



Pomorski Przegląd Gospodarczy

Temat wydania:

Sektor ropy i gazu

W numerze:

Arne Walther

Ropa i gaz – quo vadis?

Ian Walker

Światowe rynki energii – wszystko się może zdarzyć

Peter F. Johnston

Arktyka rękojmią bezpieczeństwa energetycznego Europy?

Leszek Wieciech

Unijne dyrektywy a sprawa polska

prof. Brian Horsfield, dr Hans-Martin Schulz

Gaz łupkowy – więcej pragmatyzmu!

Henrik Carlsen

Norweskie lekcje dla Polski

dr inż. Maciej Gierej

Gdańsk hubem energetycznym Europy?

Paweł Olechnowicz

Rynek krajowy wciąż największą szansą

Jacek Krawiec

Złote lata za nami. Jak radzić sobie dziś?

Sławomir Hinc

Energetyka gwarantem „opłacalności” gazu?

Grzegorz Pytel

Czy Polska może stać się potęgą surowcową?

dr Mikołaj Budzanowski

W kierunku upstreamu

Tadeusz Aziewicz

Więcej rozumu w paliwach

Młodzi o Pomorzu, Analizy i porównania oraz Okno na świat

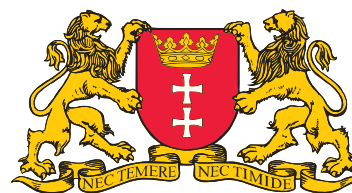
Numer 3/2010 (46)
ISSN 1506-6150

www.ppg.gda.pl

Partnerzy i sponsorzy Pomorskiego Przeglądu Gospodarczego:
Urząd Marszałkowski Województwa Pomorskiego, Miasto Gdańsk,
ENERGA S.A.,
Nordea Bank Polski S.A.



**Urząd Marszałkowski
Województwa Pomorskiego**



GDAŃSK
morze możliwości



Energa

Nordea 

W numerze:

| | | |
|---|---|----|
| Jan Szomburg, Jr. | <i>Drodzy Czytelnicy</i> | 3 |
| SEKTOR ROPY I GAZU | | |
| Arne Walther | <i>Ropa i gaz – quo vadis?</i> | 6 |
| Ian Walker | <i>Światowe rynki energii – wszystko się może zdarzyć</i> | 10 |
| Peter F. Johnston | <i>Arktyka rękojmią bezpieczeństwa energetycznego Europy?</i> | 15 |
| Leszek Wiecech | <i>Unijne dyrektywy a sprawa polska</i> | 19 |
| prof. Brian Horsfield, dr Hans-Martin Schulz | <i>Gaz łupkowy – więcej pragmatyzmu!</i> | 23 |
| Henrik Carlsen | <i>Norweskie lekcje dla Polski</i> | 27 |
| dr inż. Maciej Gieriej | <i>Gdańsk hubem energetycznym Europy?</i> | 31 |
| Paweł Olechnowicz | <i>Rynek krajowy wciąż największą szansą</i> | 34 |
| Jacek Krawiec | <i>Złote lata za nami. Jak radzić sobie dziś?</i> | 38 |
| Sławomir Hinc | <i>Energetyka gwarantem „opłacalności” gazu?</i> | 43 |
| Grzegorz Pytel | <i>Czy Polska może stać się potęgą surowcową?</i> | 47 |
| dr Mikołaj Budzanowski | <i>W kierunku upstreamu</i> | 52 |
| Tadeusz Aziewicz | <i>Więcej rozumu w paliwach</i> | 57 |
| MŁODZI O POMORZU | | |
| Piotr Zbieranek | <i>Gaz łupkowy a społeczności lokalne</i> | 61 |
| OKNO NA ŚWIAT | | |
| Przemysław Susmarski | <i>Zasoby i konsumpcja ropy naftowej na świecie</i> | 66 |
| ANALIZY I PORÓWNIANIA | | |
| Krzysztof Romaniuk | <i>Rynek paliw płynnych w Polsce</i> | 71 |
| dr Maciej Tarkowski | <i>Gospodarka Pomorza w II kwartale 2010 r.</i> | 77 |

Redaktor naczelny

Marcin Nowicki

Redaktor prowadzący

Jan Szomburg, Jr.

Dystrybucja

Katarzyna Topka

ISSN 1506–6150

**© Copyright by Instytut Badań
nad Gospodarką Rynkową**

Wszelkie uwagi i opinie na temat
„Pomorskiego Przeglądu Gospodarczego”
prosimy kierować pod adresem:
Instytut Badań nad Gospodarką Rynkową
ul. Do Studzienki 63, 80-227 Gdańsk
tel.: +48 58 524 49 00
faks: +48 58 524 49 08
e-mail: redakcja@ppg.gda.pl
<http://www.ppg.gda.pl>

„PPG” ukazuje się dzięki pomocy:
Marszałka Województwa Pomorskiego,
Urzędu Marszałkowskiego
Województwa Pomorskiego,
Prezydenta Miasta Gdańska,
Miasta Gdańsk,
ENERGI S.A.,
Nordea Banku Polskiego S.A.

Redakcja zastrzega sobie prawo opracowywania,
dokonywania skrótów oraz nadawania tytułów
i śródtytułów nadesłanym tekstom.

Opinie zawarte w prezentowanych artykułach nie zawsze
odzwierciedlają stanowisko IBnGR.



Jan Szomburg, Jr.

Redaktor Prowadzący PPG

DRODZY CZYTELNICY!

Czy posiadamy obecnie wizję sektora ropy i gazu w Polsce? Jak chcielibyśmy, żeby wyglądał on za 10 czy 20 lat? Tak postawione pytanie powinno uruchomić myślenie w kategoriach dwóch strategicznych celów. Po pierwsze, trwałego dostępu przez polskie społeczeństwo i gospodarkę do zasobów energetycznych po możliwie najniższej cenie. Po drugie, tworzenia stabilnych warunków dla rozwoju sektora naftowo-gazowego, umożliwiających uczestnictwo w korzyściach z wydobywania i przetwarzania surowców. Rzeczywistość, w jakiej przyszło dziś dyskutować o przyszłości sektora ropy i gazu, jest silnie umiędzynarodowiona i kategoriycznie dopomina się o myślenie w kategoriach globalnych.

W ostatnich latach ceny na światowych rynkach energii wykazywały ogromną zmienność. Na przestrzeni lat 2008–2009 cena ropy wahała się w przedziale od \$145 do \$35 za baryłkę. Natomiast szybkie i prowadzone na masową skalę zagospodarowanie zasobów gazu łupkowego w USA spowodowało spadek cen gazu w tym kraju od początku br. roku o 30%. Już dziś na horyzoncie widać nowe wyzwania, nie mniejszego kalibru. Kluczowym obszarem niepewności staje się Irak ze swoimi bogatymi zasobami ropy naftowej, który z dużym prawdopodobieństwem jest w stanie zniweczyć dążenia OPEC do ustabilizowania cen ropy w okolicach \$75 za baryłkę. Jeszcze większe znaczenie dla rynku może mieć rozpoczęcie eksploatacji potencjalnie ogromnych

zasobów gazu łupkowego w Europie, w tym głównie w Polsce. Ponadto w niedalekiej przyszłości powinno rozpocząć się zagospodarowanie arktycznych złóż węglowodorów, choć najprawdopodobniej nie osiągnie ono szybko istotnej wielkości w skali globalnej, ze względu na trudności i koszty związane z prowadzeniem prac na obszarach podbiegunowych. Co więcej, istotne zmiany zachodzą nieprzerwanie w sferze regulacyjnej na szczeblu ponadnarodowym, chociaż obecnie możemy odnotować słabnący nacisk na obniżanie poziomu emisyjności gospodarek, ze względu na pogorszenie ich kondycji i niemożność uzgodnienia wspólnych priorytetów. Wszystko to ma wpływ na konkurencyjność poszczególnych nośników energii i rozwój związanych z nimi technologii. Oprócz tego, duże zmiany zachodzą w zakresie organizacji i struktury biznesowej największych przedsiębiorstw. Mamy do czynienia z przesuwaniem się nakładów inwestycyjnych z *downstreamu* (m.in. przerobu rafineryjnego) w kierunku *upstreamu* (wydobycia), ze względu na dużo wyższe marże w tym obszarze. Zjawisko to jest zróżnicowane regionalnie, gdyż w pewnych rejonach świata (Chiny, Indie, do niedawna Polska) występują wciąż ogromne deficyty w zakresie mocy przerobowych ropy naftowej. Wynika to z ciągłego wzrostu konsumpcji gotowych już produktów, takich jak benzyna, oleje czy asfalty i ograniczonego zasięgu ich transportu, ze względu na wysokie koszty. Ponadto część koncernów globalnych za swój model rozwoju obrało strukturę *multi-utility*, czyli jednoczesne operowanie w kilku sektorach (ropy, gazu, elektroenergetyki) tak, aby ograniczyć ryzyko zmian relacji cenowych pomiędzy poszczególnymi nośnikami energii.

Warto również brać pod uwagę fakt, iż państwa takie jak Chiny czy USA wspierają przedsiębiorstwa pochodzące z tych krajów w walce o dostęp do surowców na arenie międzynarodowej. Formy tego wsparcia mogą mieć różne oblicza: od transakcji offsetowych po gwarancje bezpieczeństwa w sensie militarnym.

W dyskusji nad przyszłością sektora ropy i gazu, oprócz niezmiernie istotnych uwarunkowań globalnych, należy także uwzględnić obecną kondycję i strukturę polskich przedsiębiorstw, a także drogę, którą przeszły w ciągu ostatnich lat oraz ich aspiracje w zakresie rozwoju. Zarówno Lotos, w wyniku Programu 10+, jak i Orlen – poprzez instalacje

HON – zwiększyły i pogłębiły przerób surowca (więcej produktów wysokomarżowych z tej samej ilości ropy). Była to odpowiedź na wciąż dynamicznie rosnący popyt krajowy, gdyż nawet w kryzysowym 2009 r. konsumpcja paliw w Polsce wzrosła o 4% i najprawdopodobniej będzie dalej rosła. Wciąż bowiem konsumujemy o połowę mniej tych produktów niż średnia w krajach UE. Ponadto, aby zaspokoić potrzeby krajowe, cały czas musimy posiłkować się importem – w 2009 r. 30% paliw konsumowanych na rynku krajowym pochodziło z zagranicy. Obecnie zarówno Orlen jak i Lotos zamierzają inwestować w wydobycie węglowodorów. Natomiast niekwestionowanym liderem w tym zakresie jest PGNiG. Oprócz wielu lokalizacji na terenie kraju, obecnie firma ta prowadzi również projekty poszukiwawczo-wydobywcze w skali międzynarodowej (m. in. na morzach Północnym i Norweskim, w Libii, Egipcie i Pakistanie). Częścią strategii przedsiębiorstwa jest także inwestowanie w elektroenergetykę tak, aby wydłużyć łańcuch budowy wartości i zrównoważyć ryzyka związane z regulacją cen na polskim rynku gazu.

Przyszłość sektora ropy i gazu będzie również zależała od polityki regulacyjnej naszego państwa w zakresie węglowodorów. Jeżeli informacje o zasobności gazu łupkowego w Polsce ulegną potwierdzeniu, to dobre regulacje i zasady wydobycia mogą wzmocnić rozwój kraju (jak to miało miejsce w Norwegii), a złe go osłabić (*casus* niektórych państw afrykańskich). Aby osiągnąć sukces nie wystarczy posiadać surowce, potrzebna jest też umiejętność mądrego zarządzania rozwojem w zakresie poszukiwania i eksploatacji węglowodorów oraz zagwarantowanie i odpowiednie wykorzystanie dodatkowych profitów na poziomie państwa.

Jedno jest pewne. O przyszłości sektora ropy i gazu w Polsce warto rozmawiać w możliwie szerokim gronie – przedsiębiorstw, władzy rządowej i samorządowej, ekspertów i społeczeństwa. Tylko w ten sposób, poprzez międzyrodowiskową debatę, dającą szansę na wytworzenie wspólnej i akceptowalnej przez wszystkich wizji, można osiągnąć skuteczność w działaniu. Mam nadzieję, iż niniejsze wydanie „Przeгляdu” rzuci światło na kluczowe obszary związane z przyszłością paliwową Polski, stając się jednocześnie częścią szerszej, międzyrodowiskowej, ogólnopolskiej publicznej debaty.

Sektor ropy i gazu

| | | |
|---|---|----|
| Arne Walther | <i>Ropa i gaz – quo vadis?</i> | 6 |
| Ian Walker | <i>Światowe rynki energii – wszystko się może zdarzyć</i> | 10 |
| Peter F. Johnston | <i>Arktyka rękojmią bezpieczeństwa energetycznego Europy?</i> | 15 |
| Leszek Wiciech | <i>Unijne dyrektywy a sprawa polska</i> | 19 |
| prof. Brian Horsfield, dr Hans-Martin Schulz | <i>Gaz łupkowy – więcej pragmatyzmu!</i> | 23 |
| Henrik Carlsen | <i>Norweskie lekcje dla Polski</i> | 27 |
| dr inż. Maciej Gieraj | <i>Gdańsk hubem energetycznym Europy?</i> | 31 |
| Paweł Olechnowicz | <i>Rynek krajowy wciąż największą szansą</i> | 34 |
| Jacek Krawiec | <i>Złote lata za nami. Jak radzić sobie dziś?</i> | 38 |
| Sławomir Hinc | <i>Energetyka gwarantem „opłacalności” gazu?</i> | 43 |
| Grzegorz Pytel | <i>Czy Polska może stać się potęgą surowcową?</i> | 47 |
| dr Mikołaj Budzanowski | <i>W kierunku upstreamu</i> | 52 |
| Tadeusz Aziewicz | <i>Więcej rozumu w paliwach</i> | 57 |

ROPA I GAZ – QUO VADIS?

Zyjemy w epoce paliw kopalnych. Ropa naftowa i gaz ziemny stanowią, obok węgla kamiennego, trzon światowej struktury źródeł energii. Wszystkie wybiegające w odległą przyszłość scenariusze kreślone przez ekspertów zakładają, że zarówno ropa naftowa, jak i gaz ziemny zachowają swoją dotychczasową rolę. Być może tak, chociaż można sobie też wyobrazić inny scenariusz.

Zazwyczaj łatwo nam przyjąć płynące z potocznej mądrości przekonanie, a nawet zgodzić się z tezą, że zawsze należy spodziewać się tego, co niespodziewane. Znacznie trudniej jednak sprecyzować, jaki kształt to niespodziewane przybierze. Spekulacje mogą być strzałem w dziesiątkę albo – co bardziej prawdopodobne – mogą się okazać żenująco chybione. Chociaż potrafimy zidentyfikować wiele „wiadomych niewiadomych” i możemy próbować się na nie przygotować, w wypadku „niewiadomych niewiadomych” pozostaje nam tylko czekać.

* Arne Walther był pierwszym sekretarzem generalnym Międzynarodowego Forum Energetycznego (Riyadh; lata 2003–2007) oraz przewodniczącym Międzynarodowej Agencji Energetycznej (Paryż; lata 2000–2002). Piastował stanowisko ambasadora Norwegii w Austrii oraz przy Międzynarodowej Agencji Energii Atomowej ONZ w Wiedniu (lata 2002–2003), ambasadora w Indiach (lata 1995–1999) oraz ambasadora przy IEA (International Energy Agency, Międzynarodowa Agencja Energetyczna; lata 1989–1994, a następnie 2000–2002). Stał na czele norweskiej delegacji negocjującej zapisy Europejskiej Karty Energetycznej (lata 1991–1994). W swoim artykule dla Pomorskiego Przeglądu Gospodarczego Arne Walther, obecnie ambasador Norwegii w Japonii, dzieli się swoimi osobistymi przemyśleniami na temat tendencji kształtujących sytuację na globalnym rynku ropy naftowej i gazu ziemnego.

*Arne Walther**

Ambasador Norwegii w Japonii

Dalecy przodkowie ludzkości żyli w epoce kamienia łupanego. Jednak, jak zauważył saudyjski szejk Zaki Yamani, „powodem zakończenia epoki kamienia łupanego nie był brak kamieni”. Być może również epoka ropy naftowej i gazu ziemnego dobiegnie kiedyś końca, mimo bogactwa niewydobytých jeszcze zasobów tych surowców, które postęp technologiczny pozwoli nam zastąpić jakąś lepszą alternatywą. Jeżeli gaz łupkowy zwiastuje rewolucyjny przełom na polskim i ogólnoświatowym rynku paliw kopalnych, jakie jeszcze inne, spodziewane i niespodziewane, rewolucyjne zmiany w obszarze paliw kopalnych i poza nim mogą nas czekać w nadchodzących latach? Dobrze byłoby również znać miejsce i czas, w którym się one pojawią.

Jednak zanim to nastąpi, kluczowa rola ropy naftowej i gazu ziemnego jako czynników wzrostu gospodarczego pozostanie niezagrożona. Co więcej – nasze zapotrzebowanie na te surowce, podobnie zresztą jak na energię z innych źródeł, będzie stale rosnąć.

Nie cel, lecz środek do celu

Zadajmy sobie pytanie, dlaczego ogół społeczeństwa miałby zaprzętać sobie głowę „globalnymi tendencjami kształtującymi sytuację w branży naftowo-gazowej” albo kwestiami energetycznymi w ogóle. Energetyka jako sztuka dla sztuki z pewnością nie może być społecznym celem per se. Rządy państw zdają sobie sprawę z roli energetyki jako motoru napędzającego zarówno rozwój gospodarczy, jak i społeczny. Natomiast obywatele krajów eksportujących i importujących energię oczekują od wybranych przez siebie władz, by korzyści uzyskiwane dzięki surowcom energetycznym wydobywanym ze złóż krajowych lub importowanym z zagranicy przekładały się bezpośrednio na podnoszenie jakości ich życia. Umiejętność sprostania społecznym oczekiwaniom w sferze polityki energetycznej często determinuje dalsze „być albo nie być” danego gabinetu rządowego na krajowej scenie politycznej. Ropa naftowa, gaz ziemny oraz inne źródła energii stanowią samo sedno interesu narodowego.

Ważne, aby zdać sobie sprawę, że ropa naftowa i gaz ziemny to niezbędny i potężny czynnik rozwoju gospodarczego i społecznego co najmniej w krótkim i średnim – jeśli nie znacznie dłuższym – horyzoncie czasowym, i aby w ślad za tym przekonaniem szły odpowiednie decyzje inwestycyjne. Równie ważna w poszukiwaniu długofalowych możliwości zrównoważonego rozwoju świata jest wiedza na temat oddziaływania tych surowców na środowisko naturalne i klimat.

Elementy niepewności

Obecnie, gdy troska o zaspokojenie potrzeb energetycznych idzie w parze z troską o stan środowiska naturalnego, czas postawić kilka podstawowych pytań. Czy istniejące zasoby ropy i gazu wystarczą, aby na dłuższą metę zaspokajać rosące zapotrzebowanie świata? Czy inwestycje niezbędne do zagospodarowania tych zasobów zostaną dokonane na czas? Czy ropa naftowa i gaz ziemny, a także inne źródła energii, będą dostępne – fizycznie i finansowo – na sprawiedliwych zasadach dla wszystkich, czy tylko dla uprzywilejowanej garstki wybrańców? Co ze środowiskiem naturalnym i zmianami klimatu? Czy zasoby naturalne staną się przedmiotem konfliktów i walk zagrażających podstawom zrównoważonego rozwoju globalnego? Czy konieczność współpracy w dziedzinie polityki energetycznej wytworzy nowe konfiguracje sojuszy, które odmienią zastaną rzeczywistość geopolityczną? A może przeciwnie – zastana rzeczywistość geopolityczna okaże się przeszkodą nie do pokonania na drodze do budowania nowych, mądrych i zrównoważonych, kierunków współpracy w tej dziedzinie?

Niedawna zapaść gospodarki światowej, z której nadal usiłujemy się wydobyć, spotęgowała niepewność i uwypukliła słabości poszczególnych państw w sferze bezpieczeństwa energetycznego i ochrony środowiska naturalnego. Państwa, samodzielnie lub w ramach sojuszy, rewidują fundamenty

Modyfikowanie polityki jednego państwa w celu przygotowania go do nowych wyzwań i zniwelowania konkretnych elementów niepewności w obszarze gospodarki energetycznej może samo przyczynić się do zwiększenia istniejących – lub stać się źródłem nowych – elementów niepewności dla innych państw.

swojej polityki energetycznej. Rządowe programy stymulujące gospodarkę krajów wysoko uprzemysłowionych pomalowane są na wszystkie możliwe odcienie zieleni. Wyrażenia „zielona gospodarka” czy „redukcja emisji

CO₂” weszły już na dobre do słownika politycznego. Jednak modyfikowanie polityki jednego państwa w celu przygotowania go do nowych wyzwań i zniwelowania konkretnych elementów niepewności w obszarze gospodarki energetycznej może samo przyczynić się do zwiększenia istniejących – lub stać się źródłem nowych – elementów niepewności dla innych państw.

W kontekście pogłębiającego się niepokoju i wrażliwości poszczególnych krajów w obszarze polityki energetycznej i ochrony środowiska naturalnego istnieje jeden niezbity pewnik. Świat będzie potrzebował coraz większych ilości

coraz czystszej energii, wykorzystywanej w coraz bardziej efektywny sposób, dostępnej – fizycznie i finansowo – dla coraz większej części ludzkości.

Rola ropy i gazu w nowej epoce energetycznej

Jakie zatem najważniejsze tendencje zarysowują się w ewoluującym ciągle scenariuszu, który będzie determinować przyszłą sytuację na światowym rynku ropy naftowej i gazu ziemnego? Energetyka, środowisko naturalne i gospodarka są wzajemnie powiązane. To powiązanie wpływa na międzynarodową politykę i samo jest przez nią kształtowane. Niezależnie od tego, czy strzałki wskaźników ekonomicznych będą w kolejnych latach skierowane w dół czy w górę, uważam, że już teraz można dostrzec zarysy nowej, choć jedynie przejściowej, epoki energetycznej, w której:

- paliwa kopalne zachowają jeszcze przez jakiś czas swoje kluczowe znaczenie, co będzie wiązać się z koniecznością tworzenia technologii umożliwiających bardziej ekologiczne wykorzystanie takich paliw, np. technologii przechwytywania i składowania dwutlenku węgla;
- coraz większa waga przykładana będzie do alternatywnych, odnawialnych źródeł energii – promieniowania słonecznego, wiatru, ruchów planetarnych (pływów), biopaliw czy atomu;
- troska o stan środowiska naturalnego i zmiany klimatyczne pogłębi się, w niemałym stopniu również w świadomości społecznej, co będzie wpływać na decyzje podejmowane w ramach polityki energetycznej;
- rosnącemu zapotrzebowaniu na energię towarzyszyć będzie rosnąca potrzeba oszczędzania energii, poprawiania wydajności energetycznej oraz tworzenia efektywniejszych kosztowo technologii;
- wyzwania związane z zapewnieniem bezpieczeństwa energetycznego i zmianami klimatu będą się w coraz większym stopniu zająć – działania zapobiegające zmianom klimatu nie powinny zagrażać bezpieczeństwu energetycznemu, natomiast polityka w zakresie bezpieczeństwa energetycznego nie powinna powodować pogorszenia sytuacji w zakresie zmian klimatycznych;
- konieczne będzie tworzenie bardziej przewidywalnych i sprawiedliwych warunków do inwestowania – zaniechania inwestycyjne w okresie niskich cen zemszczą się

gwałtownymi wzrostami cen w momencie, gdy na fali ożywienia gospodarczego popyt znacznie rośnie;

- wymiana handlowa na rynku energii będzie się zwiększać wskutek geograficznego niedopasowania pomiędzy ośrodkami wydobycia ropy i gazu a ośrodkami ich konsumpcji;
- trzeba się będzie liczyć z podatnością produkcji i dostaw energii na zakłócenia wynikające z uwarunkowań politycznych, ataki terrorystyczne, awarie techniczne czy siły natury;
- nasilać się będzie konkurencja o zasoby energetyczne, podobnie jak konkurencja pomiędzy różnymi rodzajami zasobów;
- zawiązywać się będą nowe ogniwa współpracy pomiędzy krajowymi i międzynarodowymi spółkami naftowymi;
- wyłonią się nowe, już teraz dostrzegalne, kierunki międzynarodowej współpracy dwustronnej i regionalnej;
- państwa będą się decydować na prowadzenie wspólnej lub niezależnej polityki energetycznej;
- ubóstwo energetyczne będzie wymagać podjęcia radykalnych działań – obecnie jedna czwarta ludności świata jest pozbawiona dostępu do nowoczesnej energii na zasadach komercyjnych; taki stan rzeczy jest nie tylko naganny moralnie, lecz również politycznie niemożliwy do utrzymania;
- przesunięcie punktu ciężkości gospodarki globalnej w stronę Azji, za sprawą Chin i Indii, będzie mieć długoterminowe konsekwencje polityczne i energetyczne;
- każda kolejna epoka energetyczna będzie mieć – podobnie jak wszystkie poprzednie – jedynie przejściowy charakter.

Nie wolno zaniechać dialogu

W świecie oplecionym coraz gęstszą siecią wzajemnych zależności globalny dialog w obszarze energetyki jest bezwarunkową koniecznością, pozwalającą lepiej wykorzystać możliwości współpracy przynoszące korzyści każdej z zainteresowanych stron oraz uniknąć nieporozumień, które mogą stać się zarzewiem konfliktów. Współpraca na szczeblu ministerialnym ma kluczowe znaczenie w procesie budowania międzynarodowego zaufania i porozumienia, będących filarami zrównoważonego rozwoju całego

świata. Jednak dodatkowo powoływać należy organizacje międzyrządowe, które będą instrumentem służącym zapewnieniu bezpieczeństwa energetycznego, umożliwiającego osiągnięcie bardziej dalekosiężnych celów ekonomicznych i społecznych.

Do licznego grona już istniejących instytucji dołączają wciąż nowe, zajmujące się wąskimi wycinkami rynku energetycznego, w których członkostwo nie jest otwarte dla wszystkich. Obecnie nie istnieje żadna agencja międzyrządowa o zasięgu globalnym i ponadnarodowych kompetencjach decyzyjnych, która zajmowałaby się wszystkimi rodzajami energii. Biorąc pod uwagę strategiczne znaczenie energetyki dla poszczególnych państw, powołanie takiej wielonarodowej organizacji, wiążące się z oddaniem części wewnętrznych kompetencji decyzyjnych i podporządkowaniem prawnie wiążącym decyzjom podejmowanym przez organ międzynarodowy, wydaje się w najbliższej przyszłości perspektywą mało realną.

Obecnie mamy do czynienia z wzajemnym powiązaniem polityki energetycznej prowadzonej przez poszczególne państwa, w formie rozbudowanej sieci agencji międzyrządowych, a także politycznej i technicznej współpracy dwustronnej, regionalnej oraz globalnej. W ramach tego powiązania nie tylko władze państwowe, ale i sama branża energetyczna, organizacje międzynarodowe, instytucje finansowe oraz inne grupy interesariuszy mają do odegrania swoją rolę.

Aby to powiązanie mogło skuteczniej funkcjonować, nowe instytucje i procesy muszą uwzględniać zmieniający się porządek świata, w którym głos krajów wschodzących staje się – i słusznie – coraz wyraźniej słyszalny. Należy przy tym uznać nie tylko potencjał

Jeżeli międzyrządowe instytucje mają się stać naprawdę skutecznymi instrumentami, należy jasno określić konsensus w zakresie wspólnych globalnych celów. Instytucje takie potrzebowałyby ponadto silniejszego umocowania politycznego, jakiego dotychczas władze państwowe nie były skłonne im przyznać.

poszczególnych części składowych tego układu, lecz także ich ograniczenia. Jeżeli międzyrządowe instytucje mają się stać naprawdę skutecznymi instrumentami, należy jasno określić konsensus w zakresie wspólnych globalnych celów. Instytucje takie potrzebowałyby ponadto silniejszego umocowania politycznego, jakiego dotychczas władze państwowe nie były skłonne im przyznać.

Ropa naftowa i gaz ziemny nadal ważne

Nie ulega wątpliwości, że energetyka, środowisko naturalne i rozwój gospodarczy są wzajemnie powiązane. Energetyka jest strategicznym obszarem zainteresowania każdego z państw, który może przyczynić się do intensyfikacji współpracy pomiędzy krajami lub grupami krajów. Jednocześnie pogoń za surowcami energetycznymi może być źródłem konfliktów i prowadzić do eskalacji napięć politycznych i gospodarczych. Bezpieczeństwo energetyczne i globalne zarządzanie energią to nasz wspólny obowiązek, którego znaczenie w świetle Celów Milenijnych przyjętych przez ONZ jest nie do przecenienia.

Wspólne międzynarodowe działania wychodzące naprzeciw wyzwaniom, jakie rodzi konieczność zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego, muszą uwzględniać wciąż bardzo zróżnicowane strategiczne interesy narodowe – interesy zarówno eksporterów, jak i importerów energii, krajów wysoko uprzemysłowionych i rozwijających się, w wielobiegunowym świecie i zmieniającej się rzeczywistości geopolitycznej.

W tak szeroko pojętym kontekście globalnym ropa naftowa i gaz ziemny, efektywnie wydobywane, przesyłane i wykorzystywane w sposób możliwie najmniej szkodliwy dla środowiska naturalnego, mają wciąż do odegrania istotną rolę. Ropa i gaz to nadal potężne lokomotywy globalnego wzrostu gospodarczego, niezbędne do realizacji naszych aspiracji politycznych i społecznych, w świecie charakteryzującym się zrównoważonym i sprawiedliwym rozwojem.

ŚWIATOWE RYNKI ENERGII – WSZYSTKO SIĘ MOŻE ZDARZYĆ

Już apostoł Paweł pisał, że przyszłość możemy zobaczyć tylko „jakby w zwierciadle, niejasno”. Twierdzenie to jest szczególnie trafne w wypadku rynków energii. Większą szansę na wygraną mamy, obstawiając „autsajdera” w wyścigach konnych, niż prognozując trendy cenowe na światowych rynkach energii. Już wielu poszło z torbami, usiłując je przewidzieć, co znaczy, że również niniejszy artykuł należy traktować z odpowiednią dozą ostrożności. W ciągu kilku ostatnich dziesięcioleci rynek energii charakteryzował się ogromną nieprzewidywalnością, pomimo prób jego ustabilizowania przez potentatów branży naftowej (takich jak Getty) czy producentów energii (takich jak kraje OPEC). Co zatem mogłoby odmienić istniejący stan rzeczy?

Jedną istotną zmianą już nastąpiła – było nią przekłucie nadętego balonu z napisem „zmiany klimatyczne” w trakcie niedawnego szczytu kopenhaskiego. Zdominowały go obawy, że mogło dojść do manipulacji faktami, oraz niemożność uzgodnienia

Ian Walker

*Dyrektor Wykonawczy
Windsor Energy Group**

* Windsor Energy Group to organizacja non-profit pełniąca rolę forum wymiany poglądów na temat polityki energetycznej pomiędzy ustawodawcami a spółkami branżowymi. Swoją nazwę zawdzięcza miejscowości Windsor Castle, w której odbywają się jej coroczne zjazdy. Przewodniczącym Windsor Energy Group jest Lord Howell, brytyjski sekretarz stanu, zajmujący się m.in. kwestiami bezpieczeństwa energetycznego. Międzynarodowe konferencje WEG odbyły się już w Gdańsku, Tokio, Ałmaty i Houston. Bieżące spotkania dyskusyjne poświęcone tematom związanym z energetyką odbywają się w Londynie.

wspólnych, globalnych ram działania. W rezultacie wszystko wskazuje na to, że głównym źródłem energii dla świata w dającej się przewidzieć przyszłości pozostaną paliwa zawierające związki węgla.

Polityczna wola działania na rzecz poszukiwania nowych źródeł energii rozpadła się na naszych oczach. Oznacza to, że prace nad rozwojem nowych technologii, które mogłyby zna-

Głównym źródłem energii w dającej się przewidzieć przyszłości pozostaną paliwa zawierające związki węgla. Prace nad rozwojem nowych technologii, które mogłyby znacząco ograniczyć popyt na ropę naftową i gaz ziemny, nie mają szans na przyciągnięcie wystarczających środków inwestycyjnych.

cząco ograniczyć popyt na ropę naftową i gaz ziemny, nie mają szans na przyciągnięcie wystarczających środków inwestycyjnych.

Chiny i USA – energetycznie podobne

Chiny i Stany Zjednoczone są pod wieloma względami bardzo do siebie podobne. To ogromne terytorialnie kraje, potrzebujące olbrzymich ilości energii, aby utrzymać gospodarkę w ruchu i ogrzać wielką liczbę ludzi. Bardziej dziwi jeszcze jedno podobieństwo, które uwidoczniło się w ostatniej dekadzie – przedstawiciele chińskiej klasy średniej, obnosząc się ze swoim dostatkiem, wybierają auta, które powodują gigantyczne korki uliczne i emitują mnóstwo szkodliwych spalin. Kiedy Chińczycy masowo przesiadli się z rowerów na samochody, pekiński smog zaczął przypominać ten w Los Angeles. Związane z tą tendencją dodatkowe zapotrzebowanie Chin na paliwa oznacza, że oba kraje (Stany Zjednoczone i Chiny) bezpośrednio konkurują teraz na globalnych rynkach energii. Rywalizujący z USA i innymi konsumentami energii Chińczycy są dziś obecni w Afryce, Ameryce Łacińskiej, rejonie Zatoki Perskiej i wielu innych zakątkach świata.

Kolejne podobieństwo związane jest z modelem współpracy pomiędzy spółkami energetycznymi a rządami obu krajów. Administracja Stanów Zjednoczonych zaproponowała ochronę wojskową producentom ropy naftowej i gazu z rejonu Zatoki Perskiej. Chiny próbują przebić tę ofertę, kusząc lokalne władze dużymi przedsięwzięciami infrastrukturalnymi (budowa linii kolejowych czy portów) w zamian za kontrakty. Znamienny jest fakt, że w tym roku do Zatoki Perskiej zawinął pierwszy okręt chińskiej marynarki wojennej – jako niewczesne echo tzw. dyplomacji kanonierek (dyplomacji popartej groźbą użycia siły), praktykowanej w przeszłości przez Stany Zjednoczone i kraje europejskie. Podporą dalekomorskiej marynarki wojennej

tworzonej obecnie przez władze chińskie jest „sznur pereł”, czyli sieć portów zbudowanych przez Chiny od wybrzeży Bangladeszu po Sri Lankę, łącząca Pekin z międzynarodowymi rynkami energii. Dobrym przykładem zaangażowania Chin było wsparcie militarne zaoferowane władzom Sri Lanki w walkach z powstaniem Tamilskich Tygrysów. Obecnie Chiny dysponują dużym portem na wybrzeżu Sri Lanki, co napawa niepokojem Indie i USA.

Przyjęta przez Pekin strategia zakłada zbudowanie takiego potencjału, który umożliwi mu ochronę międzynarodowego transportu surowców energetycznych. Chińskie okręty weszły w skład międzynarodowej flotylli zwalczającej zjawisko piractwa morskiego wokół afrykańskiego Przylądka Dobrej Nadziei, gdzie występowały przypadki uprowadzenia tankowców dla okupu. Pekin podziela też niepokoje Japonii i Korei dotyczące „wąskiego gardła”, jakim w transporcie ropy naftowej i gazu ziemnego są wody cieśnin Ormuz i Malakka. Chiny planują budowę rurociągu lądowego, który pozwoliłby im ominąć ewentualną blokadę morską cieśniny Ormuz. Istnieją jednak obawy, że mogłoby to doprowadzić do eskalacji napięć na tle niepodległości Tajwanu, a nawet do konfrontacji pomiędzy Chinami a Japonią na tle sporów terytorialnych w akwenie Morza Południowochińskiego. Najwyraźniej niektórzy amerykańscy stratedzy wojskowi postrzegają Chiny jako zagrożenie długoterminowe znacznie poważniejsze niż na przykład Rosja czy islamscy terroryści, dostosowując to tego przekonania swoje plany.

Chiny mogą też mieć problemy ze Stanami Zjednoczonymi, którym nie podoba się utrzymywanie przez ten kraj stosunków z Iranem (skąd importuje on energię) w czasie, gdy USA rozważają nałożenie na Iran embarga gospodarczego w związku z jego pracami nad stworzeniem broni atomowej. Eksperci są przekonani, że Irańczykom uda się zdobyć niezbędne materiały do budowy takiej broni za jakieś 12 miesięcy, trwają zatem pilne poszukiwania rozwiązania tego kryzysu. Możliwym wyjściem jest osiągnięcie porozumienia, zgodnie z którym inspektorzy doprowadziliby do zatrzymania prac nad irańskim programem atomowym, pozwalając jednak na budowę cywilnych instalacji atomowych. Jeżeli tak się stanie i Iran zyska możliwość zagospodarowania swoich bogatych zasobów surowców energetycznych, wówczas jeszcze większe ilości gazu popłyną na rynki globalne zamiast do Chin czy przez terytorium Turcji. Jeżeli jednak zabiegi dyplomatyczne

zawiodą, staniemy przed perspektywą operacji wojskowej. W takim wypadku, poza wszystkimi innymi czynnikami zagrażającymi wydobyciu surowców energetycznych w rejonie Zatoki Perskiej, pojawi się zagrożenie zablokowania dostaw w cieśninie Ormuz przez Iran, dysponujący arsenałem pocisków rakietowych i torped oraz flotą niewielkich i szybkich statków ofensywnych. Ziszczenie się tego scenariusza oznaczałoby astronomiczny wzrost cen na rynkach energii.

Zatoka Perska – kierunek przyszłości?

Dzisiaj daremnie szukać mocy wydobywczych w innych rejonach świata, mimo ogromnych inwestycji realizowanych obecnie u wybrzeży Brazylii i w Afryce Wschodniej czy nowo odkrytych złóż w Afryce Zachodniej. Rosja wydaje się w całości wykorzystywać swoje moce wydobywcze i, aby zaspokoić popyt krajów europejskich, zmuszona jest dokupywać surowce z Azji Środkowej. Tam musi się liczyć z ostrą konkurencją ze strony Chin, która popycha ją do zawierania partnerskich sojuszy na rosyjskim Dalekim Wschodzie. Kraje zrzeszone w OPEC uważają, że wobec braku zakrojonego na szeroką skalę programu przeciwdziałania zmianom klimatycznym oraz alternatywnych źródeł dostaw ropy naftowej są w stanie – na krótką metę – utrzymać poziom globalnych cen w równowadze. To także jedna ze zmian, ponieważ w ostatnich latach wydobycie ropy naftowej przez kraje spoza OPEC osłabiło pozycję kartelu. Obecnie panuje jednak przekonanie, że producenci z rejonu Zatoki Perskiej będą odgrywać kluczową rolę w przyszłych dostawach energii.

Aktualnie kraje leżące w rejonie Zatoki Perskiej, głównie Arabia Saudyjska, Kuwejt i Zjednoczone Emiraty Arabskie, dysponują niewykorzystanymi mocami wydobywczymi rzędu 2–3 mln baryłek ropy dziennie i planują miliardowe inwestycje w celu dalszego ich zwiększenia w perspektywie najbliższych dziesięciu lat do 7 mln baryłek. Tłumaczą, że ich kontrolowane przez państwo spółki naftowe są skłonne ponosić koszty wolnych mocy wydobywczymi, byle tylko możliwe było utrzymanie docelowej ceny OPEC na poziomie 75 USD za baryłkę. Niektórzy analitycy są zdania, że do 2011 r. niewykorzystane moce wydobywcze znikną i minie wiele lat, zanim uruchomione zostaną nowe.

Kluczowe znaczenie ma tutaj fakt, że władze Arabii Saudyjskiej potrzebują dochodów ze sprzedaży ropy, aby wypełnić swoje zobowiązania. Mają przy tym ograniczone

pole manewru, biorąc pod uwagę szybko rosnącą liczbę ludności, z której przeszło połowa nie ukończyła jeszcze 20 lat i nie ma żadnych szans na zdobycie pracy. Dom Saudów niepokoi się też narastającym antagonizmem pomiędzy szyitami a sunnitami. Orędownikiem szyickiego niezadowolenia stał się Iran, zdobywając poklask całego świata arabskiego za swoją bezkompromisową postawę wobec Izraela. Arabia Saudyjska opracowała wprawdzie własny plan pokojowy dla Bliskiego Wschodu, jednak na razie szanse zażegnania konfliktu palestyńsko-izraelskiego są, niestety, nikłe. W rezultacie Iran, który udziela poparcia radykalnym ugrupowaniom w rodzaju Hezbollahu, jest postrzegany jako aktywny gracz. Wizyta prezydenta Iranu w Bejrucie wpisuje się w ambicje odzyskania przez ten kraj historycznej roli regionalnego lidera.

Konflikt szyicko-sunnicki rozgrywa się – pośrednio – na terenie Iraku, gdzie Iran ma silne powiązania na południu kraju, natomiast Dom Saudów popiera plemiona sunnickie zamieszkujące środkowy Irak. Niebiorący udziału w tym konflikcie Kurdowie z północy mają dzięki temu wolną rękę, by realizować własne polityczne ambicje uzyskania quasi-autonomii. Irak, ze swoimi bogatymi zasobami taniej ropy naftowej, może potencjalnie zmienić zasady gry w regionie, niwecząc dążenia krajów OPEC do ustabilizowania rynku. Jeszcze większe obawy Arabii Saudyjskiej oraz ekspertów branżowych budzi fakt, że znaczna część światowych dostaw ropy naftowej i rosnąca ilość gazu ziemnego pochodzą z Prowincji Wschodniej, zamieszkałej przez większość szyicką. Forpocztą obecnej strategii Arabii Saudyjskiej wobec sunnitów był ruch wahhabitów, którego zaplecze militarne umożliwiło powstanie kraju, a który aktywnie sprzeciwia się ekspansji sunnickiego odłamu islamu.

Drogi alternatywne

Ciekawym zjawiskiem jest to, że producenci ropy naftowej z rejonu Zatoki Perskiej próbują się zabezpieczyć, zwracając się ku nowym źródłom energii. I tak – Zjednoczone Emiraty Arabskie zawarły porozumienie z Koreańczykami w sprawie budowy pierwszej w świecie arabskim elektrowni atomowej. Również Arabia Saudyjska rozwija swój potencjał nuklearny, już teraz deklarując, że nie zamierza akceptować ograniczeń nałożonych przez Stany Zjednoczone na porozumienie z Abu Dhabi. Inne kraje arabskie, takie jak Kuwejt, Jordania czy Egipt, również dążą do pozyskiwania energii z atomu. Władze z Abu Dhabi utworzyły spółkę energetyczną MASDAR,

której rolą jest śledzenie i analizowanie najnowszych trendów w energetyce. Z kolei Katar zakłada spółkę Green Gulf, która ma być swoistym poligonem doświadczalnym, na którym testowane będą nowe technologie wykorzystania alternatywnych źródeł energii. Spółka MASDAR jest częścią finansowanej przez państwo grupy Al Mubadala. Chociaż w centrum zainteresowania samej spółki MASDAR leży „zielona” energia, Al Mubadala poszukuje możliwości inwestycyjnych związanych ze złożami węglowodorów w Azji Środkowej – zawarła już odpowiednie kontrakty w Kazachstanie. Wszystkie te działania wydają się potwierdzać znaną zasadę, że na wyścigach konnych, w których nie ma zdecydowanego faworyta, bezpieczniej jest postawić na kilka koni.

W Stanach Zjednoczonych przełomową zmianę na rynku energii przyniosło szybkie i prowadzone na masową skalę zagospodarowanie zasobów gazu łupkowego, w wyniku którego kraj ten ma szansę z importera netto stać się eksporterem błękitnego paliwa. W Europie największe zasoby gazu łupkowego posiada Polska. Ich zagospodarowanie mogłoby ograniczyć zależność krajów Europy Środkowej od dostaw rosyjskich. Nawet siedziba OPEC w Wiedniu stoi na gazonośnych łupkach, jednak ich zagospodarowanie nie będzie możliwe ze względów planistycznych i środowiskowych, które mogą także wpłynąć na zmniejszenie tempa i skali wydobycia gazu łupkowego w całej Europie.

Obszary arktyczne to kolejna granica, której potężne zasoby surowców energetycznych mogą radykalnie zmienić sytuację na rynku energii; podobnie jak Brazylia, w momencie gdy ruszy wydobycie na skalę przemysłową odkrytych w tym kraju surowców. Topniejące lodowce pozwoliły odkryć zasoby węglowodorów u wybrzeży Grenlandii. Do połowy z nich rości sobie pretensje Rosja, która umieściła swoją flagę na dnie Oceanu Arktycznego. Pozostali gracze mają inne zmartwienia. Na przykład Norwegowie są zainteresowani eksploatacją wielkich złóż węglowodorów do spółki z Rosją, choć z wielu stron dobiegają głosy przekonujące, że zagrożenie dla dziewiczego środowiska naturalnego to cena zbyt wysoka i takie działania należy ograniczyć. Kanadę z kolei interesuje nie tylko zagospodarowanie zasobów, lecz także potencjał Przejścia Północno-Zachodniego, którego otwarcie mogłoby udostępnić nowy korytarz do transportu zasobów energetycznych i nie tylko, co wiązałoby się jednak z koniecznością ściślejszej współpracy z Rosją.

Europa podzielona

Unia Europejska próbuje na nowo określić zasady swojej polityki energetycznej, nadal importując ogromne ilości gazu z kierunku rosyjskiego. W tym wypadku jednak punkt widzenia zależy od położenia na mapie Europy. Dla Francuzów największy sens ma rozwój energetyki atomowej z wykorzystaniem francuskich technologii. Brytyjczycy popierają wprowadzenie mechanizmu opłat za emisję dwutlenku węgla, który stałby się bodźcem do inwestowania w alternatywne źródła energii, takie jak farmy wiatrowe. Hiszpania chętnie stałaby się bramą, przez którą do Europy docierałyby surowce energetyczne z północnej Afryki, a może także czysta energia elektryczna z elektrowni Solartech, budowanej obecnie w Maroku przy finansowym wsparciu Niemiec. Niemcy i Rosja mają za sobą wiele lat udanej współpracy w dziedzinie energii, lecz to się obecnie zmienia. Ma to związek z nowelizacją niemieckiego prawa, wykluczającą możliwość przejmowania strategicznych niemieckich aktywów przez bogate podmioty z innych krajów, na przykład z Rosji. Ten niejednoznaczny obraz jest tłem dla toczących się w Europie rozmów na temat budowy gazociągu Nabucco, którym do Europy mógłby płynąć gaz kaspijski, zapewniając pożądaną dywersyfikację dostaw, a tym samym poprawę bezpieczeństwa energetycznego. Wypracowanie wspólnej polityki, która uwzględniałaby wszystkie, często sprzeczne interesy, będzie nie lada wyzwaniem.

Co przyniesie przyszłość?

Węgiel kamienny pozostaje głównym źródłem energii dla krajów takich jak Stany Zjednoczone, Chiny czy Polska (która dysponuje największymi zasobami czarnego złota w Europie). Problemem jest znalezienie technologii, która umożliwiałaby jego czyste spalanie. Chińskie miasta, cierpiące wskutek nadmiernego zanieczyszczenia powietrza, rozpaczliwie poszukują ratunku. Technologie czystego

Niewykluczone, że węgiel kamienny odzyska swoją historyczną rolę paliwa „pierwszego wyboru”. Jednak w krótkiej perspektywie czasowej gaz ziemny jest nadal pomostem do nowej, bardziej ekologicznej epoki.

spalania węgla są wprawdzie dostępne, lecz są także bardzo kosztowne; nie do końca wiadomo również, co zrobić z przechwyconym dwutlenkiem węgla.

Mimo to sprawy wydają się iść w dobrym kierunku. Jedną z nowatorskich technologii – technologia wirówkowa – zmniejsza dziesięciokrotnie koszt przechwytywania dwutlenku węgla, ale i tak jest o 30 proc. droższa od tradycyjnych metod spalania węgla. Niewykluczone, że dzięki

prowadzonym w szybkim tempie programom badawczym, zwiędzonym wdrożeniem nowych technologii, węgiel kamienny odzyska swoją historyczną rolę paliwa „pierwszego wyboru”. Jednak w krótkiej perspektywie czasowej gaz ziemny jest nadal postrzegany jako paliwo, które będzie stanowić pomost do nowej, bardziej ekologicznej epoki. Nadpodaż błękitnego paliwa oznacza, że jego ceny powinny się utrzymać na niskim poziomie.

Kolejnym czynnikiem, który może znacząco zmienić sytuację na światowych rynkach energii, jest ekonomia. Czy na rynki świata powróci koniunktura i wzrost gospodarczy napędzający popyt na energię? Czy może istnieje ryzyko protekcjonizmu i spowolnienia, przekładające się na spadek popytu, w związku z tym, że poszczególne kraje będą się starały

chronić swoją gospodarkę przed importem? Trudno też na razie przewidzieć, czy światu zachodniemu uda się oczyścić z toksycznych długów. Z kolei Chiny po raz pierwszy od trzech lat zdecydowały się podnieść stopy procentowe w obawie przed możliwością powstawania baniek cenowych.

Co zatem widzimy „jakby w zwierciadle, niejasno”, patrząc w przyszłość? Jediną rzeczą, jaką możemy z dużą dozą pewności przewidzieć, jest to, że obecna stabilizacja cen na światowych rynkach energii nie potrwa długo. Istnieje wiele czynników, wpływających zarówno na stronę popytową, jak i podaźową, które mogą niebotycznie wywindować ceny lub spowodować ich załamanie. Obawiam się, że – tak jak mówi chińska klątwa – żyjemy w bardzo ciekawych czasach.

ARKTYKA RĘKOJMIĄ BEZPIECZEŃSTWA ENERGETYCZNEGO EUROPY¹?

W ciągu ostatnich lat zainteresowanie rządów, a także konsumentów i producentów energii, budziła perspektywa, że złoża ropy naftowej i gazu ziemnego skrywane pod lodami Arktyki przyczynią się do znacznego zwiększenia dostępności zasobów energetycznych na światowych rynkach. Zainteresowanie to podgrzewał z jednej strony rosnący popyt na te surowce, osłabiony niedawno na skutek ogólnoswiatowego kryzysu finansowego, z drugiej zaś przekonanie, że topniejąca pokrywa lodowa pozwoli na ich łatwiejszą, niż to było wcześniej możliwe, eksploatację. Niniejszy artykuł omawia rolę, jaką arktyczne zasoby węglowodorów mogą odegrać na rynkach europejskich, oraz ich możliwy wpływ na przyszłe bezpieczeństwo energetyczne Europy.

Emocje świata zogniskowały się na potencjale węglowodorowym Arktyki w 2008 r., kiedy to amerykańska rządowa agencja naukowa United States Geological Survey (USGS) opublikowała raport zawierający szacunki nieodkrytych zasobów ropy naftowej i gazu ziemnego znajdujących się za Kręgiem Polarnym. Raport określał średnią szacunkową wielkość zasobów ropy naftowej na 90 mld baryłek,

Peter F. Johnston

*Analityk Strategiczny
Agencji Badań i Rozwoju
Departamentu Obrony
Narodowej Kanady – Centrum
Badań i Analiz Operacyjnych*

¹ Analizy i opinie wyrażone w niniejszym artykule są wyłącznie poglądami jego autora i w żaden sposób nie odzwierciedlają oficjalnego stanowiska Departamentu Obrony Narodowej Kanady.

gazu ziemnego – na 1669 bln m³, a ciekłego gazu ziemnego (NGL) – na 44 mld baryłek. Szacunki te oznaczają, że za kręgiem polarnym może występować blisko 13 proc. nieodkrytych geologicznych zasobów ropy i 30 proc. nieodkrytych zasobów gazu. Z opracowania USGS wynikało również, że około 84 proc. tych złóż występuje pod dnem morskim, jednak w obrębie szelfów kontynentalnych państw arktycznych. Warto nadmienić, że agencja USGS nie przedstawiła w swoim raporcie szacunków dotyczących zasobów hydratów gazowych, które – jak się sądzi – mogą być od 6 do 600 razy bardziej obfite niż zasoby konwencjonalne. Z tego co wiemy, Arktyka jest skarbnicą ogromnych złóż hydratów gazowych, których eksploatacja na skalę przemysłową może być możliwa już przed 2030 r. Wszystko wskazuje zatem na to, że arktyczne pustkowia są obdarzone obfitymi zasobami węglowodorów, które mogą przedłużyć erę paliw węglowodorowych.

Na przeszkodzie eksploatacji

Analizy rejonów arktycznych często koncentrują się na sporach terytorialnych dotyczących delimitacji granic morskich pomiędzy państwami subregionu. Niejednokrotnie owocem tych analiz jest wniosek, że spory te – roznamietnione dodatkowo perspektywą zasobności Arktyki w surowce energetyczne – mogą stać się zarzewiem konfliktów. Jednak takie niebezpieczeństwo wydaje się mało realne, zważywszy na gotowość wszystkich państw arktycznych do rozstrzygnięcia kwestii spornych w duchu konwencji ONZ o prawie morskim. Państwa te albo zgłosiły już swoje roszczenia do ONZ, albo mają zamiar wkrótce to zrobić. Co więcej, w niektórych wypadkach udało się osiągnąć porozumienia dwustronne – ostatnio pomiędzy Norwegią a Rosją w sporze o część wód Morza Barentsa. W świetle tych wydarzeń prawdopodobieństwo przerodzenia się arktycznych sporów terytorialnych w konflikty zbrojne wydaje się nikłe, co dobrze widać ogólnemu stanowi bezpieczeństwa w regionie. Jednak samo tylko istnienie znacznych zasobów i brak konfliktów nie gwarantują jeszcze, że uda się te zasoby w istotnej części zagospodarować. Droga do tego celu jest usiana wieloma przeciwnościami, które wpłynąć będą na tempo inwestycji i eksploatacji bogactwa naturalnego regionu.

Prawdopodobieństwo przerodzenia się arktycznych sporów terytorialnych w konflikty zbrojne wydaje się nikłe, co dobrze widać ogólnemu stanowi bezpieczeństwa w regionie. Jednak samo tylko istnienie znacznych zasobów i brak konfliktów nie gwarantują jeszcze, że uda się te zasoby w istotnej części zagospodarować.

Szereg wyzwań przed koncernami naftowo-gazowymi stawiają warunki klimatyczne i topograficzne Arktyki. Choć faktem jest, że ostatnio w niektórych latach zaobserwowano kurczenie się letniej pokrywy lodowej, to jednak tereny położone za kołem podbiegunowym są nadal pokryte grubą warstwą lodu, przez który trzeba będzie się przebić. Lód stwarza liczne zagrożenia dla przedsięwzięć naftowo-gazowych, z których najpoważniejsze to niebezpieczeństwo zderzeń z powierzchnią lodu i uszkodzenia urządzeń przez lód pod jego powierzchnią. Oba te zjawiska mogą prowadzić do zniszczenia infrastruktury i katastrof naturalnych. Lód, niska temperatura i gwałtowne burze stwarzają również zagrożenie dla personelu i logistyki transportowej. Aby stawić czoło tym niebezpieczeństwom, spółki naftowo-gazowe będą zmuszone uciekać się do wykorzystania kosztownych i skomplikowanych procedur i sprzętu. Ogólnie rzecz biorąc, są to dodatkowe środki bezpieczeństwa, bez których można się obyć w miejscach charakteryzujących się bardziej umiarkowanymi warunkami.

Ponadto, sezon wierceń i eksploatacji złóż jest na Dalekiej Północy dramatycznie krótszy w porównaniu ze strefami o łagodniejszym klimacie. Możliwość prowadzenia prac wiertniczych istnieje w zasadzie tylko przez kilka letnich tygodni. Urządzenia i ludzi należy przetransportować na miejsce przed sezonem prac, jednak biorąc pod uwagę niedobór infrastruktury, która mogłaby ten ruch obsłużyć, przewożenie zasobów w miejsca, gdzie są one w danej chwili potrzebne, może być niezwykle kosztowne. Kiedy lato się kończy i prowadzenie dalszych prac przestaje być możliwe, należy zaczopować odwierty, a zagrożoną infrastrukturę, pracowników i sprzęt wywieźć w inne miejsca. Cykl ten będzie się powtarzać każdego lata, zwiększając koszt działalności w regionie. Ewentualne opóźnienia lub odwołanie wierceń po sprowadzeniu na miejsce ekipy pracowników może drogo kosztować spółkę, która nie osiągnie żadnego zwrotu z inwestycji.

Kolejnym problemem związanym z pracami na terenach arktycznych jest ryzyko szkód środowiskowych. Powszechnie wiadomo, jak kruchy jest ekosystem Arktyki, który – w razie niezachowania należytej ostrożności – może ulec nieodwracalnemu zniszczeniu. Scenariuszem z koszmarów sennych byłby wyciek na skalę porównywalną z wyciekami na platformie Deepwater Horizon koncernu BP. Gdyby taki sam nastąpił pod pokrywą lodową, przez wiele miesięcy mógłby pozostać niewykryty. W przypadku

ureczywistnienia się tego scenariusza lub innego równie tragicznego w skutkach wypadku rozmiar szkód środowiskowych byłby katastrofalny. Spółki podjęły wprawdzie kroki mające na celu opracowanie urządzeń do likwidacji wycieków ropy na terenach arktycznych oraz procedur zarządzania tego rodzaju wypadkami, jednak są one w większości niesprawdzone i nie wiadomo, czy okazałyby się skuteczne w surowym i delikatnym środowisku arktycznym.

Energetyczne hot spoty

Pomimo tych trudności pewne przedsięwzięcia już są prowadzone, a jeżeli ceny surowców energetycznych utrzymają się przez dłuższy czas na wysokim poziomie, można się spodziewać, że w przyszłości będzie ich więcej. Lokalizacja potencjalnych platform wiertniczych zdeterminuje wybór optymalnych rynków zbytu. Raport agencji USGS wskazuje prawdopodobne miejsca występowania zasobów, z których blisko 60 proc. ma się znajdować w sześciu miejscach. Są to: platforma alaskańska, basen Canning-Mackenzie, północna część basenu Morza Barentsa, ryftowa krawędź północno-zachodniej Grenlandii, południowy basen Danmarkshavn oraz północny basen solny Danmarkshavn. Najbardziej obiecującym spośród tych miejsc jest platforma alaskańska, która kryje, według szacunków, około 31 proc. nieodkrytych zasobów arktycznej ropy naftowej. Jeżeli chodzi o gaz ziemny, eksperci przypuszczają, że około 66 proc. nieodkrytych zasobów znajduje się w złożach zalegających w czterech miejscach: południowej części Morza Karskiego, południowej części basenu Morza Barentsa, północnej części basenu Morza Barentsa oraz platformie alaskańskiej. Spośród nich najwięcej – około 39 proc. – powinno występować pod dnem południowej części Morza Karskiego, na Rosyjskim Szelfie Kontynentalnym.

Lokalizacja tych dużych złóż oznacza, że projekty zagospodarowania będą się koncentrować na tych właśnie terenach. Ponieważ ropa naftowa jest surowcem wymiennym, który można praktycznie wszędzie przetransportować, wpływ jej arktycznych zasobów na wszystkie rynki powinien być pozytywny. Z kolei gaz ziemny nie jest jeszcze surowcem w pełni wymiennym – choć w postaci skroplonej można go dostarczać na coraz więcej rynków. Tym samym wpływ arktycznego gazu na bezpieczeństwo energetyczne może zależeć od lokalizacji złóż, a co za tym idzie – od wyboru rynków zbytu. To dobry prognostyk dla rynków europejskich, ponieważ jedne z większych oszacowanych zasobów przypisano do złóż zalegających

w wodach Norwegii, które można podłączyć do istniejącej sieci gazociągów lub przesyłać wydobyty z nich surowiec nowymi, na razie nieplanowanymi, gazociągami przez terytorium Skandynawii, a stamtąd do Europy Środkowo-Wschodniej. Zgodnie z przewidywaniami największe złoża kryją się w wodach Federacji Rosyjskiej, a więc także one przyczyniłyby się do poprawy bezpieczeństwa energetycznego Europy. Niewykluczone jednak, że zasoby tych złóż, zamiast na rynki europejskie, popłyną do Azji. Obawy może budzić również wiarygodność Rosji jako dostawcy, zwłaszcza w kontekście przerw w dostawach gazu, jakie kraj ten zafundował w ostatnich latach Europie.

Arktyka nie będzie żyłą złota

W krótkiej perspektywie jest mało prawdopodobne, by arktyczne zasoby węglowodorów wpłynęły znacząco na zwiększenie podaży na światowych rynkach energii. Istnieją przecież inne, mniej kosztowne możliwości pozyskania tych surowców, szczególnie jeśli weźmie się pod uwagę wyzwania związane z pracą w surowych arktycznych warunkach. Kraje Europy Środkowo-Wschodniej, na przykład Polska, posiadają wciąż niewykorzystane zasoby konwencjonalne, które mogą się okazać tańsze do zagospodarowania i są zlokalizowane bliżej rynków docelowych. Ponadto niektóre zakątki świata (na przykład Ameryka Północna czy Europa Wschodnia) kryją spore ilości gazu łupkowego, którego wydobywanie postępuje w szybkim tempie lub którego eksploatację można niezwłocznie rozpocząć, korzystając z coraz lepszych i tańszych technologii wydobywczych. Podobnie rzecz się ma z technikami wydobywania metanu z pokładów węgla – w ostatnich latach znacznie je udoskonalono, w wyniku czego pozyskanie tego surowca, występującego obficie w wielu miejscach kuli ziemskiej, stało się bardziej opłacalne. Innym źródłem dostaw błękitnego paliwa dla Europy, na razie jednak bardzo niepewnym, mógłby być gazociąg Nabucco. Również w wypadku ropy naftowej istnieją pewne alternatywy. Obiecujących odkryć dokonano na przykład u wybrzeży Brazylii. Stale udoskonalane są też technologie zagospodarowania piaskowców roponośnych w Kanadzie, czyniąc wydobywanie tych niekonwencjonalnych surowców bardziej opłacalnym i zrównoważonym z ekologicznego punktu widzenia. Nie są to jedyne, alternatywne wobec zasobów arktycznych, źródła podaży węglowodorów. Przywołano je tutaj na poparcie twierdzenia, że zagospodarowanie złóż arktycznych powinno postępować wolno, choć metodycznie, przez kilkadziesiąt najbliższych lat.

Podsumowując, w kontekście obecnej sytuacji energetycznej świata zagospodarowanie arktycznych złóż węgla wydaje się pewne. Prawdopodobnie nie nastąpi ono jednak szybko, ze względu na trudności i koszty związane z prowadzeniem prac na obszarach podbiegunowych, wobec innych, tańszych i łatwiejszych do pozyskania zasobów. Jednak po ich zagospodarowaniu powinny one poprawić

Zagospodarowanie arktycznych złóż węglowodorów wydaje się pewne. Prawdopodobnie nie nastąpi ono jednak szybko, ze względu na trudności i koszty związane z prowadzeniem prac na obszarach podbiegunowych, wobec innych, tańszych i łatwiejszych do pozyskania zasobów.

poziom bezpieczeństwa energetycznego dzięki zwiększeniu podaży oraz przedłużeniu ery paliw węglowodorowych. Trudno natomiast oszacować skalę korzyści dla poszczególnych rynków, choć – biorąc pod uwagę niewielką odległość dużych złóż gazu od północnych krańców Europy – można się spodziewać pewnego zwiększenia podaży gazu na rynku europejskim. W perspektywie krótkoterminowej zagospodarowanie złóż arktycznych nie będzie miało jednak dużego znaczenia, należy o nim myśleć raczej jako o rozwiązaniu długoterminowym.

UNIJNE DYREKTYWY A SPRAWA POLSKA

Miniony rok przyniósł przyjęcie przez Unię Europejską trzech dyrektyw, stanowiących część pakietu energetyczno-klimatycznego: 2009/28/WE o odnawialnych źródłach energii (RED), 2009/29/WE w sprawie zmiany systemu handlu emisjami oraz 2009/30/WE w sprawie specyfikacji benzyny i oleju napędowego oraz mechanizmu monitorowania i ograniczania emisji gazów cieplarnianych (FQD). Obecnie dobiegają końca prace nad dyrektywą o emisjach przemysłowych (IED).

Świadczy to o znaczeniu, jakie Komisja i Parlament Europejski przywiązują do kwestii redukcji emisji gazów cieplarnianych z jednej strony, a z drugiej do coraz większej produkcji energii ze źródeł odnawialnych. Rozwiązania przyjęte w wymienionych dyrektywach będą miały olbrzymi wpływ na gospodarkę członków UE, przemysł – w szczególności energetyczny – i wreszcie sposoby zasilania środków transportu.

Konieczność redukcji i jej konsekwencje

Kluczowe jest zrozumienie, że (w przeciwieństwie do dyrektywy 2003/30/WE w sprawie wspierania użycia w transporcie biopaliw lub innych paliw odnawialnych, która koncentrowała się na samym stosowaniu biopaliw) dyrektywy 2009/28/WE oraz 2009/30/WE kładą nacisk przede wszystkim na spełnianie kryteriów zrównoważonego rozwoju oraz znaczącą redukcję emisji GHG (greenhouse gases, gazy

Leszek Wiecech

*Dyrektor Generalny
Polskiej Organizacji Przemysłu
i Handlu Naftowego*

cieplarniane) przez paliwa – w tym biopaliwa. Wyznaczony został obowiązkowy cel 10 proc. paliw ze źródeł odnawialnych w 2020 r.

Zasadnicze znaczenie w dyrektywie 2009/30/WE ma art. 7a, dotyczący wymaganej redukcji emisji gazów cieplarnianych. Dostawcy paliw są zobligowani do stopniowej redukcji emisji GHG o 6 proc. do 2017 r. wobec poziomu z 2010 r. W tym kontekście z punktu widzenia interesów naszego kraju niezbędne jest przyjęcie metodologii wyliczania emisji rafinerii na podstawie tzw. wartości standardowych, za czym opowiada się branża paliwowa, a nie wartości specyficznych, co popiera część urzędników Komisji Europejskiej. Ostatnio pojawiła się propozycja hybrydowa, łącząca oba warianty. Metoda hybrydowa kładzie szczególny nacisk na rzeczywiste emisje powstające podczas wydobywania ropy naftowej, na które jej odbiorca nie ma żadnego wpływu. Przyjęcie tej metodologii miałyby dramatyczne skutki dla polskich rafinerii oraz innych rafinerii w centralnej Europie, gdyż przerabiana w nich ropa rosyjska charakteryzuje się najwyższym (oprócz ropy nigeryjskiej) współczynnikiem emisji podczas wydobywania. Gdyby doszło do przyjęcia tej metodologii, to po 2016 r. ropa rosyjska i nigeryjska praktycznie zniknęłyby z rynku UE, a rafinerie na niej bazujące stanęłyby wobec konieczności zaprzestania działalności. Co gorsza, takie podejście wcale nie oznaczałoby zmniejszenia globalnej wielkości emisji GHG, gdyż odbiorców unijnych – w tym polskich – natychmiast zastąpiłoby odbiorcy z innych regionów świata. Nasza część Europy stałaby się zależna od dostaw paliw z Rosji, Białorusi, Ukrainy czy Indii, w dużej mierze dostarczanych przez proste rafinerie o wysokim poziomie indywidualnej emisji GHG.

Gdzie jest plan działań?

Z przykrością należy zauważyć, że polskie elity polityczne i administracja rządowa nie dostrzegają zagrożeń, jakie wiążą się z faktem rozproszenia odpowiedzialności za pakiet energetyczno-klimatyczny w polskiej administracji między trzy ministerstwa: Ministerstwo Gospodarki, Ministerstwo Środowiska oraz Ministerstwo Rolnictwa i Rozwoju Wsi. W wielu państwach UE – w których rozumie się olbrzymie znaczenie wspomnianych dyrektyw oraz dyrektywy o emisjach przemysłowych dla rozwoju gospodarek unijnych – do nadzorowania spraw związanych z energetyką (w tym produkcji energii z odnawialnych źródeł energii, redukcji emisji gazów cieplarnianych i handlu emisjami) powołano oddzielne ministerstwa, koncentrujące w swych rękach całość

nadzoru nad tymi zagadnieniami. Koordynacją współpracy i wprowadzaniem zapisów dyrektyw do polskiego systemu prawnego zajmuje się zaledwie jeden departament w Ministerstwie Gospodarki. Ten fakt, a także podział kompetencji w polskiej administracji sprawiają, że promowane są rozwiązania cząstkowe, często oderwane od całości pakietu energetyczno-klimatycznego, propagujące niekoniecznie

W wielu państwach UE do nadzorowania spraw związanych z energetyką powołano oddzielne ministerstwa, koncentrujące w swych rękach całość nadzoru nad tymi zagadnieniami. Podział kompetencji w polskiej administracji sprawia, że promowane są rozwiązania cząstkowe, często oderwane od całości pakietu energetyczno-klimatycznego, propagujące niekoniecznie te same rozwiązania, które promuje UE.

te same rozwiązania, które promuje UE. Powoduje to również, że nie zawsze możliwe jest należyte przygotowanie wdrożenia przepisów unijnych. Dotychczas nie przekazano do Komisji Europejskiej krajowego planu działań w zakresie odnawialnych źródeł energii do 2020 r. Przedstawiony

w ramach konsultacji społecznych projekt został beztłonie skrytykowany przez środowiska eksperckie, naukowe oraz producentów paliw i energii. W związku z tym Polska znalazła się w gronie sześciu państw UE, które nie przekazały planu (termin upłynął 30 czerwca br.).

Ponadto zauważalny jest brak wsparcia działań administracji ze strony jakiegokolwiek think-tanku. Nie ma również rzeczywistego dialogu między przedstawicielami branży paliwowej i biopaliwowej a środowiskiem naukowo-ekspertkim, bo trudno za taki uznać formalne konsultacje społeczne nad już gotowymi projektami aktów prawnych. Warto wspomnieć, że w takich państwach jak Niemcy czy Czechy realne konsultacje z branżą paliwową rozpoczęły się jeszcze przed przyjęciem dyrektyw, a rząd francuski przygotowuje się do okrągłego stołu z branżą paliwową.

Co więcej, zaproponowane przez administrację rządową w Polsce koncepcje zmian w „Wieloletnim programie promocji biopaliw”, a także wybrany przez rząd sposób transpozycji obu dyrektyw, zdają się abstrahować od nich samych, bazując na dyrektywie z 2003 r., Strategii Energetycznej Polski do roku 2030 i innych dokumentach programowych, które straciły aktualność ze względu na tempo badań naukowych, rozwój odnawialnych źródeł energii, wreszcie nowe priorytety Unii.

Biopaliwa czy biokomponenty?

Dyrektywa 2009/28/WE jasno stanowi, że program wprowadzania biopaliw powinien być realizowany w sposób

efektywny pod względem kosztów. Stwierdzono, że wiążący charakter celu dla biopaliw jest właściwy, pod warunkiem że ich produkcja będzie spełniała kryteria zrównoważonego rozwoju, a biopaliwa drugiej generacji staną się dostępne na rynku. Nowe dyrektywy biorą pod uwagę doświadczenia we wprowadzaniu biopaliw, dane naukowe o skutkach wprowadzania biopaliw pierwszej generacji, rozwój nowych technologii, wreszcie zmianę sytuacji gospodarczej Europy. Dlatego tak dużą uwagę zwraca się na stronę redukcji kosztów w procesie wprowadzania biopaliw, a także koncentruje się na tych biopaliwach, które mogą być zaakceptowane przez producentów pojazdów.

W Polsce nie ma przepisów w zakresie spełniania kryteriów zrównoważonego rozwoju przez biopaliwa. Zgodnie z dyrektywą 2009/28/WE, tylko biopaliwa spełniające te kryteria będzie można zaliczyć do osiągniętych narodowe cele wskaźnikowe. Zdumiewa fakt, że mimo wielomiesięcznych monitów ze strony branży paliwowej dotychczas nie przygotowano w Polsce odpowiednich przepisów. Grozi to zalewem polskiego rynku przez biopaliwa i biokomponenty z państw, gdzie takie kryteria zostały już opracowane – głównie z Niemiec.

Unijnym celem na 2020 r. jest osiągnięcie zużycia 10 proc. paliw ze źródeł odnawialnych w transporcie. Tymczasem w przyjętych w Polsce dokumentach strategicznych oraz projektach ustaw transponujących zapisy dyrektyw jest mowa o 10-proc. udziale biopaliw w transporcie drogowym. Jest to zasadnicza różnica. Po pierwsze, w dyrektywach jest mowa nie tylko o transporcie drogowym, lecz także kolejowym, wodnym i lotniczym. Po drugie, rzecz dotyczy odnawialnych źródeł energii, nie tylko biopaliw. W grę wchodzi chociażby pojazdy elektryczne zasilane zieloną energią elektryczną, a jeżeli już mowa o biopaliwach, to przede wszystkim tych drugiej generacji, które nie wpływają

Zdumiewa fakt, że mimo wielomiesięcznych monitów ze strony branży paliwowej dotychczas w Polsce nie ma przepisów w zakresie spełniania kryteriów zrównoważonego rozwoju przez biopaliwa. Grozi to zalewem polskiego rynku przez biopaliwa i biokomponenty z państw, gdzie takie kryteria zostały już opracowane – głównie z Niemiec.

Unijnym celem na 2020 r. jest osiągnięcie zużycia 10 proc. paliw ze źródeł odnawialnych w transporcie. Tymczasem w Polsce mowa jest o 10-proc. udziale biopaliw w transporcie drogowym. Jest to zasadnicza różnica. Po pierwsze, w dyrektywach jest mowa nie tylko o transporcie drogowym, lecz także kolejowym, wodnym i lotniczym. Po drugie, rzecz dotyczy odnawialnych źródeł energii (np. zielonej energii elektrycznej dla pojazdów), a nie tylko biopaliw.

na wzrost cen żywności, a przy tym powodują znaczący spadek emisji gazów cieplarnianych.

O tym, że ten temat jest traktowany serio, świadczy chociażby to, że w takich państwach, jak Niemcy, Słowacja, Finlandia czy Wielka Brytania zredukowano narodowe cele wskaźnikowe (NCW) w zakresie biopaliw do czasu opracowania nowych technologii ich produkcji. Mówimy tu przede wszystkim o biopaliwach drugiej generacji – czyli produkowanych z biomasy nienadającej się do produkcji żywności. Niedawno w Holandii, ze względu na coraz większe wątpliwości co do oddziaływania biopaliw pierwszej generacji na środowisko, na wniosek Partii Zielonych zdecydowano się zamrozić NCW na poziomie 4 proc. Osiągnięcie celu planowane jest na 2020 r. w następujący sposób: 2 proc. pojazdy elektryczne, 3 proc. biopaliwa pierwszej generacji, 2,5 proc. biopaliwa drugiej generacji (liczone podwójnie do realizacji celu). Generalnie, w dużej mierze na skutek presji środowisk ekologicznych oraz producentów pojazdów, następuje odejście od promocji biopaliw na rzecz paliw standardowych zawierających biododatki. Coraz więcej państw wprowadza do obrotu tzw. zielony diesel, czyli paliwo będące wynikiem uwodornienia olejów roślinnych (ang. HVO). Domieszki takiego biokomponentu są akceptowane bez ograniczeń przez producentów samochodów. Paliwo takie produkowane jest już w Finlandii, Szwecji, Irlandii, we Francji, a także w USA.

Biokomponenty w Polsce

Polska ma wieloletnie doświadczenia z paliwami zawierającymi biokomponenty. Warto wspomnieć, że w latach 90. minionego wieku stosowano mieszanki benzyn zawierające do 5 proc. bioetanolu. Użytkownicy nie mieli z tego powodu żadnych problemów, nie wywoływało to też debat na temat wpływu takich paliw na silniki pojazdów. Tymczasem na początku obecnego stulecia rynek biopaliw załamał się, by zacząć odbudowę dopiero w 2008 r. – pierwszym roku obowiązywania Narodowych Celów Wskaźnikowych w zakresie biopaliw. Rok 2010 jest trzecim rokiem, w którym producenci i importerzy paliw są zobowiązani do wprowadzania biokomponentów i biopaliw na krajowy rynek paliwowy. Narodowy Cel Wskaźnikowy, określający minimalny udział biokomponentów w paliwach i biopaliwach ciekłych wprowadzonych do obrotu, w 2010 r. wynosi 5,75 proc. według wartości opałowej.

Jednocześnie w Polsce wciąż obowiązują stare, niezgodne z dyrektywą 2009/30/WE wymagania jakościowe,

ograniczające zawartość biokomponentów w paliwach ciekłych do 5 proc. Warto przypomnieć, że wspomniana dyrektywa oraz norma EN 590:2009 uznaje za normalne paliwo B7, czyli olej napędowy z 7-proc. domieszką biokomponentów. Od października 2009 r. jest to normalny, standardowy olej napędowy w UE. Dyrektywa dopuszcza też wprowadzenie na rynek paliwa E10, czyli benzyny z 10-proc. domieszką bioetanolu.

Ze względu na brak odpowiednich przepisów w Polsce realizacja NCW nie jest możliwa poprzez sprzedaż normalnych paliw ciekłych, które mogą być stosowane w zdecydowanej większości pojazdów. Z tego względu konieczne jest oferowanie biopaliw takich jak B100 (samoistne biopaliwo do silników z zapłonem samoczynnym, składające się prawie w całości z estrów). Niestety, biopaliwo takie cieszy się znikomym popytem, gdyż barierą są zastrzeżenia producentów samochodów co do stosowania biopaliw w takiej koncentracji, a co za tym idzie, obawy posiadaczy pojazdów przed stosowaniem biopaliw. Popyt na E-85 (mieszankę do 85 proc. bioetanolu z benzyną) jest w Polsce praktycznie zerowy – ze względu na brak pojazdów z silnikami typu flexi-fuel. W związku z tym odbiorcami biopaliw (B100 i B20) są przede wszystkim zamknięte floty pojazdów, ale ze względu na brak działań rządu zainteresowanie z ich strony też jest ograniczone. Pewna ilość B100 jest także oferowana odbiorcom indywidualnym – zachętą jest dużo niższa cena, która ma przyciągnąć potencjalnych nabywców.

Ze względu na to, że koszt wprowadzania biopaliw na rynek jest wyższy (mimo ulg akcyzowych) od kosztów wprowadzania paliw normalnych, konieczne jest ich subsydiowanie przez firmy paliwowe. Ostatecznie koszt subsydiowania – wynoszący prawie milion zł dziennie – przekładany jest na odbiorców innych paliw, czyli de facto na każdego kierowcę. Warto zauważyć, że w wielu innych państwach UE cel dla dostawców paliw ustanowiony jest na takim poziomie, by możliwa była jego realizacja poprzez sprzedaż paliw normalnych zawierających biokomponenty. Wprowadzeniem do obrotu biopaliw zajmują się przede wszystkim ich producenci, a nie firmy paliwowe. Koszt realizacji NCW zwiększy się znacząco od 1 maja 2011 r., gdyż rząd planuje wycofanie mechanizmu wsparcia podatkowego dla biopaliw i biokomponentów. Z tego tylko tytułu ceny paliw wzrosną o 7–10 gr na litrze.

Zielony diesel i inne propozycje dla Polski

Od kilkunastu miesięcy przedsiębiorcy domagają się dopuszczenia do obrotu oleju napędowego B7, na co pozwalają dyrektywa 2009/30/WE w sprawie jakości paliw oraz norma EN 590. Niestety, dotychczas nie zostały przeprowadzone odpowiednie zmiany prawa. Niezbędne są natychmiastowe działania rządu i szybkie przyjęcie nowych rozwiązań przez Sejm.

Konieczne jest także jak najszybsze dopuszczenie do obrotu i produkcji w Polsce „zielonego diesla”. Może on być produkowany w obu największych polskich rafineriach przy stosunkowo niskich nakładach inwestycyj-

Konieczne jest jak najszybsze dopuszczenie do obrotu i produkcji w Polsce „zielonego diesla”. Może on być produkowany w obu największych polskich rafineriach przy stosunkowo niskich nakładach inwestycyjnych, w istniejących już liniach produkcyjnych. Tylko nieliczne rafinerie w UE mogą stosunkowo niskim kosztem wprowadzić tę technologię.

nych, w istniejących już liniach produkcyjnych z zastosowaniem technologii współwodornienia, czyli uwodornienia olejów roślinnych w środowisku oleju napędowego. Jest to najtańsza w naszych warunkach metoda produkcji HVO, mogąca dać

naszym rafineriom olbrzymi atut w walce konkurencyjnej na unijnym rynku, a polskim producentom rzepaku nieograniczony popyt. Tylko nieliczne rafinerie w UE mogą stosunkowo niskim kosztem wprowadzić tę technologię. Tym bardziej zdumiewające jest, że technologia ta jest blokowana przez administrację rządową.

Jak już wspomniałem, w wielu innych państwach członkowskich Unii Europejskiej nastąpiła weryfikacja drogi dojścia do 10 proc. udziału energii odnawialnej w paliwach transportowych, przewidzianego na rok 2020. Niektóre z nich obniżyły poziom narodowych celów wskaźnikowych na najbliższe lata. Ma to związek z racjonalnym podejściem do wprowadzania biopaliw na rynek. Jest to szczególnie ważne w obecnej sytuacji ekonomicznej. We wszystkich państwach, w których NCW jest na podobnym poziomie jak w Polsce, do obrotu są dopuszczone paliwa B7 i E10. Stosowane są także takie rozwiązania jak: handel nadwyżkami, rozliczenie NCW w okresach dwuletnich oraz zaliczanie HVO do realizacji NCW. Na podobne rozwiązania oczekujemy w Polsce. Liczymy również na obniżenie NCW do poziomu możliwego do realizacji poprzez sprzedaż paliw normalnych.

GAZ ŁUPKOWY – WIĘCEJ PRAGMATYZMU!

W Europie gorączka gazu łupkowego rozwinęła się na dobre. Giganci branży nabyli prawa do nieruchomości gruntowych położonych we wschodniej, północnej i zachodniej Europie oraz rozpoczęli wiercenie otworów próbnych, m.in. na terytorium Szwecji, Anglii, Niemiec oraz – naturalnie – Polski. Media entuzjastycznie szafowały hasłem „gaz łupkowy”, szczególnie na samym początku procesu nabywania działek przez koncerny naftowe. Obwieszczano nowy przezwrot na rynku energetycznym, pytano, czy Polska ma szansę stać się nadbałtyckim Katakrem i spekulowano na temat możliwości zawojowania rynków europejskich przez gaz ziemny z polskich łupków. Ten hurraoptymizm ostudziły nieco apele o rzetelną ocenę techniczną potencjału gazu łupkowego, którym towarzyszy teraz druga fala medialnej hysterii – tym razem bijące w oczy tytuły prasowe zwracają uwagę na zagrożenie dla środowiska związane z pracami wiertniczymi. Bazując na amerykańskich doniesieniach prasowych, europejskie media zadają dramatyczne pytanie, czy Europa również stoi w obliczu groźby gwałtu na krajobrazie i zatrucia wód.

*prof. Brian Horsfield,
dr Hans-Martin Schulz*

*Niemiecki Instytut Nauk o Ziemi
GeoForschungs Zentrum (GFZ)**

* GFZ (GeoForschungs Zentrum) – niemiecki Instytut Nauk o Ziemi – to instytucja, która za swój długoterminowy cel uważa zrozumienie złożonego, nieliniowego systemu planety Ziemia oraz jego naturalnych, wchodzących we wzajemne interakcje podsystemów, aby zrozumieć zakres globalnych zmian oraz ich regionalne skutki i ocenić wpływ działalności człowieka na system naszej planety. Wizja GFZ zakłada konserwację i zrównoważoną eksploatację zasobów naturalnych, ochronę przed katastrofami naturalnymi, ograniczanie ryzyka takich katastrof, zagospodarowanie naszego środowiska, zarówno na powierzchni ziemi, jak i pod nią, a także przeciwdziałanie zmianom klimatu i środowiska naturalnego oraz ich wpływowi na antroposferę.

Czym więc jest gaz łupkowy i o co całe to zamieszanie? W niniejszym artykule zamierzamy odpowiedzieć na te podstawowe pytania oraz przedstawić wyważony rachunek korzyści i czynników ryzyka związanych z eksploatacją tego cennego surowca.

Gaz łupkowy – czym jest?

Gaz łupkowy to gaz ziemny (zawierający głównie metan i inne lekkie węglowodory) wydobywany z łupków. Łupki to nazwa, jaką geolodzy określają skały osadowe o niezwykle drobnoziarnistej strukturze, często zabarwione na ciemny kolor, powstałe w wyniku stwardnienia i kompaktacji mułu sprzed milionów lat. Inaczej niż w wypadku konwencjonalnych skał zbiornikowych (np. charakteryzujących się dużą porowatością i przepuszczalnością piaskowców, z których po nawierceniu wypływa strumień gazu), gaz ziemny uwięziony w łupkach można uwolnić tylko metodą szczelinowania (kruszenia) skał, polegającą na wtłoczeniu do formacji skalnej wody pod wysokim ciśnieniem, a następnie piasku, który wciskając się w powstałe w skale pęknięcia, uniemożliwia ich ponowne zamknięcie. Pory w skałach łupkowych są bowiem niewielkie i niepołączone ze sobą, co oznacza, że skały te są nieprzepuszczalne, a przepływ gazu – niemożliwy. Wszystko to zmienia się jednak pod wpływem szczelinowania hydraulicznego. Bogate w krzemionkę i węgiel skały łupkowe są kruche, dzięki czemu najlepiej nadają się do tego rodzaju zabiegów. Zawierające gaz ziemny łupki, określane mianem łupków gazonośnych, zalegają zazwyczaj na głębokościach od 1,5 do 2,5 km.

Europa potrzebuje własnej energii

Zarówno udokumentowane, jak i perspektywiczne zasoby konwencjonalnego gazu ziemnego w Europie są dosyć skromne. Szacuje się je odpowiednio na 5,8 i 8,8 bln m³. Niemcy np. są zmuszone zaspokajać ponad 80 proc. swojego zapotrzebowania na gaz ziemny surowcem pochodzącym z importu (z czego blisko 40 proc. stanowią dostawy z Rosji). Podobnie rzecz się ma ze wschodnimi sąsiadami Niemiec, którzy w znacznym stopniu polegają na tym samym dostawcy – z Rosji pochodzi 60 proc. gazu ziemnego importowanego przez Polskę. Nic dziwnego, że niekonwencjonalne zasoby gazu ziemnego z łupków – obok metanu z pokładów węgla – szybko zyskują na znaczeniu jako nowe źródło energii dla Europy, które mogłoby jej pomóc częściowo uniezależnić się od dostaw z importu.

Dotychczas eksploatacja gazu łupkowego była wyłącznie amerykańską domeną. Nadzwyczajny sukces wydobycia gazu z łupkowego złoża Barnett Shale w amerykańskim stanie Teksas, szczególnie w ciągu ostatniej dekady, był zwiastunem intensywnych prac poszukiwawczych w obrębie innych basenów geologicznych na terenie Stanów Zjednoczonych. Inspirowało to zarówno północnoamerykańskie, jak i europejskie spółki energetyczne do poszukiwania możliwości inwestycyjnych za granicą. Prawdopodobnie technologie, które znacznie poprawiły wskaźniki opłacalności wydobycia gazu z amerykańskich formacji łupkowych, w tym przede wszystkim wiercenia kierunkowe oraz szczelinowanie hydrauliczne, można łatwo zaadaptować do wymagań docelowych obiektów poszukiwawczych (tzw. *plays*) na kontynencie europejskim. To dobra wiadomość. Wielu analityków inwestycyjnych z Europy nie zdaje sobie jednak sprawy z faktu, że sukces nie zawsze będzie szedł w parze z transferem technologii. Otoczenie geologiczne europejskich skał łupkowych fundamentalnie różni się od tego, z jakim mamy do czynienia w Stanach Zjednoczonych, a zatem tylko niektóre łupki może cechować zwiększona zawartość gazu ziemnego (*sweet spots*), wygenerowanego w wyniku wzajemnego, korzystnego oddziaływania złożonych procesów geologicznych. Innymi słowy, określenie wielkości zasobów geologicznych gazu łupkowego jest zadaniem dla geologów, natomiast ich wydobycie będzie należeć do inżynierów. Kluczem do zrealizowania potencjału gazowego skał łupkowych w Polsce i całej Europie będzie nasze rodzime doświadczenie w zakresie geologii oraz znajomość odpowiednich technologii.

Pierwsze kroki

Szacowanie potencjału gazowego europejskich skał łupkowych wymaga ostrożności. W 1997 r. Hans-Holger Rogner określił wielkość europejskich zasobów gazu łupkowego na 510 bln stóp³, jednak najnowsze szacunki sporządzone przez amerykańską firmę konsultingową Advanced Resources Int. Inc. wskazują na zupełnie inny rząd wielkości, co może wynikać ze znajomości współczesnych technologii oraz dostępu do lepszej bazy danych. Według obliczeń tej firmy objęte koncesjami pokłady łupków sylurskich w Polsce kryją zasoby gazu ziemnego rzędu 710 bln stóp³, z czego 100 bln stanowią zasoby potencjalnie wydobywalne. Jednak w świetle naszych wcześniejszych uwag na temat specyfiki łupków gazonośnych prognozy te nadal mogą

budzić wątpliwości. Jest jasne, że oszacowanie rzeczywistego potencjału zasobów wymaga zrozumienia uwarunkowań geologicznych i inżynierskich, które determinują z jednej strony wielkość zasobów geologicznych, a z drugiej – możliwość ich wydobycia.

Proces zdobywania wiedzy już się rozpoczął. W ciągu dwóch ostatnich lat liczba udzielanych w Polsce koncesji na poszukiwanie gazu z łupków, głównie ciemnych łupków sylurskich, niesłychanie wzrosła. Jednym z potentatów, który wkroczył ostatnio z pracami poszukiwawczymi do Polski, jest amerykański koncern Chevron. Również ExxonMobil, ConocoPhillips oraz Marathon Oil Corp nabyły niedawno duże udziały w koncesjach na terenie Polski. Spółka Lane Energy wykonała pierwszy z dwóch planowanych odwiertów w lądowej części basenu Morza Bałtyckiego (Łebień LE1), a 27 sierpnia rozpoczęła wiercenie drugiego (Łęgowo LE1). Niedawno spółka Halliburton, na zlecenie PGNiG, przeprowadziła pierwsze w Polsce szczelinowanie hydrauliczne łupków. Zabieg, który wykonano w odwiercie poszukiwawczym Markowola-1 niedaleko Kozienic w województwie lubelskim, miał na celu ustalenie, czy nawiercone złożo wykazuje obecność komercyjnego nasycenia gazem ziemnym.

Wybiegając spojrzeniem poza granice Polski, napotykamy pokłady kambryjskich łupków Alum, na których koncentrują się prace poszukiwawcze prowadzone obecnie przez koncern Shell w Szwecji. Program tych prac przewiduje opróbowanie trzech otworów. Z kolei ExxonMobil realizuje program prac obejmujący opróbowanie pięciu otworów w basenie Dolnej Saksonii w Niemczech. W ubiegłym tygodniu (24 października) spółka IGas Energy PLC ogłosiła odkrycie „znaczących” złóż gazu ziemnego w łupkach wieku namurskiego, które mogą rozciągać się na obszarze 1195 km² w północno-zachodniej Anglii, a których średnia miąższość jest szacowana na 250 m. Jednocześnie koncern ExxonMobil, zrażony wynikami testu szczelinowania formacji Szolnok w odwiercie Foldeak-1 w niecce Mako na Węgrzech, postanowił zrezygnować z dalszych prac na tym terenie.

Korzyści i ryzyka

W Stanach Zjednoczonych – jedynym kraju, w którym gaz łupkowy jest wydobywany na skalę przemysłową – funkcjonuje już 40 tys. służących do tego celu odwiertów. Gaz z łupków stanowi 8 proc. całkowitego wydobycia w tym kraju. Jego eksploatacja radykalnie

zmieniła sytuację podażową na światowym rynku gazu ziemnego. Nie ma już potrzeby wykorzystywania LNG (ciekłego gazu ziemnego) do celów importowych, co pozostawia duży zapas dla Europy i innych krajów. W Stanach Zjednoczonych powstało bardzo dużo nowych miejsc

Eksploatacja gazu z łupków radykalnie zmieniła sytuację podażową na światowym rynku gazu ziemnego. W Stanach Zjednoczonych powstało bardzo dużo nowych miejsc pracy, w sposób pośredni lub bezpośredni związanych z eksploatacją gazu łupkowego. W Europie możemy się spodziewać podobnych korzyści, zawsze jednak warto zadać pytanie, jaką cenę przyjdzie nam za to zapłacić.

pracy, w sposób pośredni lub bezpośredni związanych z eksploatacją gazu łupkowego. Są to oczywiście bardzo wymierne korzyści, a – jak wspomniano wcześniej – w Europie pościg, w którym stawką jest odkrycie komercyjnych ilości gazu łupkowego, już

ruszył, co oznacza, że możemy się spodziewać podobnych pożytków, w tym powstania wielu nowych miejsc pracy. Zawsze jednak warto zadać pytanie, jaką cenę przyjdzie nam za to zapłacić.

W wielu kręgach wyrażane są obawy dotyczące procesu szczelinowania hydraulicznego (technologii stosowanej rutynowo od przeszło 40 lat, która może wywoływać łagodne trzęsienia ziemi), substancji dodawanych do mieszaniny wody i piasku (które mogą zanieczyszczać płytkie warstwy wodonośne w wypadku niestosowania się do standardowych praktyk wiertniczych lub zanieczyszczać wody rzek i glebę w razie nieprzestrzegania przepisów ochrony środowiska), a także ogólnej uciążliwości dla ludzi i infrastruktury, spowodowanej hałasem i zanieczyszczeniem powietrza.

Produkcja każdej formy energii zostawia jakiś ślad. Koszty związane z eksploatacją gazu łupkowego wydają się w gruncie rzeczy niewielkie, choć można przywołać lokalne przykłady źle zaplanowanych wierceń i cięcia kosztów (np. w stanie Pensylwania). Media słusznie podnoszą kwestię zagrożeń środowiskowych, chociaż nagłówki prasowe bywają rażąco i groteskowo przesadzone. Zrównoważona analiza niebezpieczeństw i ryzyka związanych z eksploatacją tego surowca jest obecnie przedmiotem prac amerykańskiego Departamentu ds. Energii. Również w Stanach Zjednoczonych formułowane są zasady prowadzenia wierceń w sposób nieszkodliwy dla środowiska oraz dobre praktyki w tej dziedzinie. Zajmuje się tym np. instytut badawczy Houston Advanced Research Center (HARC), we współpracy z licznym gronem instytucji amerykańskich i europejskich (m.in. Uniwersytetem w austriackim Leoben).

W Europie musimy tak wszystko przygotować, by pozyskiwanie gazu łupkowego przebiegało bezproblemowo. Ucząc się na amerykańskich doświadczeniach, będziemy wiedzieć, co należy, a czego nie należy robić. Koszty w Europie będą wyższe, a przepisy bardziej restrykcyjne. Wszystkie spółki zdają sobie z tego sprawę. Mimo że większość rządów i organizacji ekologicznych popiera ideę gazu łupkowego jako – z jednej strony – źródła „zielonej” energii, a z drugiej – geopolitycznego oręża przeciwko dostawom z importu, pozostaje pytanie, jak samorządy lokalne i ekolodzy zareagują na ryzyko, rzeczywiste lub domniemane, zagrożenia dla środowiska naturalnego.

Ucząc się na amerykańskich doświadczeniach, będziemy wiedzieć, co należy, a czego nie należy robić. Koszty w Europie będą wyższe, a przepisy bardziej restrykcyjne. Pozostaje pytanie, jak samorządy lokalne i ekolodzy zareagują na ryzyko zagrożenia dla środowiska naturalnego.

Projekt GASH (*Gas Shales in Europe*)

GASH to pierwszy zakrojony na tak szeroką skalę europejski program badań nad gazem łupkowym (<http://www.gas-shales.org>). Miarą jego ambicji jest szeroki zakres podejmowanych tematów oraz fakt, że stanowi on platformę współpracy pomiędzy czołowymi europejskimi zespołami naukowymi i instytucjami geologicznymi a podmiotami z branży naftowo-gazowej. Integralnym elementem programu jest *know-how* zdobyty przez Amerykanów, co pozwoli jego uczestnikom uniknąć wyważania otwartych drzwi albo – co gorsza – drzwi prowadzących donikąd. Obecnie program sponsorowany jest przez dziesięć spółek energetycznych: ExxonMobil, Vermilion Energy, Marathon Oil, Gaz de France Suez, Total, Statoil, Wintershall, Repsol, Bayerngas oraz Schlumberger, a chęć przystąpienia do niego zasygnalizowały już kolejne spółki. Projekt obejmuje dwa główne elementy związane z fazą poszukiwawczą i wydobywczą: tworzenie europejskiej bazy danych o łupkach gazonośnych (*European Black Shale Database, EBSD*) oraz szereg projektów badawczych o wąsko nakreślonej tematyce, opartych na analizach geochemicznych, geofizycznych i geomechanicznych. Budową bazy danych zajmuje się zespół naukowców z 18 instytucji geologicznych – od Szwecji na północy, przez Europę Zachodnią, kraje bałtyckie, Europę Południową, aż po Rumunię, Węgry

i Czechy na wschodzie. Uczestnicy projektów badawczych prowadzonych w ramach programu GASH posługują się modelowaniem numerycznym, symulacjami oraz analizami laboratoryjnymi, aby wyselekcjonować obszary zwane „naturalnymi laboratoriami”, zarówno w Europie, jak i w Stanach Zjednoczonych.

Cel przedsięwzięcia to oszacowanie wielkości zasobów geologicznych i podatności skał na szczelinowanie. Ma on zostać osiągnięty dzięki lepszemu zrozumieniu procesów, które dały początek gazonośnym formacjom łupkowym. Europejskie formacje ciemnych łupków, które wybrano na takie „naturalne laboratoria”, to kambryjskie łupki Alum leżące na terenie Szwecji i Danii, dolnojurałskie łupki Posidonia w środkowych Niemczech oraz ciemne łupki wieku karbońskiego, których pas rozciąga się od Wielkiej Brytanii, przez Holandię aż po Niemcy. Zakresem badań objęte są też łupki Barnett i Marcellus w Stanach Zjednoczonych, co ma umożliwić badaczom kalibrację na podstawie znanych cech i procesów. Obecnie w ramach programu analizowane są też środowiskowe uwarunkowania eksploatacji gazu łupkowego, co ma zapewnić zrównoważone podejście do zagadnienia od samego początku.

Błękitne paliwo na wagę złota

Zagospodarowanie łupków gazowych w Europie nadal nastrocza wiele trudności, których pokonywanie może spowolnić ten proces. Jednak pozytywne długoterminowe prognozy kształtowania się cen gazu na rynku europejskim gwarantują, że zainteresowanie gazem łupkowym nie okaże się tylko przejściową modą. Jeżeli wydobyte gazu z europejskich formacji łupkowych okaże się technicznie możliwe, a wszystkie przeszkody uda się przezwyciężyć, wówczas błękitne paliwo z tego źródła może w istotnym stopniu zaważyć na przyszłej podaży gazu w Europie.

W Europie mamy szansę właściwie ocenić potencjał gazu łupkowego i odpowiednio zaplanować jego poszukiwanie i wydobywanie, monitorowanie wpływu tych działań na środowisko, informowanie opinii publicznej oraz działania naprawcze. Należy to zrobić w sposób transparentny i efektywny, gdyż od tego w ostatecznym rozrachunku zależeć będzie powodzenie inwestycji związanych z realizacją potencjału gazu łupkowego.

NORWESKIE LEKCJE DLA POLSKI

Jeszcze 50 lat temu nikomu nawet się nie śniło, że Norwegia może posiadać jakiegokolwiek złoża ropy naftowej czy gazu ziemnego. Główny instytut geologiczny tego kraju opublikował nawet artykuł, który jednoznacznie wykluczał możliwość odkrycia podmorskich złóż węglowodorów na Norweskim Szelfie Kontynentalnym. Dla wszystkich było więc niespodzianką, kiedy w 1962 r. spółka Philips Petroleum zwróciła się do rządu norweskiego z wnioskiem o przyznanie jej, na zasadach wyłączności, prawa do prowadzenia prac poszukiwawczych w rejonie Norweskiego Szelfu Kontynentalnego. Rząd norweski odrzucił wówczas tę prośbę, argumentując, że w ewentualnym otwarciu tych terenów dla prac poszukiwawczych musiałyby uczestniczyć większa liczba spółek. Pierwszym krokiem w tworzeniu norweskiej polityki naftowej było ogłoszenie przez rząd w 1963 r. zwierzchności nad obszarami Norweskiego Szelfu Kontynentalnego. Nowo wydane rozporządzenie stwierdzało, że wszelkie zasoby naturalne odkryte na terenie szelfu stanowią własność państwa, a jedynym organem uprawnionym do przyznawania koncesji na ich poszukiwanie i wydobycie jest król (rząd) Norwegii. W tym samym roku spółkom pozwolono rozpocząć wstępne prace poszukiwawcze. Przyznane wówczas koncesje obejmowały prawo do prowadzenia badań sejsmicznych, ale nie do prowadzenia prac wiertniczych.

*Henrik Carlsen**

*Legenda rozwoju sektora ropy
i gazu w Norwegii*

* Przez 33 lata związany z koncernem Statoil. Pracował jako menedżer ds. technicznych oraz rozwoju poszukiwań m.in. na polach naftowych Gullfaks (1982–1984) i Troll (1984–1986) na Morzu Północnym. W latach 1989–1990 był dyrektorem projektu, odpowiedzialnym za realizację budowy platformy Sleipner A. W latach 1999–2004 wiceprezes Norweskiego Szelfu Kontynentalnego. Od września 2007 r. pełni funkcję prezesa zarządu Spółki LOTOS Exploration & Production Norge AS.

W marcu 1965 r. Norwegia porozumiała się z Danią i Wielką Brytanią w sprawie rozgraniczenia szelfu kontynentalnego zgodnie z zasadą mediany. Pierwszy przetarg ogłoszono 13 kwietnia 1965 r. W wyniku jego rozstrzygnięcia pojedynczym spółkom naftowym i grupom spółek przyznano 22 koncesje wydobywcze, obejmujące w sumie 78 bloków. Koncesje dawały ich posiadaczom wyłączne prawo do prowadzenia poszukiwań, wierceń i wydobycia surowca na objętych nimi obszarach. Pierwszy odwiert wykonano latem 1966 r., okazał się on jednak negatywny (nie stwierdzono w nim występowania węglowodorów).

Nowe zasady

W początkowym okresie w pracach poszukiwawczych u wybrzeży Norwegii prym wiodły spółki zagraniczne, które zagospodarowały pierwsze złoża ropy i gazu w tym kraju. W 1971 r. norweski parlament, Storting, sformułował 10 przykazań dla rodzącej się branży naftowej, z których najważniejsze stanowiły, że:

- wszelkie prace prowadzone na Norweskim Szelfie Kontynentalnym poddane będą kontroli państwa;
- zasoby węglowodorów będą zagospodarowywane w sposób zapewniający państwu norweskiemu samowystarczalność naftową;
- na bazie zasobów węglowodorów utworzona zostanie nowa gałąź przemysłu;
- działalność nowo powstałego przemysłu naftowego winna być prowadzona z poszanowaniem natury i środowiska naturalnego;
- spalanie gazu dozwolone będzie jedynie w ograniczonych okresach;
- państwo będzie uczestniczyć we wszystkich aspektach działalności związanej z zasobami węglowodorów;
- utworzona zostanie państwowa spółka naftowa, która będzie współpracować z zagranicznymi spółkami z branży naftowej.

Mając na względzie powyższe zalecenia, zweryfikowano strukturę zarządzania działalnością branży naftowej i postanowiono podzielić ją na następujące funkcje:

- centralna funkcja kontrolna: określenie oficjalnej polityki – zadanie, które siłą rzeczy należy do kompetencji właściwego ministerstwa, poza sprawami zastrzeżonymi do kompetencji rządu oraz parlamentu (obecnie Ministerstwa ds. Węglowodorów i Energii);

- funkcja administracyjna: administracja, kontrola i nadzór;
- funkcja biznesowa: działalność gospodarcza, wynikająca przede wszystkim z udziału państwa w koncesjach wydobywczych.

14 lipca 1972 r. Storting powołał do życia Norweską Dyрекcję ds. Węglowodorów, która przejęła funkcję administracyjną, oraz spółkę Den norske stats oljeselskap a.s. (Statoil), której powierzono realizację funkcji biznesowej.

W 1979 r. odpowiedzialność konstytucyjna za kwestie związane z bezpieczeństwem, środowiskiem pracy oraz reagowaniem kryzysowym na szelfie kontynentalnym, spoczywająca dotychczas na ministrze ds. węglowodorów i energii, została przeniesiona na ministra ds. samorządów lokalnych i pracy. Od tego czasu Norweska Dyrekcja ds. Węglowodorów zaczęła podlegać równocześnie dwóm ministerstwom.

1 stycznia 2004 r. Norweską Dyrekcję ds. Węglowodorów podzielono na dwa niezależne organy – Norweską Dyrekcję ds. Węglowodorów (która przejęła odpowiedzialność za zarządzanie zasobami) oraz Urząd ds. Bezpieczeństwa Pracy w Przemysle Naftowym (odpowiadający za bezpieczeństwo i środowisko pracy).

Kto tu rządzi?

Od 1972 r. biznesowym ramieniem państwa norweskiego była w całości przez nie kontrolowana spółka Statoil. Statoil miała posiadać do 50 proc. udziałów we wszystkich koncesjach na obszarze Norweskiego Szelfu Kontynentalnego. Z dniem 1 stycznia 1985 r. zmieniono zasady dotyczące udziału państwa w przedsięwzięciach naftowo-gazowych. Udziały państwa zostały podzielone na dwie części – jedną, przypadającą na spółkę, oraz drugą, stanowiącą część systemu określanego jako System Bezpośredniego Udziału Finansowego Państwa (SDFI). W ramach systemu SDFI państwo norweskie jest właścicielem udziałów w złożach naftowych i gazowych, rurociągach i infrastrukturze lądowej. Wielkość udziałów jest określana każdorazowo w momencie przyznania koncesji wydobywczej i różni się dla poszczególnych złóż. Państwo, jako współwłaściciel, partycypuje w nakładach inwestycyjnych i kosztach oraz otrzymuje odpowiadającą jego udziałowi część dochodów z tytułu koncesji wydobywczej. Wiosną 2001 r. Storting podjął decyzję dopuszczającą możliwość zbycia 21,5 proc. aktywów SDFI, w wyniku której 15 proc.

udziałów sprzedano spółce Statoil, a 6,5 proc. – innym koncesjonariuszom. Sprzedaż udziałów SDFI na rzecz spółki Statoil stanowiła ważny krok na drodze do jej udanego debiutu giełdowego i prywatyzacji. Spółka jest notowana na giełdzie od czerwca tego samego roku i od tego czasu działa na takich samych zasadach jak wszyscy inni operatorzy na Norweskim Szelfie Kontynentalnym. W maju 2001 r. powołano do życia Petoro – państwową spółkę z ograniczoną odpowiedzialnością, zarządzającą w imieniu państwa norweskiego systemem SDFI.

Norweskie prawo jest tak skonstruowane, aby zachęcić do eksploatacji złóż zarówno podmioty krajowe, jak i zagraniczne, zgodnie z założeniem, że konkurencja pomiędzy spółkami naftowymi to najlepszy sposób na maksymalizację wartości zasobów. W efekcie na Norweskim Szelfie Kontynentalnym działa dzisiaj około 60 spółek. Jednocześnie istotne znaczenie ma możliwość zrozumienia i oceny przez władze państwowe decyzji podejmowanych przez poszczególne spółki. W tym celu utworzono system, w ramach którego spółki naftowe dostarczają koncepcji i prowadzą prace techniczne mające na celu wydobycie zasobów, lecz ich działania wymagają zatwierdzenia przez odpowiednie władze. Zgoda władz jest zresztą wymagana na wszystkich etapach przedsięwzięć, od przyznania koncesji poszukiwawczo-wydobywczej, poprzez prowadzenie badań sejsmicznych, wiercenie otworów poszukiwawczych, plany zagospodarowania i eksploatacji złóż, aż po plany jego likwidacji.

Jak to działa?

Władze nie przyznają koncesji wydobywczych pojedynczym spółkom, lecz grupom spółek, zazwyczaj na podstawie wniosków składanych przez nie w ramach przetargów. Wśród najważniejszych kryteriów branych pod uwagę przy ocenie wniosków należy wymienić znajomość uwarunkowań geologicznych, specjalistyczną wiedzę techniczną, siłę finansową oraz doświadczenie, jakie władze wyniosły z wcześniejszej współpracy z daną spółką. Na podstawie złożonych wniosków Ministerstwo ds. Węglowodorów i Energii tworzy grupę koncesjonariuszy i wyznacza operatora koncesji. W ramach każdej koncesji spółki wymieniają się pomysłami i doświadczeniem oraz dzielą się kosztami i przychodami z tytułu wydobycia. Z jednej strony konkurują ze sobą, z drugiej zaś muszą współpracować na rzecz maksymalizacji wartości przyznanej im koncesji wydobywczej.

Władze zalecają ponadto koncesjonariuszom opracowanie takiego planu zagospodarowania, który pozwoli

osiągnąć najwyższy możliwy stopień szczypania zasobów. Efektem tej polityki jest bardzo wysoki stopień szczypania surowców z norweskich złóż – szacowany obecnie na 46 proc. dla ropy naftowej i 70 proc. dla gazu (dla porównania – szacowany stopień szczypania ropy naftowej w skali całego świata wynosi 22 proc.). Sukces ten można przypisać przede wszystkim postępowi technologicznemu w dziedzinie wiercenia i zbrojenia odwiertów, lecz także odpowiednio wczesnemu przygotowaniu się na użycie zaawansowanych technik wydobycia (takich jak zatłaczanie wody, zatłaczanie gazu czy naprzemienne zatłaczanie wody i gazu do odwiertu), dzięki czemu instalacje wydobywcze można łatwo dostosować do prowadzenia wydobycia różnymi metodami. Pod wieloma względami Norwegia miała szczęście, że duże złoża węglowodorów zostały tam odkryte wcześniej, a do ich zagospodarowania i maksymalizacji szczypania zasobów konieczne było użycie zaawansowanych rozwiązań technicznych. Miało to ten skutek, że – przy wsparciu władz państwowych – na badania i rozwój przeznaczono znaczne zasoby ludzkie i finansowe. Ważną rolę odegrała tutaj praktyka, zgodnie z którą spółki najpierw ogłaszają swoje wymagania, a następnie zostawiają opracowanie planu zagospodarowania złoża spółkom dostawczym/inżynieryjnym lub instytutom badawczym, które później współpracują z podmiotami branżowymi na etapie zagospodarowania i sprzedaży zasobów.

Maksymalizacja wartości na Norweskim Szelfie Kontynentalnym wymagała stworzenia systemu zachęt, który skłaniałby spółki naftowe do realizowania celów państwa, bez rezygnowania z realizacji własnego celu gospodarczego, jakim jest dążenie do maksymalizacji zysków. Dzięki syste-

Maksymalizacja wartości na Norweskim Szelfie Kontynentalnym wymagała stworzenia systemu zachęt, który skłaniałby spółki naftowe do realizowania celów państwa, bez rezygnowania z dążenia do maksymalizacji zysków. System norweski jest skonstruowany w taki sposób, że państwo zarabia tylko wówczas, gdy zarabiają same spółki.

mowi opodatkowania sektora naftowego oraz systemowi SDFI do budżetu państwa wpływa znaczna część przychodów z działalności wydobywczej. System ten jest skonstruowany w taki sposób, że państwo zarabia tylko wówczas, gdy zarabiają same spółki. Tak więc w interesie wszystkich graczy norweskiego sektora naftowego leży zapewnienie, aby wydobycie generowało jak największą wartość. Nominalne stawki opodatkowania są wprawdzie wysokie (stawka podatku podstawowego wynosi 28 proc. + 50 proc. podatku specjalnego), lecz system ulg podatkowych z tytułu kosztów prac

poszukiwawczych oznacza, że państwo przejmuje część ryzyka poszukiwawczego, a zasady amortyzacji podatkowej (możliwość zaliczenia 130 proc. wartości nakładów inwestycyjnych do kosztów uzyskania przychodów na potrzeby podatku specjalnego) oraz rozliczania strat z lat poprzednich tworzą otoczenie podatkowe, w którym możliwe jest osiągnięcie zadowalającego zwrotu z inwestycji.

Lekcje dla Polski

W Polsce wydobycie ropy naftowej i gazu ziemnego ma długą historię. Obserwator z zewnątrz może jednak odnieść wrażenie, że nadmiernie koncentrowano się dotychczas na spółkach PGNiG i Petrobaltic, kontrolowanych wcześniej w całości przez Skarb Państwa. Skupienie wszystkich kompetencji i narzędzi w jednej spółce ma niewątpliwie swoje zalety, zapewniając możliwość kontroli

i długoterminowego planowania, jednak nie sprzyja konkurencyjności, która jest ważnym czynnikiem postępu technologicznego. Mam wrażenie, że Polska może wiele zyskać, jeśli uda jej się zainteresować sobą dostawców urządzeń, narzędzi

Polska może wiele zyskać, jeśli uda jej się zainteresować sobą dostawców urządzeń, narzędzi i metod. Moda na gaz łupkowy może być okazją do stworzenia ram systemowych promujących z jednej strony konkurencyjność, a z drugiej współpracę pomiędzy spółkami naftowymi.

tworzeniu spółek dostawczych i inżynierskich, które będą w stanie sprowadzić do Polski najnowocześniejsze urządzenia, narzędzia i metody.

i metod. Moda na gaz łupkowy, która ogarnęła obecnie świat, może być okazją do stworzenia ram systemowych promujących z jednej strony konkurencyjność, a z drugiej – współpracę pomiędzy spółkami naftowymi, oraz sprzyjających

GDAŃSK HUBEM ENERGETYCZNYM EUROPY?

Wspólna polityka energetyczna UE jeszcze nie istnieje. Różnice interesów państw członkowskich oraz kolosów energetycznych w poszczególnych krajach tworzą „wyspy” interesów, które nie służą długofalowemu bezpieczeństwu energetycznemu zarówno poszczególnych krajów, jak i całej Unii. Kraje bałtyckie są szczególnie narażone na zagrożenie, są bowiem w 100 proc. (lub niemal w 100 proc.) uzależnione od jednego źródła kluczowych nośników energii. Korzystne dla Polski jest to, że obecnie własna produkcja nośników energii zapewnia nam 70-proc. pokrycie zapotrzebowania na energię.

Z punktu widzenia generalnego bilansu źródeł energii konsumowanej Polska jest w stosunkowo dobrej sytuacji. W zakresie energii pochodzącej z metanu i ropy naftowej sytuacja Polski nie jest już tak korzystna. Bezpieczeństwu energetycznemu całej Unii zagraża brak w pełni zintegrowanego programu rozwoju energetyki w UE, opartego poza regulacjami na spójnym, zintegrowanym systemie europejskiej infrastruktury energetycznej. Brak rozwiązań infrastrukturalnych nie pozwala także na wprowadzenie w życie zasady solidarności energetycznej.

dr inż. Maciej Gierej

*Prezes Zarządu Mennicy Metale
Szlachetne, były Prezes Zarządu
Nafty Polskiej*

Poza tym Unia Europejska nie ma obecnie odpowiednio dużego potencjału magazynowego ropy naftowej, szczególnie w przypadku wprowadzenia zapasów obowiązkowych na poziomie 120 dni, co wpływa niekorzystnie na jej bezpieczeństwo energetyczne. Dlatego obecnie pytaniem, które należy zadać, nie jest: czy, ale gdzie powstaną odpowiedniej wielkości zbiorniki na ten surowiec. Wydaje się, że możliwe są dwie lokalizacje – w Niemczech, ze względu na największy rynek konsumpcji, oraz

Obecnie pytaniem, które należy zadać, nie jest: czy, ale gdzie w UE powstaną odpowiedniej wielkości zbiorniki na ropę. Polska znajduje się na głównej linii przesyłu ropy naftowej do UE. Najkorzystniejszą lokalizacją w naszym kraju wydaje się Gdańsk.

w Polsce, która znajduje się na głównej linii przesyłu ropy naftowej do UE. Najkorzystniejszą lokalizacją w naszym kraju wydaje się Gdańsk, ze względu

na obecność rafinerii i przynajmniej części infrastruktury transportowej potrzebnej do odpowiedniego funkcjonowania takiego projektu (zarówno w postaci rurociągów, jak i instalacji portowych, umożliwiających transport tego surowca drogą morską). Ponadto dostęp do morza nie ogranicza tej lokalizacji do magazynowania jedynie ropy rosyjskiej – równie dobrze można dostarczać w to miejsce inne gatunki ropy pochodzące z różnych części świata.

Potencjał energetyczny Pomorza i regionu Bałtyku

Region Pomorza może mieć istotny udział w utrzymaniu korzystnej z punktu widzenia struktury bilansu energii pierwotnej w Polsce, poprzez aktywny udział firm regionu w kreowaniu nowych projektów energetycznych w szeroko rozumianym regionie Morza Bałtyckiego.

Spółki energetyczne regionu, szczególnie bazujące na wytwarzaniu energii z węgla, powinny rozważyć alianse ze spółkami energetycznymi państw bałtyckich produkującymi energię z gazu, w celu uzyskania korzystniejszego zintegrowanego bilansu emisji dwutlenku węgla przypadającego na jednostkę wytworzonej energii. Takie alianse transgraniczne, połączone z wymianą energii, pozwalają na zmianę podejścia w bilansowaniu dwutlenku węgla oraz w istotny sposób mogą zmienić procentowy udział nośników energii w bilansie energii pierwotnej.

W polityce rządu RP dla przemysłu naftowego w Polsce zwrócono uwagę m.in. na konieczność:

- zwiększenia stopnia dywersyfikacji źródeł dostaw ropy naftowej, rozumianej jako uzyskiwanie ropy naftowej z różnych regionów świata, od różnych dostawców,

pośredników, z wykorzystaniem alternatywnych szlaków transportowych,

- zwiększenia poziomu konkurencji w sektorze w celu minimalizowania negatywnych skutków dla gospodarki, wynikających ze wzrostu cen surowców na rynkach światowych,
- zwiększenia ilości ropy przesyłanej tranzytem przez terytorium Rzeczypospolitej Polskiej,
- powstania infrastruktury umożliwiającej transport ropy naftowej z regionu Morza Kaspijskiego do polskich odbiorców.

W związku z powyższym od kilku lat trwają prace nad opracowaniem projektu połączenia Brodów na Ukrainie z Gdańskiem w Polsce. Wcześniej Ukraina zbudowała rurociąg do przesyłu ropy z Odessy (terminal Pivdenny) do Brodów. Do realizacji tego zadania powołana została spółka Sarmatia, której głównymi udziałowcami były podmioty logistyczne Polski i Ukrainy – PERN i UkrTransNafta. W 2008 r. poszerzono udziałowców o firmy z Gruzji, Azerbejdżanu i Litwy. Nadal trwają prace nad biznesplanem projektu połączenia Brodów na Ukrainie z Gdańskiem w Polsce. Projekt ten pozwoliłby na dostawę do portu w Gdańsku ropy o innej charakterystyce niż ropa REBCO czy Ural. Otwierałoby to możliwość komponowania ropy na zamówienie rafinerii o korzystnej z punktu technologicznego i ekonomicznego charakterystyce. Niemniej nierozwiązany jest problem zaplecza logistycznego dla realizacji zadań wyszczególnionych powyżej, a zawartych w polityce rządu.

Większe bezpieczeństwo, mniej podziałów

Podziemne magazyny gazu ziemnego w polskim systemie gazowniczym zlokalizowane są w wyeksploatowanych złożach gazu na południu (cztery instalacje w województwach podkarpackim i małopolskim oraz jedna w dolnośląskim) oraz w wylugowanych w złożu soli komorach magazynowych (pierwszy taki magazyn w południowej części województwa kujawsko-pomorskiego, KPMG Mogilno). Całkowita ich pojemność nie jest wystarczająca z punktu widzenia nie tylko obecnego poziomu konsumpcji, ale przede wszystkim jest czynnikiem hamującym rozwój rynku gazowego i poziomu konsumpcji metanu. Konieczne jest także sprostanie narastającym potrzebom dotyczącym pojemności magazynowych na terenie kraju oraz spadek kosztów magazynowania paliw płynnych i ropy

naftowej. Podziemne magazyny powinny powstać nie tylko na potrzeby rafinerii i regionu, ale także w celu zapewnienia pojemności na surowiec w związku z planowanym wzrostem mocy przerobowych oraz stworzenia możliwości handlu spotowego węglowodorami. Zbyt małe pojemności podziemnych magazynów gazu ziemnego, w połączeniu z ograniczeniami przepustowości systemu, hamują rozwój konkurencyjnego rynku gazu, w tym praktyczne zastosowanie zasady dostępu stron trzecich do sieci przesyłowej. Pojemność czynna podziemnych magazynów gazu w Polsce wynosi ok. 1660 mln m³. Nawet całkowite napełnienie magazynów nie wystarcza do utrzymania ciągłości dostaw do odbiorców końcowych w przypadku nagłych, krótkotrwałych przerw w dostawach ze Wschodu. Warunkiem koniecznym funkcjonowania konkurencyjnego rynku gazu oraz podnoszącym bezpieczeństwo i ciągłość dostaw gazu do odbiorców jest rozbudowa pojemności i mocy podziemnych magazynów gazu ziemnego.

Po wybudowaniu (wyługowaniu) kawern będzie możliwe zaoferowanie usług magazynowania ropy i gazu państwom basenu Morza Bałtyckiego. Ze względu na szybkość i wielokierunkową dostępność będzie je można zaoferować także strukturom NATO.

Inwestycje tego typu zapewnią również możliwość realizacji zobowiązań krajom Basenu Morza Bałtyckiego wobec Unii Europejskiej i Międzynarodowej Agencji Energetycznej

Decyzje lokalizacyjne dotyczące zbudowania magazynów podziemnych w Polsce przełamają podział infrastruktury energetycznej w Europie na dawne EWG i RWPG, konserwowany praktycznie do dzisiaj. Sytuacja ta zdecydowanie wzmocniłaby bezpieczeństwo energetyczne UE.

konserwowany praktycznie do dzisiaj. Sytuacja ta zdecydowanie wzmocniłaby bezpieczeństwo energetyczne UE, nie tylko w zakresie odpowiedniej ilości posiadanych zapasów, ale również możliwości dywersyfikacji źródeł dostaw. Projekt o takim znaczeniu mógłby uzyskać dofinansowanie z budżetu Unii Europejskiej.

Nowe możliwości

Grupa Lotos, posiadająca w Gdańsku rafinerię ropy o bardzo dużym wskaźniku przetwarzania ropy do wysokomarżowych produktów (benzyny, oleje), mogłaby korzystać z możliwości dostępu na miejscu z różnych gatunków ropy. Konfiguracja technologiczna gdańskiej rafinerii (nowoczesność obecnej instalacji i możliwość dalszego pogłębiania przerobu poprzez IGCC – technologia zgazowania pozostałości rafineryjnych) – może w przyszłości pozwolić na odegranie roli jednego z kluczowych ośrodków przerobu ropy naftowej dla całej północnej Europy. Zakładając, że w przyszłości – ze względu na niskie marże przerobowe i ograniczenie inwestycji w *downstreamie* na rzecz *upstreamu* – na rynku utrzymają się tylko najbardziej efektywne rafinerie, istnieje szansa, że ośrodek w Gdańsku będzie jedną z takich lokalizacji. Pozostaje do rozstrzygnięcia kwestia większej elastyczności technologicznej przy przerobie ropy na tworzywa. Rozwój polskiej gospodarki w tym zakresie pozwala na inwestowanie w taki przerób ropy, najlepiej z partnerem posiadającym doświadczenie w produkcji i sprzedaży tworzyw. Gdyby Grupa Lotos zdecydowała się na alianse z firmami energetycznymi pracującymi na innych nośnikach energii, zdolność do uczestniczenia w budowaniu hubu energetycznego w Gdańsku i wokół Zatoki Gdańskiej mogłaby się stać istotną przewagą strategiczną praktycznie w każdym działaniu związanym z rozwojem Grupy.

RYNEK KRAJOWY WCIĄŻ NAJWIĘKSZĄ SZANSĄ

Rozmowę prowadzi Leszek Szmidtke, dziennikarz PPG i Radia Gdańsk.

Leszek Szmidtke: Nie irytuje pana ulokowana naprzeciw biurowca Lotosu stacja paliw rosyjskiego koncernu Łukoil?

Paweł Olechnowicz: Nie ma w tym nic dziwnego. Działamy konkurencyjnie na otwartym rynku.

– **W Europie rafinerie są zamykane, koncerny paliwowe poszerzają swoją działalność o energetykę, a przede wszystkim kto może, inwestuje w złoża. Pan tymczasem wydał miliardy złotych na modernizację przerobu ropy naftowej.**

– Zamykane są rafinerie przestarzałe, rozwijane są nowoczesne. Inwestycyjny Program 10+ jest elementem kolejnych działań zmierzających do budowy średniej wielkości koncernu paliwowego. Startowaliśmy z poziomu niezrestrukturyzowanej rafinerii, ze zbyt dużą liczbą podmiotów towarzyszących, z hurtownikami przejmującymi sporą część zysku. Trzeba było przeorientować całą strukturę handlową i równocześnie odpowiedzieć sobie na pytanie: czy rafineria z przerobem 4,5 mln ton rocznie, znakomitą lokalizacją, dostępem do morza i perspektywnym rynkiem krajowym

Paweł Olechnowicz

Prezes Zarządu Grupy Lotos

oraz zagranicznym może się rozwijać? Doszliśmy do wniosku, że może i że trzeba budować koncern pionowo zintegrowany o międzynarodowym zasięgu. Zaczęliśmy między innymi od wzbogacenia się o firmę poszukującą i wydobywającą ropę naftową, czyli Petrobaltic. Przy okazji przejęliśmy rafinerie z południa Polski. Dzięki temu wzmocniliśmy swoją pozycję w innych produktach: olejach, asfaltach czy parafinach. Po modernizacji naszych instalacji, podniesieniu mocy przerobowych do ponad 10 mln ton, konsolidacji, wykonujemy kolejny krok. *Upstream jest logiczną konsekwencją naszych wcześniejszych działań. Byliśmy i jesteśmy zbyt słabi kapitałowo, żeby jednocześnie się modernizować i prowadzić na szeroką skalę działalność wydobywczą.* *Po modernizacji naszych instalacji, podniesieniu mocy przerobowych do ponad 10 mln ton, konsolidacji, wykonujemy kolejny krok. Upstream jest logiczną konsekwencją naszych wcześniejszych działań. Byliśmy i jesteśmy zbyt słabi kapitałowo, żeby jednocześnie się modernizować i prowadzić na szeroką skalę działalność wydobywczą.*

– Czy Lotos będzie zwiększał wydobycie z bałtyckich złóż?

– Złoże B3 dostarcza coraz mniej surowca. Na przełomie lat 2012 i 2013 uruchomimy wydobycie ze złoża B8. Nie jest ono wprawdzie duże (ma około 3 mln ton), ale zdecydowaliśmy się w nie zainwestować. Analizujemy również pozostałe koncesje, jednak zasoby tam nie są zbyt obiecujące. Złóża litewskie też są niewielkie, ale opłacalne. Dlatego najwięcej uwagi poświęcamy szelfowi norweskiemu. Od 2012 r. co roku będziemy zwiększać wydobycie i zamierzamy osiągnąć poziom miliona ton. Być może poszukiwania inwestora zakończą się sukcesem i wesprze on nasze dążenia do rozwoju *upstreamu*.

– Prezes Grupy Lotos ma oczywiście swoje oczekiwania wobec firmy, która zdecyduje się na zakup większościowego pakietu akcji wystawionego przez ministra Skarbu Państwa. Jednak inwestor będzie dopasowywał spółki do swoich potrzeb.

– Będziemy się nawzajem dopasowywać. Natomiast oprócz ceny ważne będą plany związane z przyszłością firmy.

– **Scenariusze sprzedaży Grupy Lotos układane są na podstawie różnych, często sprzecznych informacji. Jedna z nich mówi, że PGNiG przeznaczą co roku ogromne, jak na polskie realia, kwoty na inwestycje, ponad 5 mld zł. Czy dostrzega pan zainteresowanie PGNiG zakupem Lotosu?**

– To są chyba spekulacje. Potencjalny inwestor zwraca uwagę na to, czy będzie synergia, czy zakupione aktywa przyniosą długofalowy zysk, jakie kompetencje zyska się na takim zakupie. Lotos jako jedyny w kraju ma doświadczenie w eksploatacji złóż morskich. Jesteśmy atrakcyjną spółką, ale dla kogoś, kto od dawna koncentrował się na gazie, byłibyśmy pewnie nowym wyzwaniem. Istotne jest to, że właścicielem większości udziałów Grupy Lotos i PGNiG jest skarż państwa. A w tej sytuacji byłaby to konsolidacja aktywów, a nie prywatyzacja. Nie zapominajmy o jeszcze jednej, moim zdaniem bardzo ważnej kwestii, czyli regionalnym znaczeniu takiej firmy jak nasza. Gdyby jednak miało dojść do zakupu akcji Lotosu przez PGNiG, to najlepszym rozwiązaniem byłaby struktura holdingowa z siedzibą firmy w Gdańsku, a następnie prywatyzacja i inwestor branżowy. Nie wykluczam, że zysk z późniejszej sprzedaży koncernu, w skład którego wchodziłaby Grupa Lotos i PGNiG, byłby dużo większy. Jednak przy takim planowaniu trzeba sobie odpowiedzieć na kolejne pytania dotyczące spraw społecznych. I tu wracamy do kwestii znaczenia Lotosu dla regionu. Pojawia się pytanie, jak zmiana układu właścicielskiego wpłynie na gospodarkę Pomorza.

– **Póki co, ze strony Ministerstwa Skarbu płyną dwa sygnały. Pierwszy oznacza sprzedaż akcji inwestorowi, drugi zaś konieczność pozbycia się niektórych spółek Grupy Lotos. W ten sposób macie zdobyć pieniądze na nowe inwestycje w złoża.**

– Zarząd razem z Radą Nadzorczą będą decydować, jaki kształt przyjmie strategia rozwoju i co jest potrzebne do jej realizacji. Wiemy, jak zarządzać aktywami, które nie należą do core business. Spółka Lotos Kolej wyrosła na trzeciego w kraju przewoźnika towarowego. Z czterech lokomotyw, kilkunastu wagonów i 45 ludzi przez siedem lat rozrosła się do ponad 60 lokomotyw i 500-osobowej załogi. Na polskim

rynku, w tym biznesie, to chyba najlepiej zorganizowana firma. Doskonale wpasowuje się w strategię całej grupy.

– **Presja ze strony ministerstwa jest bardzo silna.**

– Nie nazywałbym tego presją. Oczywiście, większościowy akcjonariusz ma swoje prawa, ale jesteśmy spółką giełdową i zarząd odpowiada przed radą nadzorczą. W strategii mamy zapisaną ekonomizację procesów i będziemy ją realizować. Mamy tam również zapisaną sprzedaż aktywów i między innymi tak się stanie ze spółką Lotos Parafiny. W naszej działalności dużą wagę przywiązujemy do odpowiedzialności społecznej, to podnosi rangę i wartość marki Lotos. Dlatego przystępując do procesu dezinwestycji, również musimy uwzględnić te wartości.

– **Grupa Lotos szuka ropy poza granicami kraju. Czy wasze produkty również będą walczyły o zagraniczne rynki?**

– Nie mamy terytorialnych preferencji w kierunkach ekspansji. Dostrzeżyliśmy szansę sprzedaży na krajowym rynku i dlatego zapadła decyzja o rozbudowie mocy przerobowych. W Polsce był i nadal jest duży import oleju napędowego, a według naszych analiz, potwierdzonych przez opinie międzynarodowe, w najbliższych latach zużycie tego paliwa będzie jeszcze rosło. Wszystkie nasze produkty są na krajowym rynku dobrze oceniane, więc chcemy to wykorzystać i poszerzyć nasz udział w tym rynku. Już od kilku lat przygotowaliśmy miejsce na większą produkcję, będącą efektem Programu 10+, poprzez import oleju napędowego. Ponieważ instalacje już pracują i rośnie ilość tego paliwa, sprawdzamy go coraz mniej z zagranicy. Koszt logistyki powoduje, że przede wszystkim nastawiamy się na rynek krajowy, chociaż również myślimy o eksporcie. Mamy doskonałe, nadmorskie położenie, więc jeżeli pojawią się chętni do zakupu, szybko zareagujemy. Nie ma znaczenia, do jakiego kraju będziemy wysyłać statkami nasze produkty.

– **Zadajemy sobie pytanie, czy w Polsce będzie wydobywany gaz łupkowy. Jeżeli będzie, to jak wpłynie to na bezpieczeństwo energetyczne, ceny gazu i przyszłość wielu firm? PGNiG ma kilkanaście koncesji**

poszukiwawczych, PKN Orlen pięć. Czy Grupa Lotos wiąże z gazem łupkowym swoją przyszłość?

– Być może, jeśli znajdą sprzyjające temu zmiany własnościowe. Natomiast jeżeli utrzymamy samodzielność, to na pewno skoncentrujemy się na rynku paliwowym. Nie będziemy się angażować w przedsięwzięcia wymagające olbrzymich nakładów, na które nas nie stać.

– **To dlaczego wystąpiliście o koncesje na poszukiwanie gazu łupkowego?**

– Posiadanie koncesji nie oznacza, że musimy inwestować olbrzymie środki w poszukiwania i, być może, późniejszą

Na pytanie, czy będę inwestował w gaz, odpowiadam: nie. Natomiast koncesje na wydobycie gazów łupkowych podnoszą naszą wartość zarówno w przypadku sprzedaży planowanej przez Ministerstwo Skarbu, jak i w niewykluczonym procesie konsolidacji, a w przyszłościowym układzie właścicielskim mogą być wartością dodaną.

eksploatację. Dlatego

na pytanie, czy będę inwestował w gaz, odpowiadam: nie. Natomiast takie koncesje podnoszą naszą wartość zarówno w przypadku sprzedaży planowanej przez Ministerstwo Skarbu, jak

i niewykluczonym procesie konsolidacji, a w przyszłościowym układzie właścicielskim mogą być wartością dodaną.

– **Mówi pan o rzeczach, na które Grupa Lotos ma jakiś wpływ. Regulacje prawne powstające w Brukseli są jednak poza zasięgiem prezesa i całego koncernu, a na przykład pakiety klimatyczne ogromnie zaważą na przyszłości sektora naftowego, gazowego i energetycznego.**

– Rosnąca liczba ludności, nowe technologie powodują coraz większe zagrożenie dla środowiska. Dlatego zmniejszenie dewastacji naszego otoczenia poprzez coraz surowsze uregulowania prawne dotyczące rozwoju nowych technologii czy inwestycji jest zrozumiałą reakcją bardziej dojrzałych społeczeństw. Wydobycie gazu łupkowego jest doskonałym przykładem takiego zagrożenia i można się spodziewać, że na poziomie krajowym lub unijnym powstaną odpowiednie zapisy prawne, na przykład nakazujące po zakończeniu wydobycia odtworzenie środowiska naturalnego. W Stanach Zjednoczonych toczy się dyskusja o skutkach wydobycia dla przyrody oraz o rekultywacji eksploatowanych terenów. Dlatego cały proces wydobycia, począwszy od poszukiwań, a skończywszy na przywróceniu stanu pierwotnego, jest bardzo kosztowny. Nie stać na to ani Grupy Lotos, ani PGNiG. Tak duże pieniądze mają wielkie międzynarodowe

koncerny. Dotychczasowe uregulowania powstawały poza nami, ale jesteśmy od sześciu lat w Unii Europejskiej i powinniśmy mieć wpływ na tworzące się prawo. Powołaliśmy w tym roku Central Europe Energy Partners, żeby uczestniczyć w powstawaniu europejskiego prawa. Szczególnie chcemy mieć wpływ na kształtowanie polityki energetycznej

do 2030 r. Dopiero zaczynamy budowę organizacji, która ma zgromadzić przedstawicieli firm z 10 krajów Europy Centralnej. Chcemy przygotowywać analizy eksperckie i współpracować z europosłami z tego regionu.

Powołaliśmy w tym roku Central Europe Energy Partners, żeby uczestniczyć w tworzeniu europejskiego prawa. Szczególnie chcemy mieć wpływ na kształtowanie polityki energetycznej do 2030 r. Dopiero zaczynamy budowę organizacji, która ma zgromadzić przedstawicieli firm z 10 krajów Europy Centralnej.

Będziemy reprezentować interesy energetyczne ponad 100 mln ludzi. To duży rynek i zależy nam zarówno na bezpieczeństwie energetycznym Polski oraz sąsiednich krajów, jak i na dobrych warunkach rozwoju firm sektora naftowego. Takie firmy jak Lotos rozumieją znaczenie pozabiznesowych elementów, takich jak społeczna odpowiedzialność, i chcą wpływać na przyszłość swoją, najbliższego otoczenia oraz całego kontynentu.

– **Takie działania przyniosą owoce, kiedy firmy będą współdziałać z rządami.**

– Koordynacja różnych działań jest podstawą sukcesu. Dlatego wierzę, że szukając partnera dla Grupy Lotos, Ministerstwo Skarbu kieruje się zasadą bezpieczeństwa energetycznego Polski i uwzględni to, że wpływy do budżetu państwa będą większe w długim horyzoncie czasowym i że rozwój rynku będzie odpowiadał zarówno interesom państwa, jak i działających na nim firm.

– **Tylko że będąc członkiem Unii Europejskiej i sprzedając spółkę z większościowym udziałem skarbu państwa, rząd może brać pod uwagę tylko jedno kryterium: cenę. A co będzie, jeżeli najwyższą cenę zaproponuje firma rosyjska lub chińska?**

– To będzie decyzja i odpowiedzialność rządu, odpowiedzialność za przyszłe bezpieczeństwo energetyczne naszego państwa. Dlatego to musi być mądra decyzja. Jestem pewien, że właśnie taka zostanie podjęta.

– **Dziękuję za rozmowę.**

ZŁOTE LATA ZA NAMI. JAK RADZIĆ SOBIE DZIŚ?

Rozmowę prowadzi Leszek Szmidtke, dziennikarz PPG i Radia Gdańsk.

Leszek Szmidtke: PKN Orlen i Grupę Lotos łączy nie tylko branża, ale też duże zadłużenie i postawienie w ostatnich latach na przerób ropy, podczas gdy większość koncernów naftowych koncentrowała się na wydobyciu.

Jacek Krawiec: Rozwój PKN Orlen, od powstania firmy w 1999 r., koncentrował się na segmencie *downstream* – tutaj faktycznie widzę podobieństwo do Grupy Lotos. Dzisiaj PKN Orlen jest graczem regionalnym, który posiada aktywa w kilku krajach i to jest z kolei coś, co nas wyraźnie różni od gdańskiej spółki. Jeżeli chodzi o dług, to nie należy zapominać, że w odniesieniu do kapitałów własnych, nasze zadłużenie jest proporcjonalnie niższe. W ciągu ostatnich pięciu lat rozbudowaliśmy znacznie moce przerobowe, głównie dzięki przejęciu rafinerii w Czechach i na Litwie – dzisiaj jest to blisko 30 mln ton rocznie. Posiadamy największą w Europie Środkowo-Wschodniej sieć stacji paliw: ponad 2500 stacji w Polsce, Niemczech, Czechach i na Litwie. Realizacja tak ambitnych projektów kosztuje, stąd wysokie zadłużenie. Jeszcze w 2004 r. wynosiło ono jedynie około 0,5 mld PLN, tymczasem cztery lata

Jacek Krawiec

Prezes Zarządu PKN Orlen

później, na koniec 2008 r., było to już 12,6 mld PLN. W tym samym czasie nasi konkurenci, oprócz ekspansji geograficznej i rozwijania segmentu *downstream*, intensywnie inwestowali w poszukiwania i wydobywanie węgla oraz rozpoczynali inwestycje w sektorze energetycznym, stając się koncernami typu „*multi-utility*.” W efekcie dzisiaj kapitalizacja węgierskiego MOL wynosi 7,7 mld EUR, austriackiego OMV 8,1 mld EUR, podczas gdy PKN Orlen jest wart 4,9 mld EUR. A jeszcze kilka lat temu spółki te były wyceniane na porównywalnym poziomie. Obecnie w MOL własne wydobywanie pokrywa około 13 proc. produkcji, a w OMV aż 40 proc. W naszej branży im wyższe jest pokrycie produkcji własnym wydobywaniem, tym firma jest postrzegana jako bezpieczniejsza, bardziej stabilna, stąd m.in. różnica w kapitalizacji.

– Jak wpłynął na firmę kryzys gospodarczy?

– Pod koniec 2008 r. spadek cen ropy, a zwłaszcza osłabienie złotówki, wobec pokaźnych kredytów postawiły nas w sytuacji nie do pozazdroszczenia. Co więcej, kiedy z bankami negocjowaliśmy zmianę warunków kredytowych, rząd litewski zażądał wykupu pozostałych 10 proc. akcji rafinerii w Możejkach. Mieliliśmy tylko 10 dni na znalezienie prawie miliarda zł. Szczęśliwie udało się nam odbić od dna i cały czas sukcesywnie redukujemy zadłużenie. Dzięki temu możemy teraz zacząć myśleć o realizacji drugiego etapu strategii na lata 2008–2013, czyli rozwoju nowych segmentów. Jeszcze raz chciałem jednak podkreślić, iż dopóki nie zmniejszymy istotnie zadłużenia, nie będziemy w stanie realizować ambitnych projektów wydobywczych.

– Możejki nie są przykładem dobrego zainwestowania dużych pieniędzy. Pierwsze lata na rynku niemieckim były również bardzo trudne. Czy nie zniechęciło to Orlenu do wchodzenia na zagraniczne rynki?

– Jeżeli chodzi o naszą sieć detaliczną w Niemczech, to faktycznie na początku nie było łatwo. Plan polegający na wypromowaniu za Odrą marki Orlen i przekonaniu niemieckich klientów, że paliwo sprzedawane przez stacje polskiego koncernu jest równie dobre, a może i lepsze niż to, które oferuje im Aral czy BP, nie powiódł się. Orlen nie dał jednak za wygraną i postawiliśmy na zmianę marki – marka Orlen została zastąpiona nazwą Star. Ta strategia okazała się strzałem w dziesiątkę, od 2006 r. Orlen Deutschland

corocznie przynosi zyski. Natomiast sytuacja na Litwie jest faktycznie bardzo trudna. Mógłbym się długo rozwodzić na temat powodów słabych wyników naszej litewskiej spółki, ale to raczej temat na oddzielną rozmowę. Powiem więc krótko – nie jesteśmy zadowoleni z rentowności tej inwestycji, jesteśmy przekonani, że zrobiliśmy bardzo wiele, żeby poprawić sytuację rafinerii. Najlepszy dowód to osiągnięty w trzecim kwartale tego roku poziom wykorzystania mocy produkcyjnych w Możejkach – aż 99 proc. Niestety, dalsza poprawa wyników nie jest zależna ani od zarządu OL, ani od PKN Orlen. Dlatego w sierpniu zdecydowaliśmy się zatrudnić renomowany bank inwestycyjny Nomura, który ma nam przedstawić różne opcje strategiczne dla Możejek. Na początku przyszłego roku poznamy wyniki prac naszego doradcy. Mamy więc i dobre, i złe doświadczenia z działalności na rynkach zagranicznych. Sztuką jest wyciągać właściwe wnioski i przy okazji przyszłych projektów unikać raz popełnionych błędów.

– Eksperci przewidują, że – głównie ze względu na ostatni kryzys – najbliższe lata będą chude dla branży naftowej. Dla firmy, która zainwestowała właśnie w przerób, to bardzo zła wiadomość.

– To prawda. Dlatego tak ważne jest szybkie obniżenie zadłużenia i budowa nowych segmentów. Dostęp do własnych złóż ropy i gazu oraz produkcja energii elektrycznej nie tylko oznaczają dywersyfikację źródeł przychodów, ale również stanowią o bezpieczeństwie PKN Orlen.

– Ile Orlen zamierza przeznaczyć na upstream w najbliższych latach?

– Zgodnie z obecnie obowiązującą strategią, zamierzamy przeznaczyć na projekty *upstream* 700 mln zł w ciągu pięciu lat. To niewiele. Nie są to kwoty, które pozwolą nam na budowę szerokiego portfela projektów wydobywczych. Żeby zbudować silny segment *upstream*, potrzebne są miliardy zł. W strategii przyjęliśmy jednak wyjście z obszarów, które określiliśmy jako nienależące do podstawowej działalności. Planujemy sprzedaż Anwilu oraz udziałów w Polkomtelu. Środki pozyskane ze sprzedaży tych aktywów mogłyby zostać przeznaczone m.in. na *upstream*. W tym roku próbowaliśmy sprzedać Anwil, ale oferta, którą otrzymaliśmy, nie była satysfakcjonująca. Dlatego zdecydowaliśmy, iż nie będziemy się spieszyć, poczekamy na poprawę koniunktury na rynku PCV i nawozów, wtedy wrócimy do tematu. Natomiast w przypadku Polkomtela jesteśmy na dobrej

¹ Stan na 10 listopada 2010 r.

drodze do sprzedaży. Udało nam się porozumieć z pozostałymi akcjonariuszami i wspólnie realizujemy projekt dezinvestycji. Zainteresowanie kupnem Polkomtela jest duże, a ponieważ branża telekomunikacyjna nie została mocno dotknięta przez kryzys, wyceny aktywów są atrakcyjne. Jestem więc optymistą i mam nadzieję, że w pierwszej połowie przyszłego roku sfinalizujemy transakcję. Jak tylko zakończymy prowadzone działania, pomyślimy o aktualizacji planu strategicznego i zapisaniu większych środków na realizację nowych projektów.

– **Jakie inne obszary chcecie rozwijać?**

– Drugim takim obszarem jest energetyka. Analizy potrzeb mocy wytwórczych w polskiej energetyce odśladają wieloletnie problemy i zaniedbania. Jest to sektor przestarzały, jeśli chodzi o moce wytwórcze i przesył. Około 45 proc. mocy wytwórczych ma ponad 30 lat, a 60 proc. – ponad 25 lat. Moce wytwórcze są niedopasowane geograficznie do potrzeb gospodarki, nisko efektywne, a także zależne od sektora węglowego. Ważne jest również, że branża energetyczna w Polsce jest mało elastyczna pod względem umiejętności reagowania na wyzwania klimatyczne, czyli obniżanie emisji zanieczyszczeń. Tymczasem wraz z szybkim rozwojem polskiej gospodarki rośnie zapotrzebowanie na energię elektryczną. Obecnie zużycie energii *per capita* w Polsce jest niższe niż w EU25 średnio aż o 56 proc. Sektor energetyczny jest więc niezwykle perspektywiczny, dlatego zdecydowaliśmy się na jego rozwój. Obecnie pracujemy nad pierwszym projektem – chodzi o budowę bloku gazowego we Włocławku o mocy około 500 MW. Projekt ten jest już bardzo zaawansowany. Rozważamy również budowę takiego bloku w Płocku i inne podobne projekty.

– **Elektrownie o łącznej mocy 1000 MW nie robią dziś większego wrażenia i chyba bez dalszych inwestycji energetyka nie będzie tak zaraz drugą, stabilizującą nogą koncernu. Czy gaz budzi poważniejsze zainteresowanie?**

– Prowadząc projekty *upstream*, wraz z wydobywaniem ropy naftowej wydobywa się zwykle również gaz. Budując koncern *multi-utility*, chcemy rozwijać eksploatację i przerob obu surowców. Tak robią największe koncerny na świecie. Ropa jest i pozostanie głównym paliwem na świecie przez kolejne 30 lat, ale to gaz będzie paliwem przyszłości. Koncerny naftowe coraz częściej nazywają się „Gas & Oil” zamiast „Oil & Gas” – do 2015 r. ok. 40 proc. wydobywania

firm ExxonMobil, Chevron i BP ma przypadać na gaz ziemny. U naszego węgierskiego konkurenta segmenty *upstream* oraz *gas & power* generują obecnie 80 proc. zysku EBIT. To jedyne segmenty w ostatnich latach, które nieprzerwanie osiągały pozytywny wynik.

– Nie zapominajmy również o potencjale gazu z łupków. Orlen posiada pięć licencji w okolicach Lublina, w chwili obecnej trwają wstępne prace przygotowawcze, w przyszłym roku planujemy dalsze analizy, w tym pierwsze odwierty. Reasumując, nasze plany są bardzo szerokie, myślę, że do rozmowy o megawatach i wydobywaniu jeszcze nieraz wrócimy.

– **Trudno będzie nadrobić dystans do MOL i OMV.**

– Te dwie firmy pokrywają odpowiednio 13 proc. i 40 proc. przerobu z własnych złóż. Swoją obecność w segmencie wydobywczym budowały ponad 10 lat i to nie tylko poprzez wzrost organiczny. Ich kapitalizacja jest obecnie znacznie wyższa niż PKN Orlen. Ponadto są to firmy, które można śmiało nazwać czempionami we własnych krajach – rządy Węgier i Austrii wspierały ideę budowy silnych grup paliwowo-energetycznych. Dzięki temu MOL i OMV są dzisiaj koncernami zintegrowanymi. Nadrobienie dystansu do naszych regionalnych konkurentów będzie trudne, ale jest możliwe.

– **W Europie zapotrzebowanie na produkty naftowe jest mniejsze niż wcześniejsze szacunki, a to nie wróży dobrze inwestycjom zwiększającym produkcję.**

– Rosnąca efektywność zużycia paliw powoduje, że działalność w branży naftowej staje się coraz trudniejsza. W ciągu najbliższych 10 lat średni wskaźnik wykorzystania mocy rafineryjnych na świecie może obniżyć się aż o 9 pkt proc. (z 84 proc. do 75 proc.). Również marże paliwowe przez najbliższe lata będą utrzymywać się poniżej średnich wieloletnich, nie mówiąc o powrocie do poziomu z lat 2003–2007. W perspektywie kilku lat na świecie przybędzie 4 mln bbl/dzień² mocy rafineryjnych (co odpowiada 10 zakładom w Płocku). Należy pamiętać, że dopiero w 2009 r. Europa osiągnęła poziom konsumpcji ropy sprzed 15 lat (15 mbpd³).

² bbl – *Oil barrel* – baryłka ropy.

³ mbpd – *million barrels per day* – milion baryłek dziennie.

– Dodatkowo, w Polsce następować będzie wzrost presji konkurencyjnej – w sąsiedztwie działa 20 grup rafineryjnych. W naszym kraju od kilku lat mamy do czynienia z deficytem oleju napędowego. Braki nadrabiane są przez import z Niemiec, Skandynawii i Białorusi. Dlatego Lotos zdecydował się na modernizację i Program 10+. My również zwiększyliśmy moce wytwórcze – przed paroma dniami zakończyliśmy budowę nowej jednostki hydroodsierczania oleju napędowego. Nowe moce zbilansują rynek diesla, a Polska z importera ON może stać się jego eksporterem.

– Na sytuację całej branży w Europie dodatkowo wpływają kolejne regulacje Unii Europejskiej, w tym pakiety klimatyczne.

– Krytycznie oceniam takie pomysły. Urzędnicy w Brukseli zdają się nie dostrzegać skutków wprowadzanych regulacji dla całej gospodarki. Branża naftowa należy do najbardziej zaangażowanych w kwestie ochrony środowiska. Strategia PKN Orlen zakłada, że do 2012 r. zainwestujemy blisko 800 mln zł w działania chroniące środowisko naturalne i spełnienie innych regulacyjnych wymogów. W ciągu ostatniej dekady ograniczyliśmy emisję gazów i pyłów o blisko 30 proc. (przy wzroście przerobu ropy o blisko 20 proc.), a woda oddawana do Wisły z naszego zakładu w Płocku jest czystsza niż pobierana.

Polityka klimatyczna jest kosztowna, a o tempie zmian będą decydować możliwości bezpiecznego finansowania tych zmian przez poszczególne kraje – jasno pokazała to konferencja klimatyczna w Kopenhadze. Redukcja emisji gazów cieplarnianych o 35 Gt⁴ (z poziomu 55 Gt w 2008 r. do 20 Gt w 2050 r.) może kosztować

nawet 0,5 proc. – to 1,5 proc. globalnego PKB. Dla porównania, światowe wydatki na ubezpieczenia wynoszą około 3 proc. globalnego PKB, a wydatki na zbrojenia – 2 proc. globalnego PKB. Walka o czyste środowisko jest oczywiście bardzo ważna

Walka o czyste środowisko jest bardzo ważna, jednak pakiety klimatyczne to niejedyne i nie najważniejsze zadanie, jakie stoi przed współczesnym światem. Zwłaszcza teraz, gdy globalny kryzys bardzo ograniczył możliwości finansowe zarówno na poziomie państw, jak i poszczególnych firm, kosztowne pakiety klimatyczne nie powinny być traktowane jako absolutny priorytet.

– wszyscy mamy świadomość, że jakość życia w przyszłości zależy od tego, na ile będziemy odpowiedzialni dziś. Jednak pakiety klimatyczne to niejedyne i nie najważniejsze zadanie, jakie stoi przed współczesnym światem. Zwłaszcza teraz, gdy

globalny kryzys bardzo ograniczył możliwości finansowe zarówno na poziomie państw, jak i poszczególnych firm, kosztowne pakiety klimatyczne nie powinny być traktowane jako absolutny priorytet.

– Uregulowania jednak nadal obowiązują i kraje oraz firmy muszą się do nich dostosować. Czy gaz łupkowy będzie szansą dla Orlenu?

– Wiążemy z gazem łupkowym pewne nadzieje. Jeżeli oczekiwania się potwierdzą i wydobycie ze złóż okaże się opłacalne, to produkcja rozpocznie się za kilka lat, a pierwsze zyski pojawią się najwcześniej po 10 latach. Poszukiwania gazu z łupków to duże wyzwanie zarówno pod względem technologicznym, jak i finansowym. Dlatego nie będziemy prowadzić projektów samodzielnie. Prowadzimy negocjacje z kilkoma amerykańskimi koncernami, już wkrótce chcemy wybrać partnerów. Jesteśmy przekonani, że takie partnerstwo może być korzystne dla obu stron – amerykańskie firmy posiadają *know-how*, my zaś dobrze znamy lokalne i krajowe uwarunkowania.

– Taka spółka jak Orlen, wchodząc na zagraniczne rynki, powinna cieszyć się wsparciem rządu i instytucji rządowych. Tyle teoria. A jak wygląda praktyka?

– Odpowiadamy w równym stopniu przed wszystkimi akcjonariuszami. Oczywiście, ze względu na sektor, w jakim działamy, Skarb Państwa przygląda się nam ze szczególną uwagą. Dzięki temu możemy liczyć na to, że nasze działania poza granicami kraju uzyskają niezbędne wsparcie – na przykład szukając złóż i informacji o koncesjach w różnych krajach, otrzymujemy wsparcie ambasad lokalnych placówek dyplomatycznych. Jednak w naszych działaniach najważniejsze jest doświadczenie biznesowe menedżerów kierujących koncernem. Członkowie obecnego zarządu wcześniej pracowali w różnych prywatnych firmach na stanowiskach prezesów, wiceprezesów, członków zarządu. Żaden z nas nie boi się podejmowania decyzji. Takie szerokie doświadczenie umożliwiło nam bezpieczne przeprowadzenie firmy przez kryzys, a wręcz jej wzmocnienie, bo zadłużenie PKN jest teraz znacznie niższe niż w 2008 r., a ratingi spółki są coraz lepsze.

– Gdzie będziecie szukali złóż?

– Przede wszystkim w miejscach bezpiecznych pod względem geopolitycznym. Obecnie prowadzimy projekty w Polsce (m.in. wspólnie z PGNiG w Sierakowie) oraz na szelfie

⁴ Gt – gigatona.

bałtyckim, gdzie współpracujemy z kuwejckim partnerem. Będziemy się koncentrować na krajach europejskich, Ameryki Północnej i północnej Afryki. Cały czas monitorujemy rynek, przyglądamy się różnym spółkom, oceniamy pojawiające się okazje na rynku M&A⁵, ale na decyzje finansowe jeszcze za wcześnie.

– Jakiego wydobycia ropy spodziewacie się z szelfu bałtyckiego?

– Prowadzimy prace na jednym z największych pól naftowych na Morzu Bałtyckim. Obecnie nadal jesteśmy na etapie analiz, niebawem zaczniemy sejsmikę 3D. Nie należy jednak oczekiwać, że złoża będą znaczące. W przypadku tego projektu większe znaczenie ma dla nas nabywanie kompetencji. W przyszłości nie wykluczamy realizacji większych projektów typu off-shore, dlatego przyda się nam doświadczenie zdobyte na szelfie łotewskim.

– W Europie mamy coraz mniej rafinerii. Czy ten proces będzie się pogłębiał?

– Niestety, perspektywy dla sektora rafineryjnego nie są różowe. Era wysokich marż rafineryjnych, wysokiego dyferencjału czy też bliższego maksimum wykorzystania mocy rafineryjnych bezpowrotnie się skończyła. Tym ważniejsze jest posiadanie nowoczesnych mocy wytwórczych i zdrowego bilansu, bo tylko to zapewni przewagę konkurencyjną w takim otoczeniu biznesowym i makroekonomicznym.

Perspektywy dla sektora rafineryjnego nie są różowe. Tym ważniejsze jest posiadanie nowoczesnych mocy wytwórczych i zdrowego bilansu, bo tylko to zapewni przewagę konkurencyjną w takim otoczeniu biznesowym i makroekonomicznym.

Szacowane rezerwy mocy przerobowych mówią o 7 mln baryłek dziennie. W najlepszych czasach dla sektora

⁵ Rynek M&A – *mergers and acquisitions* – rynek fuzji i przejęć.

rafineryjnego rezerwy na świecie wynosiły poniżej 3 mln baryłek. Niskie cracki i dyferencjał oraz niepewność przyszłych cen baryłki ropy to powody do zmartwień. Szacuje się, że średni poziom utylizacji mocy rafineryjnych będzie nadal spadać i na koniec 2015 r. wyniesie około 70 proc.. Tymczasem nadal budowane są nowe rafinerie – zwłaszcza w Azji i na Bliskim Wschodzie. Te projekty dodadzą przeszło 6 mln baryłek dziennie nowych możliwości przerobowych na świecie.

– Jak przedstawia się na tym tle sytuacja PKN Orlen?

– Nasza sytuacja jest stosunkowo dobra. Operujemy na rynkach środkowoeuropejskich, które nadal mają spory potencjał. Najlepszym tego przykładem było wykorzystanie mocy produkcyjnych naszej rafinerii w Płocku. W zeszłym roku, nawet w najtrudniejszych miesiącach, udało nam się utrzymać produkcję na najwyższym poziomie. Ważnym osiągnięciem był wzrost wolumenów sprzedaży detalicznej o ponad 7 proc., przy większej dynamice wzrostu w porównaniu z rynkiem, co doprowadziło do wzrostu udziału Orlenu w rynku detalicznym w Polsce o 1 pkt proc., z 29,5 proc. w 2008 do około 31 proc. Zwiększyliśmy również marżę pozapaliwową o 20 proc. – dzięki konsekwentnej realizacji strategii detalicznej i rozwojowi oferty gastronomicznej oraz sklepów. W tym roku nadal odnotowujemy dobre wyniki, pomimo wciąż niesprzyjających warunków makroekonomicznych.

Złote lata sektora rafineryjnego na pewno nie powrócą, ale jestem spokojny o przyszłość PKN Orlen. Jestem przekonany, że dzięki realizacji obecnej strategii i rozwojowi nowych segmentów nasze wyniki będą coraz lepsze, co przełoży się na kurs akcji i istotny wzrost kapitalizacji koncernu.

– Dziękuję za rozmowę.

ENERGETYKA GWARANTEM „OPLACALNOŚCI” GAZU?

Rozmowę prowadzi Leszek Szmidtke, dziennikarz PPG i Radia Gdańsk.

Leszek Szmidtke: W polskim bilansie energia produkowana z gazu stanowi około 3 proc. Średnia europejska wynosi nieco ponad 20 proc. Również gospodarstwa domowe w naszym kraju zużywają znacznie mniej gazu niż europejska średnia. Jeżeli do tego dołączymy politykę Komisji Europejskiej, to gaz ma dobre perspektywy.

Sławomir Hinc: Tak. W energetyce przyjęcie unijnych pakietów klimatycznych ograniczy zużycie węgla. Ponadto preferowanie energetyki odnawialnej, szczególnie wiatrowej, cechującej się dużą niestabilnością, zmusza do uzupełniania produkcji energii elektrycznej produkcją pochodzącą z elektrowni gazowych.

– **Póki co, niemal cała energetyka opiera się na węglu. Tymczasem elektrownie gazowe trzeba dopiero wybudować i to będzie kosztowna inwestycja.**

– 3 proc. udział energii produkowanej z gazu pokazuje skalę przyszłych inwestycji, ale też elektrownie węglowe w większości są przestarzałe i również wymagają modernizacji

Sławomir Hinc

Wiceprezes PGNiG

lub zastąpienia nowymi. Jeszcze większe pieniądze trzeba wydać na energetykę jądrową, więc w każdym przypadku mówimy o miliardach złotych.

– Ile elektrowni gazowych buduje lub zamierza wybudować PGNiG?

– Kończymy projekt budowy elektrociepłowni w Stalowej Woli. Naszym partnerem jest Tauron. Budujemy kilka lokalnych elektrowni stosujących skojarzone wytwarzanie energii elektrycznej i ciepłej, między innymi nieopodal naszego magazynu w Wierzchowicach. Podobne inwestycje mogą powstać przy magazynach w Mogilnie i Kosakowie. Planowaliśmy razem z Energą i Lotosem inwestycje w Gdańsku, ale ostateczne decyzje zapadną zapewne po przekształceniach własnościowych w obu tych spółkach. Przyglądamy się również projektom elektrowni gazowych we Włocławku i Płocku. Inwestorami są Orlen i Gaz de France Suez. Do 2015 r. planujemy wybudowanie elektrowni o łącznej mocy 300 MW. Oczywiście, są bariery w rozpowszechnianiu tego surowca w energetyce, przede wszystkim stosunkowo wysoka cena. Natomiast za gazem przemawia elastyczność, możliwość szybkiego wykorzystania w porze szczytów oraz ograniczenia w dostawach energii wiatrowej.

– Jakie będzie miejsce energetyki w rozwoju PGNiG?

– Jesteśmy spółką gazowo-naftową i dlatego swoją przyszłość budujemy na *upstreamie*. Energetyka pozwala nam lepiej wykorzystać gaz, wydłużyć łańcuch budowy wartości. Umożliwia też odejście od ryzyka, jakim jest regulacja cen na rynku gazu. Kształtowanie cen jest generalnie dużym ryzykiem, a efekty regulacji są trudne do oszacowania, szczególnie podczas rozmów z instytucjami finansowymi o kredytowaniu inwestycji. Ceny energii elektrycznej, choć po części regulowane, mają zdecydowanie bardziej rynkowy charakter.

– W energetyce odbiorca indywidualny, wskutek urzędowej regulacji, często powoduje straty. Czy dla spółek gazowych gospodarstwa domowe również bywają deficytowe?

Energetyka pozwala nam lepiej wykorzystać gaz, wydłużyć łańcuch budowy wartości. Umożliwia też odejście od ryzyka, jakim jest regulacja cen na rynku gazu. Kształtowanie cen jest generalnie dużym ryzykiem, a efekty regulacji są trudne do oszacowania, szczególnie podczas rozmów z instytucjami finansowymi o kredytowaniu inwestycji. Ceny energii elektrycznej, choć po części regulowane, mają zdecydowanie bardziej rynkowy charakter.

– Nie, i proszę nie traktować naszych planów jako chęci zamiany odbiorców indywidualnych na elektrownie. Energetyka ma uzupełniać obecny portfel, a nie go zastępować. Na polskim rynku zużywa się około 14 mld m³ gazu. To dużo mniej niż w innych porównywalnych krajach europejskich, dlatego chcemy poszerzyć rynek.

– Mówiąc przewrotnie, macie sojusznika w Komisji Europejskiej i pakietach klimatycznych. Gdzie wzrost będzie najbardziej dynamiczny?

– Szacujemy, że właśnie w energetyce. Natomiast w przypadku klientów indywidualnych można mówić o stabilizacji na obecnym poziomie. Wprawdzie będzie przybywało odbiorców, ale rozwój termomodernizacji spowoduje równoważenie się zużycia. Większego wzrostu spodziewamy się wśród odbiorców przemysłowych. Około 2020 r. zużycie będzie w granicach 18–20 mld m³ gazu rocznie. Oczywiście decydujące znaczenie będą miały kierunki rozwoju gospodarki, zmiany w polityce klimatycznej oraz preferencje firm.

– W Stanach Zjednoczonych gaz łupkowy trochę na rynku zamieształ. Wpłynął na cenę i zmniejszenie importu gazu LNG. W Polsce będzie podobnie?

– Z importu pochodzi 2/3 zużywanego w Polsce gazu, reszta ze złóż krajowych. Jeżeli potwierdzą się optymistyczne szacunki dotyczące gazu łupkowego, to można się spodziewać istotnych zmian na rynku. W PGNiG poważnie też myślimy o wyjściu poza granice Polski. Musimy jednak poczekać na wiarygodne informacje o stanie złóż.

– Jak szerokie jest i będzie zaangażowanie PGNiG?

– Mamy 13 koncesji w szerokim pasie ciągnącym się przez niemal całą Polskę, od Pomorza Gdańskiego, poprzez Mazowsze, Lubelszczyznę, do pogranicza z Ukrainą. Ministerstwo Środowiska wydało na tym terenie wiele koncesji, w tym amerykańskim firmom, które mają doświadczenie w poszukiwaniach na terenie USA. Podmioty zagraniczne, podobnie jak my, prowadzą badania. Na początku musi być interpretacja danych dostępnych, później badania sejsmiczne, kolejne interpretacje i dopiero wtedy zapadną decyzje o pierwszych odwiertach. Podobnie jak nasza konkurencja, zaczęliśmy odwierty, między innymi w okolicach Wejherowa. W ciągu kilku następnych lat dowiemy się, czy mamy gaz z łupków i czy nadaje się on do eksploatacji.

Wtedy też będziemy mogli powiedzieć, jaki będzie koszt wydobycia i sprzedaży.

– **Gaz będzie importowany, ale również może być eksportowany. Czy PGNiG jest już w blokach startowych?**

– Nawet już wystartowaliśmy. Rejestrujemy spółkę w Niemczech, która na przełomie 2011 i 2012 r. zacznie działalność operacyjną. Będzie sprzedawać gaz na rynku niemieckim, ale także działać na rynku hurtowym. Również ropa będzie przedmiotem jej działalności, tym bardziej że w tym czasie rozpoczniemy wydobycie ze złóż norweskich. Chcemy się uczyć zasad, na jakich funkcjonuje niemiecki czy – szerzej – europejski rynek, nim te mechanizmy zaczną działać u nas.

– **Czego jeszcze się spodziewacie po niemieckim rynku?**

– To jest sześciokrotnie większy rynek niż nasz. Osiągnięcie 5-proc. udziału w Niemczech jest porównywalne wolumenowo z 30–40-proc. udziałem w polskim rynku. Ogromne znaczenie mają dobre połączenia z naszą siecią oraz złożami w Norwegii. Wreszcie, ceny w Niemczech uwalniają się od korelacji z ropą, a znaczenia nabiera relacja między popytem i podażą.

– **Północ Europy jest jedynym miejscem poszukiwań?**

– Od wielu lat nasi geolodzy prowadzą poszukiwania w różnych zakątkach świata. Mamy w *upstreamie* duże kompetencje i to daje nam przewagę nad firmami, które dopiero zaczynają szukać gazu i ropy. Nasza uwaga koncentruje się na Morzu Północnym i Norweskim. W Europie to są najbardziej perspektywiczne

obszary. Afryka Północna jest również w kręgu naszych zainteresowań. Wprawdzie to region podwyższonego ryzyka, ale dający szansę na większy zarobek. Niedługo rozpoczniemy wier-

Naszą uwagę koncentrujemy na Morzu Północnym i Norweskim. W Europie to są najbardziej perspektywiczne obszary. Afryka Północna jest również w kręgu naszych zainteresowań. Wprawdzie to region podwyższonego ryzyka, ale dający szansę na większy zarobek.

cenia w Libii, natomiast w Egipcie trwają prace grawimetryczne. Szacowana wielkość tylko jednego libijskiego złoża przekracza półtorakrotnie wszystkie udokumentowane zasoby w Polsce. Prowadzimy również prace poszukiwawcze w Pakistanie oraz przyglądamy się Afryce Wschodniej.

– **Kto będzie odbiorcą gazu libijskiego i pakistańskiego?**

– W każdym kraju przygotowujemy inne rozwiązania. W Pakistanie gaz przeznaczymy na lokalny rynek. Gaz ze złóż libijskich również trafi na tamtejszy rynek, ale zastanawiamy się także nad jego dostarczeniem do Europy. Złoża egipskie prawdopodobnie będą bardziej zasobne w ropę. Jest to produkt łatwiejszy do transportu i tym samym przeznaczony zostanie na rynki światowe.

– **Przystępujcie do poszukiwań samodzielnie czy szukacie miejscowych partnerów?**

– Mamy kilkanaście spółek zajmujących się poszukiwaniami, sejsmiką, wierceniami na kilku kontynentach. Zwykle współpracujemy z miejscowymi firmami. Staramy się dywersyfikować nasze projekty, żeby w odpowiednich proporcjach występowały złoża w krajach bezpiecznych oraz mniej stabilnych, za to o większej stopie zwrotu. To jest ryzykowny i kosztowny biznes. Trzeba się pogodzić z tym, że na 10 odwiertów nietrafione będzie 8 lub nawet 9. Ktoś, kto ma pieniądze jedynie na 3–4 odwierty, nie powinien myśleć o górnictwie naftowym i gazowym. Rocznie wydajemy ponad miliard zł na koncesje, prace badawcze, sejsmikę i odwierty poszukiwawcze. Zagospodarowanie złoża i eksploatacja to gigantyczne pieniądze. W norweskim projekcie mamy 12 proc. udziałów i nasze zaangażowanie wynosi około miliarda dol. Podobnie w Libii, gdzie badania, które najprawdopodobniej zakończą się pomyślnie, będą nas kosztowały około 100 mln dolarów. Koszt zagospodarowania oraz eksploatacji, w zależności od wielkości złoża, to 20–30 razy więcej. W Polsce mamy 13 koncesji poszukiwawczych na gaz łupkowy i jeżeli potwierdzą się przypuszczenia, to wszystkie dostępne środki będziemy inwestować w kraju. Mamy ambitne plany, od dwóch lat rocznie wydajemy, jako Grupa PGNiG, ponad 5 mld zł na inwestycje. Inwestujemy przede wszystkim w wydobycie, ale również w magazyny. Obecną pojemność zwiększymy do 3 mld m³ powierzchni czynnej.

– **Początkowo PGNiG było też inwestorem w Świnoujściu.**

– Teraz terminal LNG buduje GAZ-SYSTEM, ale oczywiście będziemy z niego korzystać. Już zakontraktowaliśmy gaz w Katarze i pierwsza dostawa dotrze w 2014 r. Terminal nie tylko powoduje, że wzrasta gazowe bezpieczeństwo Polski, ale też znacznie powiększa nasze możliwości handlowe. We wstępnej fazie jest także projekt zakładający

możliwość sprowadzenia CNG (sprężonego gazu ziemnego) w rejon Zatoki Gdańskiej.

– **Ropę PGNiG wydobywa niejako przy okazji. Czy przewidujecie poważniejsze zaangażowanie w wydobycie, przerób i sprzedaż ropy?**

– Mamy dwa główne miejsca wydobycia ropy: Wielkopolska i Podkarpacie. Nad Wartą i Notecią jest zlokalizowane około 90 proc. naszego wydobycia, w południowo-wschodniej części kraju niespełna 15 proc. Po uruchomieniu złoża w Puszczy Noteckiej produkcja wzrośnie z 3,5 mln do 7 mln baryłek rocznie. Niedużo w stosunku do przetworu krajowych rafinerii, ale to prawie 80 proc. krajowego wydobycia ropy. Sprzedajemy ją po cenach rynkowych zagranicznym lub krajowym przetwórcom.

– **PGNiG jako koncern *multi-utility*?**

– Strategie koncernów są różne. Sporo jest przypadków rozbudowy do *multi-utility* i przykładem jest Gaz de France

Suez, który oferuje również energię, podobnie EDF czy E.ON Ruhrgas. Są jednak firmy koncentrujące się na *upstreamie* i przetwórstwie, jak Shell, Conoco, Exxon. Dyskutujemy nad wyborem jednego z tych dwóch kierunków.

– **Czy PGNiG w przewidywalnej przyszłości zostanie wystawione na sprzedaż lub może kupi inne spółki skarbu państwa? Ministerstwo Skarbu szuka chętnego do nabycia Grupy Lotos...**

– Zarząd PGNiG został powołany do zarządzania spółką, a zmiany struktury akcjonariatu PGNiG należą do kompetencji właścicieli. Jeśli chodzi o drugą część pytania, to mogę powiedzieć, iż jeżeli będzie okazja do kupna atrakcyjnych aktywów i będzie się to wpisywało w naszą strategię rozwoju, to oczywiście będziemy zainteresowani. Analizujemy sytuację Lotosu, ale za wcześnie na jakąkolwiek decyzję.

– **Dziękuję za rozmowę.**

CZY POLSKA MOŻE STAĆ SIĘ POTĘGĄ SUROWCOWĄ¹?

Załamanie się systemu finansowego

Kryzys ekonomiczny, który rozpoczął się krachem finansowym we wrześniu 2008 r., nie jest typowym kryzysem. Nie jest to też zjawisko charakteryzujące cykliczność rozwoju ekonomicznego. Obecny kryzys to rezultat praktyk kredytowych, które doprowadziły główne waluty światowe (dolar amerykański, euro, funt szterling) do pozbawienia podstaw gotówkowych. W sensie technicznym tzw. mnożnik pieniądza został doprowadzony do stratosferycznej wartości. W najbardziej optymistycznych ocenach wynosi on 50, ale ze względu na kompleksowość systemu finansowego może wynosić 500, 1500 lub więcej. Warto przypomnieć, że w zdrowym systemie finansowym jego wartość znajduje się pomiędzy 5 a 10; wskaźnik na poziomie 7,36 był przed laty tzw. złotym standardem Banku Anglii².

Główne waluty rezerw światowych, czyli nośniki i „przechowalnie” wartości, straciły wiarygodność. Po niedawnym greckim „dołku” przyszła kolej na Irlandię.

Grzegorz Pytel

*Ekspert ds. Energetyki
Instytut Sobieskiego*

¹ Na podstawie wykładu inauguracyjnego rok akademicki 2010/2011, wygłoszonego w Wyższej Szkole Europejskiej im. Ks. Józefa Tischnera w Krakowie 15 października 2010 r.

² Więcej informacji <http://www.wprost.pl/ar/154115/Maszyna-krachu>.

Oceny takie jak Nialla Fergusona, że gangrena utraty płynności dotrze także do Japonii i Stanów Zjednoczonych, są od dłuższego czasu dość powszechne³. Płynność finansowa światowego systemu walutowego opartego na dolarze amerykańskim zależna jest tylko od coraz większego wykupu amerykańskich długów przez Chiny – czyli dodruku pieniądza bez pokrycia. W rezultacie rezerwy dolarowe Chin rosną, podobnie jak amerykańskie zadłużenie. Inne, znacznie mniejsze zachodnie waluty wyglądają niewiele lepiej. Po piramidzie tanich kredytów tworzy to kolejną piramidę. Taka struktura relacji finansowych jest nie do utrzymania. Stąd ostrzeżenia.

Dopóki Chiny będą „napędzać” tę piramidę, system będzie działał. Lecz „dopóki” nie jest wiecznością. Chiny muszą zachowywać się jak dobry hazardzista, który w pewnym momencie będzie musiał odejść od stołu, maksymalizując swoją pozycję. Zanim się tak jednak stanie, Chiny starają się zmaksymalizować realną wartość i trwałość swoich rezerw.

Surowce nowym parytetem walut

Obecnie wiele krajów, które mają nadwyżki gotówkowe, w tym przede wszystkim Chiny, poszły w świat na zakupy, aby zamienić jak największą ilość rezerw dolarowych (i innych walut zachodnich) na „towar”, którego wartość jest w długiej perspektywie niezależna od sytuacji ekonomicznej świata. Jednym z takich „towarów”, oprócz inwestycji w infrastrukturę, są bogactwa naturalne, czyli surowce. Zakupy te mają bardzo zdywersyfikowany charakter: od długoterminowych kontraktów dostawczych zapłaconych z góry (czyli dolary teraz za długoletnie dostawy), poprzez zakupy firm poszukujących i wydobywających surowce, po umowy praw licencyjnych bezpośrednio z władzami wielu krajów.

W rachunku ekonomicznym firmy ze Stanów Zjednoczonych i innych krajów zachodnich nie mają szans w konkurencji z firmami z Państwa Środka. Ich proces inwestycyjny oparty jest na rachunku pożyczonego pieniądza. Zatem każdy zainwestowany dolar kosztuje: np. 10 dol. ma roczny koszt 1 dol. przy stopie procentowej 10 proc. Rachunek chińskich firm ma zupełnie inny charakter. Dysponują one dostępem do monstrialnych rezerw gotówkowych państwa rządu 3–4 bln dol., które są narażone

na wysokie ryzyko utraty wartości. Na podstawie transakcji firm chińskich można ocenić, że po uwzględnieniu tego ryzyka wartość 1 dol. wynosi 50–70 centów. Zatem to, co dla firmy zachodniej przedstawia wartość 1 dol., dla firmy chińskiej ma wartość 1,42–2 dol. Zarówno politycy, jak i wielu ekonomistów oraz finansistów nie rozumiało jeszcze tego fundamentalnego zjawiska. Stąd dość powszechne przekonanie na rynku, że Chiny przepłacają. W Polsce przykładem tego jest wygrany przetarg na budowę dwóch odcinków autostrady A2 przez China Overseas Engineering Group. Ofertę chińską błędnie oceniano jako zaniżoną poniżej stopnia opłacalności i nawet wywołało to protesty. Taka ocena wynikała z braku zrozumienia, że rachunek ekonomiczny firm chińskich ma zupełnie inne podstawy niż zachodnich: jest to rachunek pozbywania się pieniądza, który może utracić wartość, a nie obsługa zadłużenia.

Na tym tle posiadanie przez kraj surowców i kompetentne nimi zarządzanie staje się fundamentem sukcesu stabilizacji ekonomicznej. Nie jest przypadkiem, że kraje zachodnie, które pod tym względem są wiarygodne – Australia, Norwegia czy Kanada – są przykładami sukcesu gospodarczego w dzisiejszych czasach kryzysu. W obecnej sytuacji, kiedy główne waluty zachodnie pozbawione są podstaw i wartości, wiarygodność opiera się na surowcach. Jest to dość oczywisty wybór: doświadczamy ciągłego przyrostu ludności i rozwoju gospodarczego świata, a surowców nie przybywa. Zatem stają się one oczywistą długoterminową lokatą kapitału.

Jednak samo posiadanie bogactw naturalnych przez kraj nie jest gwarancją stabilizacji waluty czy rozwoju danego kraju. Wręcz przeciwnie, może stać się przekleństwem. Krańcowym tego przykładem jest wiele krajów afrykańskich. Do sukcesu potrzebna jest umiejętność zarządzania rozwojem poszukiwania i eksploatacji surowców.

Niewykorzystany potencjał

Od 1945 r. wydobywanie surowców w Polsce było częścią systemu nakazowo-rozdziałowego państwowej gospodarki. Mimo że nie było to zapisane w prawie, doprowadziło w praktyce do sytuacji, w której państwowe monopole zarządzały poszukiwaniem i wydobywaniem poszczególnych surowców, które traktowały jako własne bogactwo. Na rynku nie było konkurencji, która sprzyja efektywności i produktywności. Co najwyżej istniały rankingi współzawodnictwa pracy, które w żaden sposób nie przekładały się na realną wolnorynkową konkurencję.

³ Więcej informacji:

http://www.pb.pl/a/2010/10/13/Kryzys_zadluzenia_obejmie_Japonie_i_USA

Nie było także podatków, tzw. *royalties*, lub innych istotnych opłat związanych z wydobywaniem surowców. Inaczej mówiąc, wydobyty surowiec był własnością firmy. Dopóki firmy surowcowe należały do państwa, pozornie nie miało to znaczenia. Bo czy państwo uzyskiwało dochód poprzez dywidendę, podatki czy inne opłaty, teoretycznie nie powinno robić różnicy. Jednak ekonomiczna rzeczywistość jest taka, że każda firma, nawet państwowa, chce jak najmniej oddawać ze swoich przychodów. W rezultacie państwowe monopole surowcowe, nie tylko w Polsce, operujące według powyższych zasad, są nieefektywne i generują olbrzymie wydatki. W niektórych przypadkach wręcz budują alternatywne systemy i struktury w stosunku do państwa, takie jak służba zdrowia, opieka społeczna, ośrodki wypoczynkowe lub opieki, siły porządkowe, organizacje sportowe, transport itd. Jest to nie tylko ekonomiczna patologia. To także wypaczenie istoty surowców jako bogactw narodowych: nie wszyscy obywatele są ich równymi beneficjentami; „najrówniejsi” są ci, którzy je wydobywają. W powiązaniu z firmami-kontrahentami tworzy to cały „ekosystem” gospodarczych patologii.

Mimo że minęło ponad 20 lat od wprowadzenia w Polsce gospodarki wolnorynkowej, bardzo niewiele się pod tym względem zmieniło, choć zaszły częściowe procesy prywatyzacyjne. Przedstawiony powyżej system gospodarowania bogactwami naturalnymi przetrwał w istocie do dzisiaj. Wraz z nim pozostało przekonanie, że prywatyzacja firmy wydobywającej surowce jest prywatyzowaniem własności samego surowca. Jest to odzwierciedlone w postawach załóg, które wydobywany surowiec traktują jak własne bogactwo. Ma to także odbicie w opinii społecznej, której znaczna część traktuje jakikolwiek udział podmiotów prywatnych jako przykład „wyprzedawania” – w podtekście za darmo – bogactw naturalnych będących własnością narodową.

Zmieńmy sposób myślenia

W ten obraz zaczęło się wpisywać i zakłócać go pozyskanie licencji na poszukiwanie gazu łupkowego przez wiele zachodnich firm. Z jednej strony nie ulega wątpliwości, że żadna polska firma nie jest w stanie ani sfinansować, ani technologicznie przeprowadzić kampanii poszukiwawczej gazu łupkowego. Z drugiej strony istotnym magnesem, który zachodnie firmy przyciągnął, są bardzo niskie opłaty od wydobywanego gazu. Gwarancją ich trwałości są rodzime firmy: opłat tych nie można w warunkach

prawnych zróżnicować tak, aby podnieść je dla firm prywatnych lub zagranicznych, a zachować na niskim poziomie dla podmiotów państwowych lub rodzimych. W rezultacie adoptowanie podmiotów prywatnych w ramach systemu gospodarowania surowcami ze słusznie już minionej epoki może okazać się bardzo kosztowne dla państwa. Nie jest ono w stanie zmaksymalizować dochodów z surowców, ponieważ na przeszkodzie ku temu stoją rodzime firmy, które pierwsze mogą zostać doprowadzone do bankructwa. Jednak alternatywą nie jest zaniechanie rozwoju wydobycia gazu łupkowego (jak i innych surowców), także oparte na podmiotach prywatnych lub zagranicznych. Są one źródłem kapitału inwestycyjnego oraz technologicznego i operacyjnego *know-how*. Należy gospodarę bogactwami naturalnymi urynkować.

Obecna gorączka gazu łupkowego zmusza także do innej refleksji. Polska jest krajem bardzo zasobnym w niektóre surowce. Jesteśmy potęgą węgla kamiennego i brunatnego. Mamy bardzo duże ilości miedzi oraz metali z nią występujących, takich jak srebro. Mamy także, w stosunku do własnych potrzeb, bardzo dużo gazu ziemnego w tradycyjnych złożach.

Negocjacje prowadzone z Rosją od ponad roku w sprawie zakupu dodatkowych ilości gazu (2 mld m³ rocznie) ukazały, że gospodarka surowcowa, po 20 latach od przej-

Negocjacje z Rosją w sprawie zakupu dodatkowych ilości gazu ukazały, że gospodarka surowcowa, po 20 latach od przejścia na system wolnorynkowy, pozostawia wiele do życzenia. Przecież polskie zagospodarowane zasoby gazu ziemnego są 50 razy większe od dodatkowych ilości, jakie rocznie Polska chce kupować od Rosji.

ścia na system wolnorynkowy, pozostawia wiele do życzenia. Przecież polskie zagospodarowane zasoby gazu ziemnego są 50 razy większe od dodatkowych ilości, jakie rocznie Polska chce kupować od Rosji. Potwierdzone

zasoby przemysłowe stanowią drugie tyle. A w tle są zasoby perspektywiczne na poziomie 1,78 bln m³. W tej sytuacji niedobór dodatkowych 2 mld m³ rocznie gazu nie ma racjonalnego wytłumaczenia.

Urynkować – ale jak?

Zasady urynkowania zarządzania surowcami naturalnymi powinny łączyć dwa cele: kontrola strategiczna państwa oraz maksymalizacja efektów ekonomicznych.

Licencjonowanie poszukiwania i wydobycia powinno być oparte na przetargach otwartych dla wszystkich podmiotów, które zaakceptują ich warunki. Podstawowym

warunkiem wygrania przetargu powinny być zobowiązania inwestycyjne maksymalizujące rozwój. W większości przypadków sprowadza się to w dużym stopniu do jak największych zobowiązań finansowych oraz wykazania się posiadaniem odpowiedniego *know-how*. Jednak firma wygrywająca przetarg nie uzyskiwałaby 100 proc. licencji. Z zasady uzyskiwałaby jej część (z reguły większość), np. 51 proc. Pozostałe mniejszościowe części zostałyby zaoferowane na takich samych zasadach, jakie zaoferował wygrywający przetarg, pozostałym 3–4 podmiotom, które go przegrały. Dotychczasowe doświadczenia innych krajów wskazują, że takie oferty zostają z reguły przyjęte.

Taka dywersyfikacja ma kilka celów. Po pierwsze, działalność poszukiwawczo-wydobywczą bogactw naturalnych obarczona jest sporym ryzykiem. Przyznawanie licencji w sposób opisany powyżej zapobiega wyłonieniu się jednej lub dwóch firm, które zdominowałyby rynek, co z natury rzeczy jest wypaczeniem zasad wolnej gospodarki, sprzyja natomiast powstaniu i utrzymaniu się konkurencji wśród firm surowcowych. Po drugie, rozwój bogactw naturalnych bardzo często napotyka obiektywne i nieprzewidywalne z góry trudności. W wielu przypadkach problemem ze strony państwa zarządzającego licencjami jest stwierdzenie, czy trudności mają charakter obiektywny, czy też firma szuka sposobu na zmianę i polepszenie warunków kontraktu. O ile w przypadku jednego przedsiębiorstwa posiadającego licencję taka taktyka mieści się w sposób naturalny w pragmatyce zarządzania, o tyle w sytuacji, gdy w grę wchodzi kilka firm, stawałoby się to znową, która pomiędzy firmami cieszącymi się dobrą reputacją jest znacznie trudniejsza. Po trzecie, wspólne zarządzanie jedną licencją przez kilka firm zmusza je w naturalny sposób do dzielenia się *know-how*, co sprzyja lepszemu rozwojowi i transferowi technologii do rodzimych podmiotów.

Rola państwa

Pierwszą rolą państwa byłoby zachowanie praw właścicielskich oraz jasno określonej kontroli strategicznej. Np. w przypadku wydobywania gazu państwo zachowywałoby prawo pierwokupu w razie braków na lokalnym rynku, według formuły cenowej określonej już w warunkach przetargu. Drugą rolą jest maksymalizacja dochodu państwa z tytułu wydobytych surowców poprzez opłaty takie jak *royalties* oraz podatki (związane z danymi surowcami). W tym przypadku obowiązywałaby dość prosta teoretycznie zasada: opłaty muszą być maksymalnie wysokie, jednak nie tak

wysokie, aby ograniczały konkurencję między prywatnymi firmami poszukiwawczo-wydobywczymi, uniemożliwiając nowym podmiotom wejście na rynek czy zmuszając firmy już funkcjonujące do jego opuszczenia. Jak wysokie mogą to być docelowo dochody, nawet w bardzo trudnych, czyli kosztownych warunkach poszukiwawczo-wydobywczych, pokazuje Norwegia, gdzie podatek od zysku od wydobytych węglowodorów wynosi 78 proc.

Prerogatywą państwa jest prowadzenie własnej polityki gospodarczej, dlatego wyjątki od wolnorynkowych reguł są możliwe, np. w postaci pewnych preferencji dla rodzimych spółek. Jednakże takie wyjątki muszą mieć bardzo ograniczony charakter – aby nie unicestwić zasad wolnorynkowej konkurencji.

W efekcie takiego podejścia węgiel, miedź lub gaz ziemny produkowany w Polsce nie będzie tańszy niż na rynkach światowych. Jest to wbrew często przejawianej intuicji: skoro Polska ma gaz, to gaz powinien być w Polsce tani. To zakłada dyskryminację tych, których działalność nie wymaga dużych ilości gazu. Korzyści z bogactw naturalnych nie powinny uprzywilejowywać ich największych

Na maksymalizowaniu dochodu państwa z surowców korzystać będą wszyscy. Całościowe obciążenia podatkowe mogą być wtedy niższe lub państwo może więcej inwestować w infrastrukturę czy tworzyć zabezpieczenia. W rezultacie korzyści będą płynąć bezpośrednio do wszystkich podmiotów gospodarczych, a bogactwa naturalne staną się źródłem bogactwa wszystkich obywateli.

konsumentów. Natomiast na maksymalizowaniu dochodu państwa z surowców korzystać będą wszyscy. Całościowe obciążenia podatkowe mogą być wtedy niższe lub państwo może więcej inwestować w infrastrukturę czy tworzyć

zabezpieczenia na przyszłość (np. emerytalne). W rezultacie korzyści będą płynąć bezpośrednio do wszystkich podmiotów gospodarczych, a bogactwa naturalne staną się źródłem bogactwa wszystkich obywateli. Warto zaznaczyć, że uprzywilejowywanie poszczególnych branż, np. poprzez tańszy surowiec, w warunkach gospodarki globalnej wcale nie ma dla nich zbawienego charakteru. Przywileje nie są bowiem źródłem bogactwa, lecz przyczyną niskiej produktywności czy wręcz niegospodarności.

Gaz łupkowy jak Morze Północne

W obliczu gorączki gazu łupkowego nadszedł czas na wprowadzanie racjonalnych, wolnorynkowych zasad gospodarki surowcami. Zaprezentowane wyżej zasady w dużym stopniu wypracowano przez ostatnie 40 lat

w procesie rozwoju wydobycia ropy naftowej i gazu ziemnego w Wielkiej Brytanii i Norwegii. Istnieje także zaskakujące podobieństwo pomiędzy perspektywami na rozwój wydobycia węglowodorów na Morzu Północnym 40 lat temu oraz gazu łupkowego w Polsce obecnie. W obu przypadkach możliwości rozwojowe największych firm naftowych świata, liderów technologicznych i finansowych w branży, są bardzo ograniczone. Firmy te potrzebują nowych frontów rozwoju nie tylko, aby się rozwijać, ale aby przetrwać. W obu przypadkach zasadniczo wiadomo, że zasoby istnieją, ale nie wiadomo, czy były/są ekonomicznie opłacalne w eksploatacji. W obu przypadkach technologie poszukiwania i wydobycia istniały bądź istnieją. Nie były/nie są natomiast sprawdzone w nowych warunkach. W pierwszym przypadku było to zastosowanie offshorowych technologii w trudnych warunkach Morza Północnego, w drugim – zastosowanie technologii wydobycia gazu łupkowego w Polsce (w innych warunkach niż amerykańskie). W obu przypadkach zarówno Wielka Brytania lat 70. i 80., jak i obecnie Polska nie mają kapitału państwowego, aby sfinansować rozwój. Musiał/musi on być oparty na kapitale prywatnym. Idąc dalej tym tropem, zasoby wydobywalne węglowodorów na Morzu Północnym (a także Norweskim) okazały się po latach wielokrotnie większe niż pierwotnie zakładano, i przez ten pryzmat należy postrzegać obecne szacunki gazu łupkowego w Polsce na poziomie 3 bln m³.

Surowce fundamentem finansów państwa

Niezależnie od tego, jakie w efekcie okażą się złoża gazu łupkowego, Polska jest już potęgą miedziową i węglową. Jest też bardzo zasobna w gaz ziemny i ma perspektywy, by stać się potęgą także w tej dziedzinie. Jednak jak pokazały lata 70. XX wieku w Polsce, a na co dzień przypomina o tym

wiele krajów z Rosją na czele, nie wystarczy być potęgą produkcyjną. Państwo powinno zmaksymalizować korzyści z surowców, wprowadzając racjonalną, wolnorynkową gospodarkę w sferze poszukiwania i wydobycia bogactw naturalnych, tak aby wszystkie gałęzie gospodarki na tym korzystały. Nie jest przypadkiem, że kraje, które potrafiły to zrobić, takie jak Kanada, Holandia, Australia i Norwegia, są przykładem stabilizacji gospodarczej na bardzo wysokim poziomie.

W ekonomii bogactw naturalnych obowiązuje ewangeliczna zasada: *Każdemu bowiem, kto ma, będzie dodane, tak że nadmiar mieć będzie. Temu zaś, kto nie ma, zabiorą nawet to, co ma.* Nie chodzi w tym przypadku o posiadanie samych surowców, ale o umiejętność gospodarowania nimi tak, aby korzyści płynęły dla całego społeczeństwa. Kontrast takich krajów jak Norwegia i Gwinea Równikowa, Kanada i Turkmenistan najlepiej ukazuje, jak ta zasada działa w praktyce.

Sama tylko reforma, przeprowadzona w sposób wiarygodny, wprowadzająca zasady konkurencji do gospodarki surowcowej maksymalizującej dochody państwa, podniosłaby wiarygodność Polski na rynkach finansowych, poprawę

Zapewne Polska nie będzie nigdy globalną potęgą surowcową. To tym bardziej zmusza do lepszego gospodarowania bogactwami naturalnymi, tak aby maksymalizować korzyści płynące z nich dla całego państwa.

tw. *ratingu*. A to w efekcie obniżyłoby koszt obsługi długu publicznego i szybszą jego spłatę. Polska nie będzie zapewne nigdy globalną potęgą surowcową.

To tym bardziej zmusza do lepszego gospodarowania bogactwami naturalnymi, tak aby maksymalizować korzyści płynące z nich dla całego państwa. Tak, aby *było dodane, aby nadmiar mieć.*

W KIERUNKU UPSTREAMU

Rozmowę prowadzi Leszek Szmidtke, dziennikarz PPG i Radia Gdańsk.

Leszek Szmidtke: Poprawa infrastruktury, budowa terminalu w Świnoujściu, podpisana umowa z Rosją, wreszcie gaz łupkowy – o ile dojdzie do jego eksploatacji... Czy to wszystko może się przełożyć na zwiększenie zużycia gazu w Polsce i dorównanie do unijnej średniej?

Mikołaj Budzanowski: Jest to możliwe, ale wymaga dużej determinacji ze strony rządu i spółek należących do skarbu państwa. Większe zużycie gazu ziemnego – szczególnie kosztem węgla – będzie korzystne zarówno dla polskiej gospodarki, jak i środowiska naturalnego. Konieczność spełnienia odpowiednich norm emisyjnych, wynikających z polityki klimatycznej Unii Europejskiej, wymusi stosowanie nowych technologii i przyczyni się do unowocześnienia naszych elektrowni. Dodatkowe źródła surowca, jak Terminal LNG czy gaz pozyskiwany z łupków (oczywiście jeżeli potwierdzą się nadzieje związane z jego wydobyciem), radykalnie zmienią sytuację – Polska będzie musiała się nauczyć eksportować gaz do innych krajów. Dlatego już dzisiaj naszym priorytetem jest rozbudowa interkonektorów, czyli połączeń między naszą siecią gazociągów a systemami przesyłowymi krajów ościennych. Bez odpowiedniej infrastruktury łączącej Polskę z zachodnią i południową Europą nie mamy szans na rozwój

dr Mikołaj Budzanowski

*Podsekretarz Stanu
w Ministerstwie Skarbu
Państwa*

i ekspansję na rynkach gazowych UE. W Polsce zużycie gazu per capita jest trzykrotnie mniejsze od średniej unijnej. Mamy więc sporo do nadrobienia. Dodatkowo w realizacji dużych projektów elektroenergetycznych opartych na gazie przewiduje się zwiększenie konsumpcji gazu o co najmniej 3 mld m³ w perspektywie do 2016 r.

– W jakim kierunku zmiernają unijne uregulowania dotyczące rynku gazu i bezpieczeństwa energetycznego w tym sektorze?

– Komisja Europejska stawia na pełną liberalizację rynku gazu poprzez rozdzielanie kontroli nad poszczególnymi rodzajami działalności, jak handel, przesył, magazynowanie i dystrybucja. Ma to zapewnić swobodny dostęp wszystkich zainteresowanych podmiotów do różnych rodzajów usług. Jednak zarówno spółki zajmujące się handlem i wydobyciem gazu, jak i kraje członkowskie UE mają swoje strategie. Często te dwa stanowiska są ze sobą sprzeczne. Komisji zależy na realizacji solidarnej, wspólnotowej polityki energetycznej, tymczasem poszczególne państwa działają na rzecz partykularnych interesów. W sensie politycznym gaz jest najtrudniejszym surowcem i często wywołuje różnice zdań. Dodatkowo istnieje przepaść między gazową infrastrukturą wschodniej i zachodniej Europy. Strefa unijnej polityki energetycznej kończy się wzdłuż biegu Odry. Polska pozostaje poza nią, z racji uzależnienia od rosyjskiego dostawcy gazu i braku interkonektorów. Głównym punktem odbioru gazu z rurociągu jamalskiego jest nie jakieś miejsce w Polsce, lecz Mallnow we wschodnich Niemczech. W naszym interesie leży zmiana tej sytuacji. Bez stworzenia warunków dla realnej dywersyfikacji dostaw nawet najlepsze regulacje prawne nie spowodują rzeczywistej liberalizacji rynku gazu.

– Jak długo ten stan rzeczy się utrzyma?

– Już to zmieniamy. Terminal LNG, rozbudowa sieci interkonektorów, wynegocjowane z sukcesem, korzystne postanowienia umowy gazowej z Rosją, szczególnie dotyczące zniesienia klauzuli zabraniającej reeksportu oraz zapewniające dostęp stron trzecich do gazociągu jamalskiego – to skuteczne działania obecnego rządu. Dzięki nim Polska wyjdzie

ze strefy dominacji jednego dostawcy surowca i przesunie granicę wspólnoty energetycznej państw UE na linię Bugu. Do 2035 r. spółki niemieckie, francuskie czy holenderskie zawarły takie umowy na dostawy gazu rosyjskiego, które nie uwzględniają Polski. W naszym interesie jest, aby jak największa część dostaw Gazpromu dla odbiorców zachodnioeuropejskich przepływała tranzytem przez Polskę. Problemem jest brak odpowiedniej infrastruktury, dzięki której Polska byłaby włączona w europejski system. Wszyscy po części ponosimy winę za to, że po akcesji do Unii w 2004 r. Polska, Litwa, Łotwa i Estonia nie zostały podłączone do unijnej sieci przesyłowej. Na szczęście sytuacja się zmieniła i Komisja Europejska szuka nowych rozwiązań. Widać to między innymi w Europejskim Planie Naprawy Gospodarczej. Około 300 mln euro trafi do naszego kraju na dofinansowanie takich przedsięwzięć jak budowa terminalu LNG w Świnoujściu, połączeń międzysystemowych na południowej i zachodniej granicy Polski, projekt budowy w Bełchatowie systemu wychwytywania i magazynowania CO₂. Unia zmierza do wspólnej infrastruktury gazowej, podobnie jak połączeń autostradowych czy linii kolejowych, i łącznie chce przeznaczyć na ten cel 3 mld euro.

– Zatem pojawiające się pomysły o wspólnych dla kilku krajów zakupach gazu będą musiały poczekać do 2035 r.?

– Wspólne zakupy to mało realne idee. Trudno sobie wyobrazić takie przedsięwzięcia choćby od strony ekonomicznej. Każda spółka prowadzi swoją własną politykę cenową.

– Pakiety klimatyczne są już rzeczywistością, i to bolesną również dla rynków ropy oraz energii elektrycznej...

– Wielu przedstawicieli branży paliwowej i energetycznej bardzo krytycznie podchodzi do takich pomysłów. Sam byłem krytykiem tych propozycji, które w pierwotnej wersji były znacznie bardziej restrykcyjne. Wszystkim krajom UE narzucono te same limity redukcyjne, nie zważając na dotychczasowe osiągnięcia w zakresie ograniczenia emisji CO₂ i poziom rozwoju gospodarczego. A to Polska ma statystycznie największe osiągnięcia w redukcji emisji. Dzięki aktywnej postawie naszego rządu udało się zmienić zasady dotyczące limitów. Teraz powinniśmy jednak dostrzegać zalety płynące z ochrony klimatu, mimo że naśladowców w Ameryce lub Azji próżno szukać. Pakiet daje impuls do zmiany mentalności rządzących i społeczeństwa oraz

strategii realizacji ambitnych projektów energetycznych w Polsce. Po pierwsze, budujemy elektrownie gazowe, które są znacznie mniej emisyjne, a dzięki temu przyjazne dla środowiska. Po drugie, tworzymy fundamenty pod inwestycje wykorzystujące odnawialne źródła energii. Możemy stać się potęgą, m.in. budując wielkie elektrownie wiatrowe na morzu. Po trzecie w końcu, planujemy budowę elektrowni jądrowej.

– **Te rozwiązania sprzyjają gazowi, można się więc spodziewać wzrostu zużycia gazu w całej Unii Europejskiej, a szczególnie w Polsce.**

– Spalanie gazu również emituje zanieczyszczenia. Jest to mniej więcej 1/3 tego, co powstaje przy wykorzystaniu węgla. Ale jeszcze większym poparciem cieszą się nieemisyjne sektory energetyki, w tym energetyka jądrowa i wiatrowa. Uważam, że podobnie jak inne kraje, na te właśnie sektory powinniśmy położyć największy nacisk i mocno je wspierać.

– **Czy w Polsce gaz stanie się istotnym surowcem w energetyce, czy też tańszy węgiel nie pozwoli na taki rozwój?**

– Spalanie węgla nawet przy pomocy najnowocześniejszych technologii nadal ma wysoki poziom emisji gazów cieplarnianych oraz innych zanieczyszczeń, i nie widać żadnej opłacalnej technologii umożliwiającej znaczące ich ograniczenie. Przykład instalacji CCS¹ w Bełchatowie pokazuje, że takie rozwiązania są zbyt kosztowne i raczej mają charakter doświadczalny. Koszt inwestycji przekroczył kwotę pół miliarda euro bez szansy na zwrot w dającej się przewidzieć perspektywie. Udział węgla w energetyce będzie się stopniowo zmniejszał. Równocześnie jednym z priorytetów każdej dużej spółki energetycznej w Polsce jest inwestowanie w elektrownie gazowe. Przede wszystkim mam na myśli Polską Grupę Energetyczną, Tauron, PGNiG oraz PKN Orlen. Polska ma własne złoża, z których co roku wydobywa się kilka miliardów metrów sześciennych gazu. Jeżeli rozpocznie się wydobywanie gazu łupkowego, ceny tego paliwa powinny się obniżyć. Dysproporcja cenowa na korzyść węgla nie będzie trwać wiecznie. Wysoka emisyjność i związane z tym koszty uzyskiwania certyfikatów będą wpływać na wzrost cen energii elektrycznej wytwarzanej

¹ CCS – Carbon Capture and Storage – system wylapywania dwutlenku węgla i jego magazynowania.

w elektrowniach opalanych węglem. Niskoemisyjna gospodarka stała się faktem, od tego nie ma odwrotu. Należy wygrać ten moment dla polskiego przemysłu energetycznego. Kluczem są nowe inwestycje oraz pełne zaangażowanie w sektor badań i rozwoju.

– **Orlen i Lotos poszły w pewnym sensie w poprzek globalnym trendem. Światowe koncerny dużo bardziej koncentrowały się na złożach, polskie firmy inwestowały w przerób ropy.**

– Złoża zawsze były dla takich firm atrakcyjne, gdyż największy biznes robi się właśnie na wydobyciu. Polskie rafinerie są specyficzne, gdyż to nie tylko instalacje do przerobu ropy, ale także rynki zbytu. Polska to ponad 38 mln mieszkańców i prawie 20 mln zarejestrowanych samochodów. Wprawdzie w krajach Europy Zachodniej zamyka się rafinerie, ale wyłącznie takie, które są pozbawione marki i w zasadzie są tylko miejscem przerobu. Polskie firmy mają stabilną, silną pozycję na rynku, wyrobioną markę, sieć hurtową, detaliczną, a ponadto są doskonale położone dla dostaw surowca.

– **Nie mają jednak znaczących złóż ropy naftowej.**

– To rzeczywiście jest ich słaba strona. Zabrakło pomysłów na własne wydobycie zarówno w kraju, jak i poza jego granicami: na Morzu Północnym, w Afryce czy na Bliskim Wschodzie. Błędy popełnione 10 lat temu dziś mocno się

Słabą stroną polskich firm paliwowych jest brak znaczących złóż ropy. Zabrakło pomysłów na własne wydobycie zarówno w kraju, jak i poza jego granicami: na Morzu Północnym, w Afryce czy na Bliskim Wschodzie. Niestety, w Polsce polityka wzięła górę nad biznesową strategią i na przykład kupiono litewskie Możejki, czyli kolejną rafinerię bez dostępu do złóż i działającą na stosunkowo małym rynku.

odbijają na naszych firmach. Dominujący na polskim rynku i mający choćby 600 stacji benzynowych w Niemczech Orlen nie posiada złóż. Porównywalny wielkością węgierski MOL jest trzykrotnie więcej wart dzięki swoim zasobom ropy. Niestety, w Polsce

polityka wzięła górę nad biznesową strategią i na przykład kupiono litewskie Możejki, czyli kolejną rafinerię bez dostępu do złóż i działającą na stosunkowo małym rynku.

– **Jakie będą konsekwencje tego opóźnienia?**

– Nigdy nie jest za późno na realizację ambitnych pomysłów. Jednak w efekcie zadłużenia na mało rentownych inwestycjach obie polskie spółki paliwowe nie mogą sobie pozwolić na poważne programy wydobywcze.

– **Jakie to będzie miało znaczenie przy sprzedaży Grupy Lotos?**

– Mamy konkretną wizję rozwoju tej spółki. Dlatego poszukujemy dzisiaj inwestora branżowego, który będzie mógł zapewnić dynamiczny rozwój rafinerii gdańskiej. Przyjeliśmy listę konkretnych warunków, które będą przedmiotem negocjacji między nami i przyszłym właścicielem Grupy Lotos.

– **Czy to dobry czas na sprzedaż?**

– Z perspektywy rozwoju spółki to odpowiedni moment na dalszą prywatyzację. Ale ostatecznie to rynek zweryfikuje, czy jest zainteresowanie kupnem aktywów rafinerijnych w Polsce.

– **Dobiega końca olbrzymi, jak na polskie warunki, inwestycyjny Program 10+. Czy te kilka miliardów złotych zostało dobrze wydanych?**

– Rynek paliw, zwłaszcza konsumpcja oleju napędowego w Polsce, cały czas rośnie. Polska musi importować ok. 3 mln ton oleju napędowego. Ten deficyt powinien zostać wyrównany po finalizacji Programu 10+. Z tej perspektywy to zapewne trafiona inwestycja i z pewnością lepsza niż decyzja o zakupie rafinerii na Litwie. Ale prawdziwym weryfikatorem będzie 2011 r.

– **Na takiej inwestycji można budować plany europejskiej ekspansji?**

– Jestem zwolennikiem samodzielnego budowania siły na rodzimym rynku. Nasze spółki są za słabe, żeby wchodzić w międzynarodowe konsorcja. Wejście z udziałem kapitałowym na poziomie 10–20 proc. nie daje realnego wpływu na najważniejsze decyzje takiego przedsięwzięcia. Węgierski MOL jest, moim zdaniem, dobrym przykładem tego, jak powinien wyglądać rozwój spółki.

– **Przed panem stoi pytanie o kierunek rozwoju. Czy to będzie model niemiecki, gdzie są same prywatne rafinerie, czy też utrzymywanie silnej własności państwowej?**

– Jesteśmy w innej sytuacji niż Niemcy. Znajdujemy się na obrzeżach Unii. To peryferyjne położenie powoduje, że jesteśmy bardziej uzależnieni od jednego producenta i dostawcy paliw. Nie możemy sobie pozwolić na pełne wyzbycie się własności państwowej w sektorze paliwowym.

Dlatego trudno sobie wyobrazić, żeby skarb państwa sprzedał swoje udziały w Orlenie. Grupa Lotos jest znacznie mniejszą rafinerią, o mniejszym udziale w rynku. W rękach państwa pozostaną również aktywa logistyczne, jak grupa kapitałowa PERN „Przyjaźń” S.A. oraz Naftoport. Ze względu na wrażliwość sektora decyzja o prywatyzacji Lotosu była głęboko przemyślana – jej celem jest zapewnienie możliwości dalszego rozwoju spółki, a nie konieczność zasilenia budżetu.

– **Jak ma docelowo wyglądać rynek gazu?**

– Własność państwowa zostanie zachowana, i to w jeszcze większym stopniu niż na rynku paliwowym. To oczywiście nie oznacza, że nie powinniśmy się zastanawiać nad dalszą prywatyzacją takiej spółki jak PGNiG. Jeśli chodzi o wymiar inwestycyjny, to przede wszystkim należy realizować zawarty w spec-ustawie w zakresie terminalu LNG program rozbudowy infrastruktury gazowej w Polsce do 2014 r. Obejmuje on budowę ok. 1000 km gazociągów przesyłowych, budowę i rozbudowę czterech wielkich podziemnych magazynów na gaz oraz połączeń międzysystemowych. To inwestycje warte ok. 12 mld PLN. Przygotowujemy też tzw. prawo gazowe, które będzie wdrażało nowe rozwiązania unijne na rynku gazu. To przełomowy okres w dziejach polskiego gazownictwa.

– **Wiele światowych koncernów paliwowych nie tylko wzmocnia wydobycie, ale też przeobraża się w konsorcja energetyczne. Czy polskie spółki również podążą tą drogą?**

– Zmiany, które nastąpiły na polskim rynku energetycznym w związku z polityką klimatyczną, dają szansę na realizację ambitnych projektów. Ten moment trzeba wykorzystać, najlepiej jeśli zrobią to polskie podmioty, dlatego wspieramy i inicjujemy działania mające na celu wzmocnienie ich pozycji poprzez zaangażowanie w produkcję energii elektrycznej. To początek budowy spółek multienergetycznych, z szerokim wachlarzem usług. Chwilę tę wykorzystały PGNiG oraz PKN Orlen, które przystąpiły do realizacji pierwszych projektów energetycznych opartych na gazie we Włocławku i Stalowej Woli. Niezależnie od tego spółki paliwowe powinny się jednak skupić na swoim *core-businessie*, czyli wydobyciu i przetwarzaniu ropy. Większe złoża ropy w kraju i za granicą ma PGNiG. Wprawdzie to spółka gazowa, ale ropa i gaz często występują razem. Spółka ta również zamierza budować elektrownie na gaz. Natomiast Orlen i Lotos powinny zacząć od budowy *know-how* w swoich spółkach

wydobywczym. Kilka miesięcy temu w Rumunii ogłoszono konkurs na złoża. Nie wystartowała żadna z naszych firm, zrobili to natomiast Węgrzy i MOL stał się ich udziałowcem. Na marginesie warto dodać, że takie przedsięwzięcia wymagają wsparcia rządowego i krajowe firmy w takich sytuacjach powinny blisko współpracować z instytucjami rządowymi. Dzięki takiemu wsparciu PGNiG kupił koncesje w Libii i Egipcie. Model, ku któremu powinny nasze spółki zmierzać, to właśnie koncern zintegrowany, z istotnym udziałem własnego wydobycia.

– **George Soros inwestuje w poszukiwania gazu łupkowego w Polsce. To dobra wiadomość?**

– Zaangażowanie Georga Sorosa nie jest duże. Ważniejsze, że amerykańskie koncerny, jak na przykład Marathon Oil czy Chevron, zaangażowały się w poszukiwania. Wydałyśmy około 70 koncesji, większość dla firm zza oceanu. Rozczarowuje nieco, że Amerykanie pierwsi się ustawili w kolejce po koncesje, podczas gdy nasze koncerny długo się zastanawiały.

– **Na to też są potrzebne pieniądze, których w Orlenie i PGNiG teraz nie ma.**

– Ważne jest zagwarantowanie sobie koncesji, co umożliwia prowadzenie badań. Później można wchodzić w partnerstwa z zagranicznymi firmami wydobywczymi. Nasze spółki, a szczególnie PGNiG, znają uwarunkowania prawne i środowiskowe, więc będą pożądanymi partnerami. Musimy również opracować rodzaj mapy drogowej dla wydobycia gazu łupkowego w Polsce i określić rolę polskich podmiotów w jego potencjalnym wydobyciu.

– **Polska jest dobrze przygotowana na tak duże zainteresowanie?**

– Proces koncesyjny jest przyjazny dla poszukujących złóż gazu w Polsce. Czy będzie wydobywany i na jakich zasadach – to inna sprawa. Są natomiast dwie poważne bariery związane z wydobyciem: ochrona środowiska oraz kwestia własności gruntów. Mamy kilka lat,

Proces koncesyjny jest przyjazny dla poszukujących złóż gazu w Polsce. Są natomiast dwie poważne bariery związane z wydobyciem: ochrona środowiska oraz kwestia własności gruntów. Mamy kilka lat, żeby przygotować odpowiednie uregulowania zarówno od strony podatkowej, jak i ochrony środowiska.

żeby przygotować odpowiednie uregulowania zarówno od strony podatkowej, jak i ochrony środowiska.

– **Gaz łupkowy powiązany jest z niezależnością surowcową, z dywersyfikacją dostaw. Czy to jest właśnie kierunek, w którym zmierzamy?**

– Gaz łupkowy jest na razie znakiem zapytania, podczas gdy już realizujemy konkretne rozwiązania na rzecz dywersyfikacji dostaw gazu. Budujemy terminal LNG w Świnoujściu. Inwestycja będzie gotowa w 2014 r. Będzie to pierwszy gazoport na Morzu Bałtyckim i dzięki niemu będziemy mogli odbierać dostawy gazu drogą morską z dowolnych miejsc na świecie. Jest to, póki co, najważniejsza inwestycja Polski w celu uniezależnienia się do dominującego dostawcy surowca. Odpowiedzialny rząd nie buduje bezpieczeństwa energetycznego na znakach zapytania i niewiadomych. Gaz łupkowy może stać się natomiast dziejową szansą dla naszego kraju na dokonanie skoku cywilizacyjnego. Rozsądne, planowane z wyprzedzeniem działania mogą stworzyć naprawdę silny impuls dla rozwoju całej gospodarki. Dołożymy wszelkich starań, aby to marzenie mogło się spełnić.

– **Mówiąc o dywersyfikacji, mam też na myśli dostawy kaspiskiej ropy, a może nawet ze złóż arktycznych.**

– Nie wiadomo, jak się rozwiną te pomysły. Problemem jest charakter tych projektów – wysokie koszty i duża liczba partnerów. Im więcej krajów zaangażowanych w takie przedsięwzięcia, tym mniejsze szanse na realizację. Doskonałym przykładem jest Sarmatia. Projekt wyglądał bardzo obiecująco, ale zbyt wiele pomysłów na jego realizację i brak gwarancji dostaw surowca stanowią bardzo poważną przeszkodę w praktycznym funkcjonowaniu tej spółki. Nie bardzo wierzę, że tak sprzeczne interesy uda się pogodzić. Złóża arktyczne to jeszcze trudniejszy problem niż na przykład łupki. Międzynarodowych uregulowań praktycznie nie ma, więc przed nami długie lata rozmów pomiędzy najbardziej zaangażowanymi i zainteresowanymi państwami.

– **Dziękuję za rozmowę.**

WIĘCEJ ROZUMU W PALIWACH

Rozmowę prowadzi Leszek Szmidtke, dziennikarz PPG i Radia Gdańsk.

Leszek Szmidtke: Sprzedaż Grupy Lotos jest częścią większej całości, nazwanej strategią rozwoju sektora paliwowego w Polsce.

Tadeusz Aziewicz: Rząd zdecydował się na rozpoznanie rynku – tak rozumiem ogłoszenie o sprzedaży 53 proc. akcji. Decyzja o przyszłości Lotosu zapadnie po analizie ofert, które przedstawią zainteresowani. Może to być zarówno zaniechanie dalszej prywatyzacji, sprzedaż mniejszego pakietu, jak i zbycie całości akcji będących w posiadaniu skarbu państwa. Możemy stawiać różne oczekiwania związane z potrzebami budżetu, koncernu lub regionu, tylko nie wiadomo, czy znajdzie się ktoś, kto będzie w stanie im sprostać. Przy tak wielu znakach zapytania związanych z branżą paliwową jest to chyba roztropne podejście.

– **Interesy naszego regionu da się pogodzić z interesami budżetu?**

– Minister Skarbu Państwa, przystępując do prywatyzacji Lotosu, bardzo mocno akcentuje konieczność zachowania siedziby spółki w Gdańsku i dalszego jej notowania na warszawskiej giełdzie. Wiele oczywiście zależy od inwestora, dlatego należy liczyć się z tym, że Lotos będzie częścią większej całości. W interesie regionu jest

Tadeusz Aziewicz

*Przewodniczący Sejmowej
Komisji Skarbu Państwa*

także rozwój firmy i jeżeli prywatyzacja otworzy przed Lotosem nowe możliwości, to skorzystają na tym zarówno Gdańsk, jak i całe Pomorze. Oczywiście rodzi się pytanie, czy czas, w którym rząd zaprasza inwestorów, jest dobry z punktu widzenia maksymalizacji wpływów do budżetu państwa. Dobiega końca inwestycja 10+ i dopiero w przyszłym roku zauważymy jej pozytywne efekty. Równocześnie wydaje się, że sytuacja Lotosu jest na tyle korzystna, że bez większych problemów będzie on w stanie spłacać kredyty zaciągnięte na modernizację. Dlatego za 2–3 lata wartość spółki będzie prawdopodobnie większa niż dziś.

– Interes regionalny raczej nie jest priorytetem dla ministra. Interes spółki również musi ustąpić przed decydującym czynnikiem, jakim jest zysk dla budżetu. A jakie są inne kryteria?

– Na pewno jakość oferty. Minister Skarbu jest odpowiedzialny za to, aby uzyskać wpływy, które będą pełnym ekwiwalentem wartości Lotosu. Mamy w pamięci sprzedaż PKO S.A. i późniejszy, potężny wzrost wartości tego banku. Takie analizy rząd musi robić, podobnie jak analizy dotyczące bezpieczeństwa energetycznego państwa. Do tego należy dołożyć diagnozę wynikającą z oceny potrzeb spółki: czy pilnie potrzebuje inwestora, a jeżeli tak, to jakie wymogi powinien on spełniać? Rząd ma przed sobą nie lada wyzwanie i rozumiem jego ostrożne podejście.

– Ale decyzja o sprzedaży takiej spółki jak Lotos powinna również wypływać z przemyślanej strategii i ustalenia, dokąd zmierzamy, jaki ma być kształt polskiego rynku paliwowego w wieloletniej perspektywie.

– Państwo nie będzie wyzbywać się udziałów, które posiada w Orlenie. Nie będzie też łączenia obu spółek paliwowych. Minister skarbu zamierza zostawić w swojej dyspozycji kluczową infrastrukturę przesyłową i magazynową. Możliwość prywatyzacji Lotosu jest w tej chwili testowana. Zebranie ofert ma na celu pozyskanie informacji z rynku, niezbędnych do podjęcia strategicznej decyzji. Natomiast o rozwoju spółek

paliwowych powinny myśleć przede wszystkim ich zarządy. Paweł Olechnowicz dokonał nie lada wyczynu, tworząc Grupę

Państwo nie będzie wyzbywać się udziałów, które posiada w Orlenie. Nie będzie też łączenia obu spółek paliwowych. Minister Skarbu zamierza zostawić w swojej dyspozycji kluczową infrastrukturę przesyłową i magazynową. Możliwość prywatyzacji Lotosu jest w tej chwili testowana. Zebranie ofert ma na celu pozyskanie informacji z rynku, niezbędnych do podjęcia strategicznej decyzji. Natomiast o rozwoju spółek paliwowych powinny myśleć przede wszystkim ich zarządy.

Lotos, i podoba mi się promowana przez niego koncepcja bałtyckiego koncernu. To dobry kierunek zarówno dla krajowego rynku, jego konkurencyjności, jak i dla regionu. Cieszyłbym się, gdyby przyszły inwestor miał wizję zbieżną z dotychczasową strategią rozwoju Lotosu i potencjał umożliwiający wzmocnienie koncernu tak, aby uzyskać skokowy wzrost wartości Grupy.

– Niedawno byliśmy świadkami sprzedaży państwowej spółki energetycznej Energa innej państwowej firmie – PGE. Pytanie, czy Grupę Lotos może kupić na przykład PGNiG, jest zatem uzasadnione.

– W gospodarce, podobnie jak w polityce, niemal wszystko jest możliwe. Jednak o ile w trakcie dyskusji, która toczyła się wokół wspomnianej wyżej transakcji, zwracałem uwagę na zagrożenia związane z nadmierną koncentracją, o tyle połączenie Lotosu z PGNiG nie powinno budzić niepokoju organu antymonopolowego. Natomiast ważne jest inne pytanie: co takie połączenie może dać obu firmom? Moim zdaniem stosunkowo niewiele, chociaż mogą sobie wyobrazić zarówno synergię, jak i potencjalne problemy.

– Czy PGNiG powinna zostać w rękach państwowych czy być sprywatyzowana?

– Firmą o takim charakterze powinna pozostać we władaniu państwa. Można się zastanawiać nad zbyciem części akcji, ale większościowym udziałowcem powinien pozostać Skarb Państwa.

– PGNiG uzyskało najwięcej koncesji na poszukiwanie gazu łupkowego w Polsce. Czy jednak koszt późniejszej eksploatacji złóż nie przekracza możliwości nawet tak bogatej firmy? Czy PGNiG nie będzie musiało szukać partnerów dysponujących technologią wydobywania oraz pieniędzmi?

– Wydaje mi się, że racjonalne będzie pozyskanie partnera dysponującego odpowiednią technologią, ale decydem w tej sprawie jest oczywiście zarząd PGNiG. Na początek

musimy jednak sprawdzić, czy rzeczywiście mamy duże złoża gazu łupkowego i czy nadaje się on do wydobywania.

– **Co się zmieni, gdy nadzieje te potwierdzą wyniki badań i rozpocznie się eksploatacja?**

– Być może z importera gazu staniemy się eksporterem. Dostęp do złóż, czy na wcześniejszym etapie koncesja poszukiwawcza, zwiększa wartość firmy. Dlatego oprócz PGNiG koncesje posiadają lub wystąpiły o nie PKN Orlen oraz Grupa Lotos. Ewentualny sukces zmieni polską energetykę, szczególnie w aspekcie dostosowania się do wymogów pakietów klimatycznych.

– **Polska energetyka odejdzie od węgla?**

– Udział węgla zmniejszy się, ale póki co wołałbym nie rozbudzać nadmiernych nadziei. Mam jeszcze w pamięci pożar odwiertu w Karlinie i związane z tym emocje. Tym bardziej że nasze złoża będą trudniejsze w eksploatacji niż amerykańskie, a to oczywiście podniesie koszty.

– **Jak pan skomentuje zarzuty, że koncesje poszukiwawcze wydajemy zbyt łatwo, chaotycznie i za tanio?**

– Zależy nam na szybkiej i dobrej diagnozie stanu naszych zasobów, dlatego wprowadzanie dodatkowych ograniczeń dla firm poszukujących nie wydaje mi się rozsądne. Jednocześnie mamy trochę czasu na udoskonalenie prawa i procedur, dzięki którym, jeżeli nasze nadzieje się potwierdzą, będziemy mogli korzystnie udostępnić nasze bogactwa i chronić środowisko naturalne. Przykładowo: gdyby odwierty okazały się obiecujące, możemy ustawowo zmienić system opłat eksploatacyjnych.

– **Nie obawia się pan jednoczesnego otwarcia i eksploatacji wielu złóż?**

– To jest również jedna z ważniejszych decyzji i wybór o strategicznym charakterze: w jakim tempie i w jakim zakresie chcemy eksploatować wspomniane złoża. Ewentualne pojawienie się dużej ilości takiego gazu na naszym rynku będzie miało ogromny wpływ zarówno na rynek wewnętrzny, kondycje firm wydobywczych, jak i na stosunki z innymi krajami. Na dziś najważniejsze jest poznanie stanu złóż i ewentualnych kosztów eksploatacji.

– **Lokalne społeczności powinny mieć jakiś wpływ na proces koncesyjny, a później na wydobywanie?**

– W ramach procesu koncesyjnego minister zasięga opinii właściwych miejscowo organów samorządu terytorialnego.

W razie zaistnienia potrzeby sporządzenia raportu o oddziaływaniu na środowisko władze samorządowe również mają stosowne kompetencje. Myślę, że jest to wpływ wystarczający. Przy okazji warto przypomnieć, że gminy uzyskują dochody z opłat koncesyjnych.

– **Czy gaz łupkowy może rozwiązać dylematy bezpieczeństwa energetycznego oraz dywersyfikacji?**

– Chcę w to wierzyć. Gdyby spełniły się nasze oczekiwania, to zmiany na rynku gazowym będą bardzo głębokie. Bezpieczeństwo energetyczne osiąga się między innymi przez dywersyfikację. Pierwszy próbował to czynić rząd Jerzego

Bezpieczeństwo energetyczne osiąga się między innymi przez dywersyfikację. Terminal LNG w Świnoujściu jest krokiem we właściwym kierunku, podobnie jak budowa interkonektorów na południowej i zachodniej granicy Polski. Bruksela wreszcie zrozumiała znaczenie wspólnej sieci i inwestuje w połączenia oraz magazyny na terenie krajów nowo przyjętych do UE.

Buzka, dążąc do importowania gazu z Norwegii; szkoda, że następna ekipa zarzuciła ten pomysł. Terminal LNG w Świnoujściu jest krokiem we właściwym kierunku, podobnie jak budowa interkonektorów

na południowej i zachodniej granicy Polski. Te inwestycje niewątpliwie wzmocnią nasze bezpieczeństwo energetyczne. Warto zwrócić uwagę, że Bruksela wreszcie zrozumiała znaczenie wspólnej sieci i inwestuje w połączenia oraz magazyny na terenie krajów nowo przyjętych do UE.

– **Ale integrację gazową utrudniają, być może, wieloletnie umowy zachodnich firm gazowych oraz Polski z Gazpromem.**

– To jest gra różnych krajów i różnych firm. Budowanie wspólnego, europejskiego rynku gazu będzie trwało przez wiele lat, dlatego zanim nastąpi pełna integracja, musimy radzić sobie w aktualnej rzeczywistości. Polska jest pograniczem UE, co stawia nas w specyficznej sytuacji.

– **Nord Stream będzie wówczas powodował lęki o dostawy gazu z Rosji?**

– Bałtycki gazociąg z Rosji do Niemiec po prostu będzie i musimy nauczyć się z tym żyć. Mam nadzieję, że Rosja z czasem zmieni podejście i nasze wzajemne relacje unormują się na tyle, że nie będziemy obawiali się wykorzystywania surowców energetycznych do realizacji celów politycznych. Ale najlepszą gwarancją bezpieczeństwa jest posiadanie własnych złóż i alternatywnych dostawców.

– **Dziękuję za rozmowę.**

Młodzi o Pomorzu

GAZ ŁUPKOWY A SPOŁECZNOŚCI LOKALNE

Informacje na temat potencjalnego występowania gazu łupkowego w Polsce wywołały wielką publiczną debatę. Środki masowego przekazu, administracja publiczna oraz przedsiębiorstwa wydobywcze przeprowadziły analizy i symulacje, ukazujące wagę tego zjawiska dla rozwoju całego kraju. Obecnie o korzyściach geopolitycznych i ekonomicznych dla Polski, wynikających z wydobycia gazu łupkowego, wiadomo już dużo. Niewiele jednak zostało powiedziane o tym, jak prace poszukiwawcze i wydobywcze wpłyną na społeczności lokalne. Jest to szczególnie ważne dla regionu pomorskiego, gdyż na znacznym jego terytorium – jak wynika ze wstępnych analiz – zasoby tego surowca mogą występować.

Rysunek 1. Obszar województwa pomorskiego, na którym potencjalnie występują tzw. niekonwencjonalne złoża gazu ziemnego



Źródło: Opracowanie własne

Piotr Zbieranek

Redaktor Działu
„Młodzi o Pomorzu”

Gruntowna i niezależna analiza wpływu na społeczności lokalne wydaje się kwestią kluczową w chwili, kiedy wiemy już, że rozpoczęcie wydobycia gazu łupkowego jest, z punktu widzenia polskich interesów strategicznych i makroekonomicznych, jak najbardziej pożądane, a odnalezienie złóż surowca – bardzo realne. Jest

to szczególnie istotne zważywszy, że materiały, z którymi można się zapoznać, są w dużej mierze sprzeczne. Jednocześnie brak jest wiarygodnych studiów naukowych, które zawierałyby analizę korzyści i zagrożeń wydobycia gazu łupkowego dla społeczności lokalnych. Okres pomiędzy rozpoczęciem poszukiwań złóż a ich eksploatacją wykorzystać należy na wszechstronną analizę wpływu wydobycia na region i społeczności lokalne.

Szansa na rozwój?

Jak można się było przekonać, śledząc debatę publiczną, większość pozytywnych efektów wydobycia gazu dla społeczności lokalnych jest związana ze sporym zastrzykiem finansowym.

Największą, bo wpływającą na wszystkich członków społeczności, korzyścią z wydobycia na jej terytorium gazu łupkowego są dodatkowe wpływy do gminnego budżetu. Wpływy te, w wysokości 60 proc. opłat koncesyjnych i eksploatacyjnych za wydobycie gazu, trafiają do budżetu gminy. Nowe źródło dochodu, szczególnie w przypadku gmin wiejskich, może doprowadzić do skokowego wzrostu wydatków inwestycyjnych, m.in. na gminną infrastrukturę. Finansowanie budowy kanalizacji czy też dofinansowanie ośrodków zdrowia i szkół to możliwość dokonania skoku cywilizacyjnego w wymiarze lokalnym.

Inną szansą jest napędzanie lokalnej koniunktury gospodarczej. Obok możliwości włączenia się w prace wydobywcze istnieje cała paleta usług, które na rzecz przedsiębiorstw wydobywczych i ich pracowników mogliby świadczyć mieszkańcy gminy: począwszy od pracy przy transporcie materiałów potrzebnych do produkcji, a skończywszy na zapewnieniu bazy noclegowej pracownikom. Inwestycje nie tylko bezpośrednio zapewniają nowe miejsca pracy, ale też dostarczają dodatkowego rynku zbytu dla lokalnych towarów i usług.

Kolejnym, nie mniej ważnym czynnikiem rozwojowym są fundusze, które trafiają do mieszkańców społeczności lokalnych z tytułu dzierżawy oraz częściowego wykupu

Korzyści związane z wydobywaniem gazu łupkowego to m.in. większe wpływy do gminnego budżetu oraz napędzanie lokalnej koniunktury gospodarczej.

gruntów. Fundusze te mogą zostać wykorzystane na inwestycje w prowadzonej przez nich działalności gospodarczej (także o charakterze rolnym), a tym samym wpływać wtórnie na polepszenie lokalnej koniunktury gospodarczej.

Łyżka dziegciu

Diabeł tkwi jednak w szczegółach. Analizując informacje o funkcjonowaniu tego typu przedsięwzięć w Stanach Zjednoczonych oraz plany polskich regulacji, można dostrzec również negatywne strony wydobywania gazu łupkowego dla lokalnych społeczności.

Po pierwsze, dodatkowe wpływy do budżetu gminy muszą być częściowo przeznaczone na wydatki ponoszone w związku z wydobyciem gazu. Po drugie, polski rząd zastanawia się nad zmniejszeniem opodatkowania przedsiębiorstw wydobywczych. Ma to za zadanie zmaksymalizować opłacalność wydobycia, a tym samym zachęcać do inwestowania. Te działania mogą prowadzić do zmniejszenia wpływów do lokalnych budżetów.

Biorąc pod uwagę skomplikowane technologie wykorzystywane przy pracach wydobywczych oraz rachunek ekonomiczny, może się okazać, że – po pierwsze – nie będzie możliwości zatrudnienia mieszkańców w samym procesie wydobywczym, po drugie zaś – prace, które mogliby oni wykonywać, taniej będzie zlecić firmom spoza obszaru danej gminy. Niestety, podobnie rzecz się ma z usługami i towarami, które mogłyby być kupowane od lokalnych przedsiębiorców. Także w tym wypadku możliwe jest, że brak infrastruktury, np. gastronomicznej i noclegowej, uniemożliwi wystąpienie tego czynnika prorozwojowego.

Co do wykupu gruntów i dzierżaw, istnieje możliwość, że osoby, które uzyskają rekompensaty za wykorzy-

Ryzyko, które niesie ze sobą wydobycie gazu łupkowego, to m.in. większe wydatki gminne oraz niewykorzystanie potencjału lokalnych pracowników.

stanie ich gruntu pod wydobycie gazu łupkowego, przeznaczą je na zakup nieruchomości poza terenem gminy i wyemigrują z obszaru wydobycia.

Ryzyko dla środowiska

Wszelkie zagrożenia wynikające z prowadzenia prac związanych z wydobyciem gazu łupkowego mają mniejszy lub większy związek z ich wpływem na środowisko naturalne. Ze środowiskiem tym zaś wiąże się bezpośrednio życie codzienne mieszkańców.

Wydobycie gazu łupkowego wymaga, obok tradycyjnego odwiertu głębinowego, także odwiertu poziomego i tzw. szczelinowania hydraulicznego (ang. *fracking*). Do stworzonego poprzez wiercenia otworu, znajdującego się na głębokości od 1 do 4 km (na Pomorzu najprawdopodobniej będą to odwierty płytsze: od 1 do 2 km), wlewa się płyn zawierający wodę, piasek i niewielką ilość chemikaliów.

Celem tego procesu jest uszczelnienie powstałych podczas wiercenia szczelin i niejako wypchnięcie gazu z naturalnych pokładów, co pozwala na jego wydobycie. W ten sposób część skażonej chemicznie wody (dodatkowo obciążonej metalami ciężkimi i materiałem radioaktywnym) pozostaje w szczelinach podziemnych, część zaś wydobywa się wraz z gazem na powierzchnię. W obu przypadkach płyn stanowi potencjalne zagrożenie dla środowiska i ujęć wody pitnej.

Woda znajdująca się głęboko pod ziemią może skażić wodę pitną czerpaną ze źródeł głębinowych (docierając do nich poprzez naturalne szczeliny) lub też doprowadzić do tego, że przedostaną się do niej znajdujące się pod ziemią gazy, w tym metan. Wydobyta na powierzchnię skażoną wodę trzeba, przynajmniej czasowo, zmagazynować w zbiorniku w najbliższej okolicy. W razie niestaranego zabezpieczenia takiego zbiornika możliwe jest przedostanie się jego zawartości do wód powierzchniowych, z których również czerpana jest woda pitna.

W przypadku awarii instalacji, które wprowadzają oraz odprowadzają skażoną wodę z odwiertu, możliwe jest skażenie znacznych powierzchni gruntu (w tym pól uprawnych). W następstwie wybuchu wydobywanego gazu może nastąpić także zanieczyszczenie powietrza potencjalnie groźnymi dla zdrowia toksynami. Warto dodać, że w Stanach Zjednoczonych zdarzały się przypadki udokumentowanego, nielegalnego wylewania skażonej wody do strumieni. Dziś nieznanne są skutki zdrowotne oddziaływania tych substancji na człowieka, choć wiadomo, że część z nich jest toksyczna, a nawet ma działanie rakotwórcze.

Aspekty estetyczne

Obok możliwych następstw awarii liczne są także niedogodności związane z wydobyciem. Utrapieniem dla najbliższej położonych od miejsca odwiertu zabudowań jest hałas (słyszalny na odległość do 500 m), który generują z jednej strony maszyny wchodzące w skład instalacji, z drugiej – ciężarówka i cysterny dowożące materiały konieczne do produkcji i odbierające odpady. Nie bez wpływu na jakość życia mieszkańców są także odczuwalne podziemne drgania, które związane są z kolejnymi *frackingami* odwiertu.

Choć gazu łupkowego nie wydobywa się odkrywkowo, to jednak instalacje i infrastruktura konieczna do prowadzenia tej działalności (w tym rurociągi), a przede wszystkim zbiorniki magazynujące skażoną wodę, wpływają na wygląd lokalnego krajobrazu. Jeśli dodamy do tego możliwość przedostawania się do atmosfery gazów, trzeba

zdać sobie sprawę, że może to dodatkowo pogorszyć jakość życia mieszkańców.

Inne zagrożenia

Obok zagrożeń dla środowiska naturalnego i codziennych niedogodności istnieją także dwa zasadnicze obciążenia gminy wynikające z powstania na jej terenie instalacji wydobywczych. Po pierwsze – konieczność przynajmniej czasowego składowania odpadów produkcyjnych, głównie skażonej chemikaliami wody. Przyjmuje się, że *fracking* wymaga od 7,5 do 11,3 mln l wody (z której 30–40 proc. wydobywa się na powierzchnię) oraz 450–680 t piasku. Wodę należy następnie zutylizować, ponieważ niemożliwe jest jej ponowne użycie w procesie wydobywczym ani w żadnym innym celu. Drugim obciążeniem jest konieczność ciągłego inwestowania w system drogowy niszczonego przez ciężarówki.

Wszystkie te czynniki mogą prowadzić do obniżenia się poziomu życia mieszkańców oraz potencjalnego zagrożenia dla ich zdrowia. Mogą one uderzyć także, wbrew argumentom o stymulowaniu lokalnej gospodarki, w zasobność ich portfela. Z jednej strony obniżają atrakcyjność turystyczną gminy, co jest szczególnie ważne dla terenów, na których właśnie turystyka stanowi jeden z ważnych działów lokalnej gospodarki i źródeł dochodu mieszkańców. Z drugiej strony istnieje ryzyko spadku cen nieruchomości i ziemi (w tym rolnej), a więc realnego zubożenia członków społeczności.

Informacje powyższe pochodzą w znacznej mierze z opracowań organizacji pozarządowych, grupujących członków lokalnych społeczności mieszkających na terenach prowadzenia wydobycia, które działają w Stanach Zjednoczonych. Zarówno to źródło, jak i informacje koncernów wydobywczych nie są w 100 proc. wiarygodne, ponieważ każda ze stron ma swój interes ekonomiczny lub ideologiczny w przedstawianiu rozmiarów zagrożeń związanych z wydobyciem. Jednocześnie brakuje badań, które pozwoliłyby oszacować wielkość i realność tych zagrożeń.

Potrzeba uregulowań i konsultacji

Udokumentowanie licznych przypadków patologii doprowadziło do tego, że niektóre samorządy lokalne w Stanach Zjednoczonych wprowadziły moratorium na prowadzenie działalności wydobywczej, a Federalna Agencja

Konsekwencje wydobywania gazu łupkowego to m.in. potencjalne zagrożenia dla środowiska i ujęć wody pitnej, hałas związany z wydobyciem i wpływ na wygląd krajobrazu.

Ochrony Środowiska (EPA) rozpoczęła prace nad kompleksową oceną wpływu wydobycia m.in. na jakość wody pitnej. Podobnie po doniesieniach o potencjalnych pokładach surowców na terenie krajów członkowskich Unii Europejskiej, Komisja Europejska postanowiła rozpocząć prace nad oceną możliwych skutków działalności wydobywczej dla środowiska.

W kontekście powyższych rozważań należy zastanowić się, w jaki sposób zmaksymalizować korzyści z wydobycia gazu dla lokalnych społeczności, a jednocześnie zminimalizować ewentualne zagrożenia. Oczywiście, wstępem do tego powinny być odpowiednie uregulowania prawne, zobowiązujące inwestorów do stosowania właściwych rozwiązań technologicznych, które minimalizują ryzyko wystąpienia awarii. Ważną kwestią jest jednoczesny monitoring skutków wydobycia dla środowiska i likwidacja ewentualnych szkód. Wymaga to zastosowania restrykcyjnych unormowań prawnych chroniących środowisko naturalne, a także wsparcia lokalnej społeczności przez przedsiębiorstwa w zakresie większym, niż jest to obecnie przyjęte.

W tym kontekście warto zwrócić uwagę na problematykę protestów społecznych. Wystąpienie silnych postaw „nimba” („*not in my backyard*”), czyli brak zgody na prowadzenie danej działalności w najbliższym sąsiedztwie) jest prawdopodobne, na co wskazują m.in. analitycy Clatham House, jednego z brytyjskich think-tanków.

Zmiany prawne stanowią jedynie pierwszy krok do tego, aby w pełni przekonać mieszkańców do prowadzenia wydobycia gazu w ich najbliższym sąsiedztwie.

Zmiany prawne stanowią jedynie pierwszy krok do tego, aby w pełni przekonać mieszkańców do prowadzenia wydobycia gazu w ich najbliższym sąsiedztwie. Istnieje potrzeba aktywnego informowania i konsultowania szczegółów inwestycji z członkami społeczności lokalnych.

Istnieje potrzeba aktywnego informowania i konsultowania szczegółów inwestycji z członkami społeczności lokalnych. Muszą oni uświadomić sobie wszystkie zalety i wady

związane z prowadzeniem wydobycia gazu ze złóż niekonwencjonalnych i wyposażeni w taką wiedzę – współuczestniczyć w podejmowaniu ostatecznej decyzji.

Zastosowanie technik deliberatywnych pozwoliłoby decydentom uzyskać szczegółowe informacje na temat nie tylko tego, jaką obywatele podjęliby decyzję, ale też tego, jakie kwestie są dla nich najistotniejsze i jakie działania należałoby przeprowadzić, żeby np. zmienili pierwotnie negatywną opinię i zgodzili się na wydobycie gazu łupkowego w swoim bezpośrednim sąsiedztwie. Postępując w ten sposób, można wyjść naprzeciw potrzebom społeczności lokalnych i zminimalizować zagrożenie blokowania przez nie tych istotnych z punktu widzenia całego kraju, a także regionu, inwestycji. Jednak aby to osiągnąć, należy zrozumieć, że decyzje nie mogą zapadać jedynie w gabinetach ministerialnych, lecz powinny brać pod uwagę opinie wszystkich zainteresowanych. W szczególności tych, którzy bezpośrednio mogą odczuć ich negatywne konsekwencje.

Okno na świat

ZASOBY I KONSUMPCJA ROPY NAFTOWEJ NA ŚWIECIE

Gdzie jest ropa?

Źródła ropy naftowej, podobnie jak pozostałych surowców energetycznych, są rozmieszczone nierównomiernie. Mapa eksploatacji głównych złóż, obejmująca Zatokę Perską, Amerykę Łacińską, region Morza Kaspijskiego czy Federację Rosyjską, nie pokrywa się z rozmieszczeniem głównych rynków, na których się ropę naftową konsumuje (Stany Zjednoczone, Chiny, Japonia, UE).

Głównym dostawcą ropy naftowej na rynki światowe są państwa Bliskiego Wschodu. W regionie tym koncentruje się około 56,6 proc. z szacowanych na 1333,1 mld baryłek udokumentowanych zasobów ropy naftowej (2009 r.). Zdecydowanie mniej znajduje się w krajach Ameryki Środkowej i Południowej (14,9 proc.) oraz Eurazji (nie wliczając państw Bliskiego Wschodu – 10,3 proc.).

Naftowym potentatem jest Arabia Saudyjska, posiadająca niemal 1/5 światowych zasobów ropy. Mniej zasobne są złoża w Wenezueli (12,9 proc. zasobów światowych) oraz Iranie (10,3 proc.). Spośród państw euroazjatyckich wyróżnia się Rosja (5,6 proc.). W tym świetle złoża ropy naftowej znajdujące się w posiadaniu najzasobniejszej w Europie Zachodniej Norwegii to znikomy, bo zaledwie 0,5-proc. odsetek udokumentowanych zasobów globalnych (w przypadku Wielkiej Brytanii to jeszcze mniej, bo około 0,2 proc.).

Kto ją zużywa?

Rozmieszczenie zasobów ropy naftowej odbiega od geograficznej struktury zużycia. Liderem są kraje Azji i Pacyfiku, na które przypada około 31 proc. konsumpcji

Przemysław Susmarski

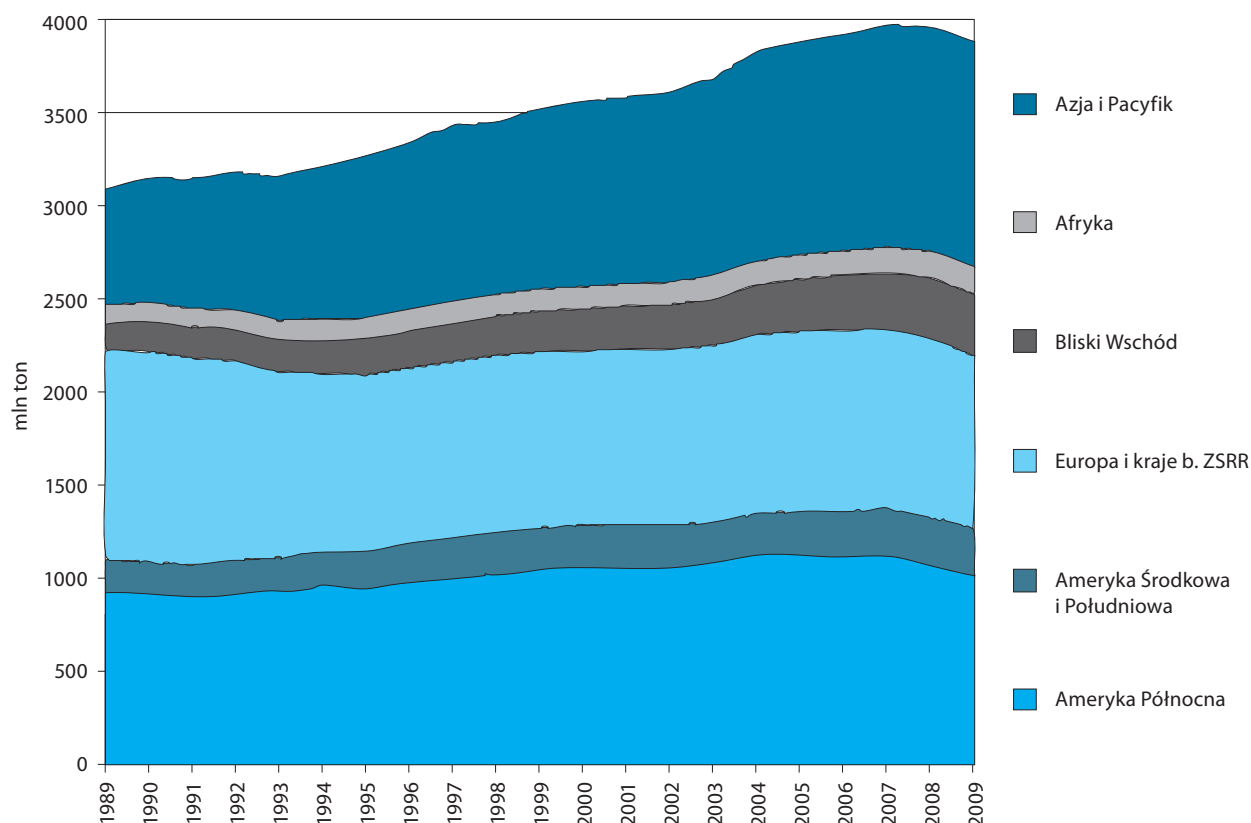
*Instytut Badań nad Gospodarką
Rynkową*

Rysunek 1. Rozmieszczenie udokumentowanych zasobów ropy naftowej w mld baryłek w 2009 r.



Źródło: Opracowanie IBnGR na podstawie BP Statistical Review of Energy 2010, www.bp.com

Rysunek 2. Konsumpcja ropy naftowej w wybranych regionach świata w mln ton w latach 1989–2009

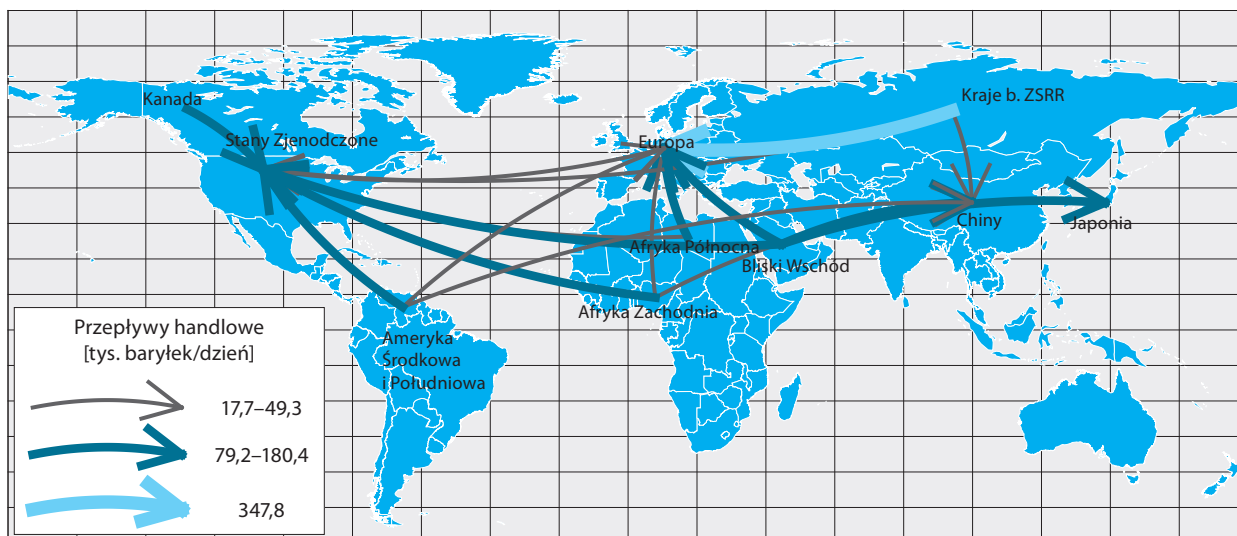


Źródło: Opracowanie IBnGR na podstawie BP Statistical Review of Energy 2010, www.bp.com

światowej. Nieco mniej zużywają państwa Ameryki Północnej (26,4 proc.) oraz kraje europejskie wraz z byłymi republikami Związku Radzieckiego (23,5 proc.). Struktura ta jednak dynamicznie się zmienia za sprawą rozwoju gospodarczego obserwowanego w Azji. W ciągu ostatnich 20 lat zaspokojony popyt na ropę naftową, kreowany przez

państwa Azji i Pacyfiku, wzrósł dwukrotnie. W znaczącym stopniu przyczynił się do tego 3,5-krotny wzrost konsumpcji w Chinach czy też ponad 2,5-krotny wzrost zapotrzebowania na ropę w Indiach. W tym samym okresie globalna konsumpcja ropy zwiększyła się o ponad 25 proc. (w Polsce dynamika sięgnęła niemal 150 proc.)

Rysunek 3. Handel ropą naftową oraz jej produktami – wybrane przepływy handlowe w 2009 r.



Źródło: Opracowanie IBnGR na podstawie BP Statistical Review of Energy 2010, www.bp.com

Relacje handlowe

Nierównomierność występowania zasobów oraz konsumpcji ropy prowadzi do braku samowystarczalności. Jest on obecny zarówno w USA oraz państwach UE, jak i dynamicznie rozwijających się Chinach, dla których brak dostępu do źródeł surowców energetycznych stanowiłby ograniczenie możliwości dalszego rozwoju. Jego następstwem są zintensyfikowane relacje handlowe.

Warto zauważyć stosunkowo wysoką koncentrację geograficzną importu obserwowaną w Europie. Spośród 665,3 mln ton ropy i produktów z ropy, jakie zaimportowały państwa europejskie w 2009 r., 52 proc. pochodziło z republik byłego ZSRR (głównie z Rosji bądź poprzez kontrolowaną przez Rosję sieć rurociągów). Na drugiej pozycji plasowały się dostawy pochodzące z regionu Bliskiego Wschodu (15,9 proc. importu). Koncentracja źródeł dostaw ropy w przypadku Stanów Zjednoczonych jest zdecydowanie mniejsza. Na najważniejszego dostawcę – Kanadę – przypadło około 21,5 proc. importu ropy i produktów ropopochodnych zrealizowanego w 2009 r., nieco mniej pochodziło ze środkowej i południowej Ameryki (20,5 proc.), Bliskiego Wschodu (15,4 proc.) oraz zachodniej Afryki (14 proc.).

Koncentracja geograficzna importu występuje również w przypadku Japonii (84,7 proc. dostaw z Bliskiego Wschodu) i Indii (70,5 proc. z Bliskiego Wschodu). Jej skala jest zdecydowanie mniejsza w przypadku Chin, które pozyskują ropę z kierunku bliskowschodniego – 40,8 proc., a także kupują ją w Afryce Zachodniej (18,4 proc.), byłych republikach ZSRR (10,5 proc.) oraz państwach Ameryki Środkowej i Południowej (7 proc.).

Gdzie przetwarzamy?

W zakresie potencjału przetwórczego liderem rankingu globalnego jest Europa oraz kraje byłego ZSRR. Zdolności przetwórcze rafinerii z wymienionego obszaru stanowią ponad 27,5 proc. globalnego potencjału przetwórczego. Cechą charakterystyczną jest stopniowy spadek mocy przetwórczych w rafineriach Europy Zachodniej (Niemcy, Wielka Brytania, Włochy) oraz ponowny wzrost obserwowany od 2003 r. w Rosji. Rosną również zdolności przerobowe Chin (o 10,5 proc. w ciągu roku), Indii (o 19,5 proc.) oraz państw Bliskiego Wschodu. Względna stabilizację w tym zakresie obserwuje się natomiast w Ameryce Północnej, Środkowej oraz Południowej.

Struktura rzeczywistego przerobu ropy naftowej nie odbiega znacząco od struktury potencjału przetwórczego. W tym zakresie przodują kraje euroazjatyckie (państwa europejskie oraz kraje b. ZSRR), którym w 2009 r. udało się przetworzyć 26,7 proc. globalnego przerobu ropy naftowej. Zdecydowanie mniejszym udziałem charakteryzują się Stany Zjednoczone (19,5 proc.) oraz Chiny (10,2 proc.).

Na jak długo wystarczy?

Wzrost zapotrzebowania na ropę naftową jest pochodną wzrostu gospodarczego. Rozwijająca się gospodarka światowa konsumowała i konsumuje coraz więcej ropy. Na szczęście dzięki postępowi w technologiach zarówno eksploracyjnych, jak i wydobywczych odkrywane są coraz to nowe złoża bądź też zmienia się ich zasobność. Biorąc pod uwagę relację wartości rocznej produkcji do wielkości udokumentowanych zasobów (wskaźnik żywotności zasobów) w 2009 r.,

Rysunek 4. Rzeczywisty przerób ropy naftowej w wybranych regionach świata w 2009 r.



Źródło: Opracowanie IBnGR na podstawie BP Statistical Review of Energy 2010, www.bp.com

powinny one wystarczyć na blisko 46 lat. Wartość ta jest zróżnicowana geograficznie. W przypadku największego z dostawców ropy – Rosji – wskaźnik sięga 20,3, a drugiej na liście Arabii Saudyjskiej – 74,6. Wskaźnik żywotności zasobów jest najwyższy w regionie Bliskiego Wschodu (84,8) oraz Ameryki Środkowej i Południowej (80,6). W przypadku Europy i krajów b. ZSRR sięga on zaledwie 21,2 proc., Ameryki Północnej – 15 proc., Azji – 14,1 proc. Zwraca uwagę stosunkowo niska wartość indeksu dla Norwegii (8,3) oraz Wielkiej Brytanii (5,8).

Wiele zatem wskazuje, że wraz z upływem czasu eksploatacja źródeł ropy naftowej będzie się w coraz większym stopniu koncentrować poza obszarem euroatlantyckim. Podobnie coraz mniejsze znaczenie będą miały, obecnie już znikome w zestawieniu z wielkością konsumpcji, zasoby

ropy w krajach Azji i Pacyfiku. Efektem będzie pogłębienie wydatnego podziału na kraje wydobywające oraz konsumujące ropę naftową.

Należy mieć świadomość, że tego typu przewidywania obarczone są znacznym prawdopodobieństwem błędu. Postęp technologiczny w zakresie eksploracji i eksploatacji złóż ropy negatywnie weryfikuje prognozy dotyczące żywotności zasobów przygotowywane w latach ubiegłych. Być może będzie tak również w przyszłości. Co więcej, dynamiczne zmiany są również obserwowane w zakresie technologii pozyskiwania surowców energetycznych – substytucyjnych dla ropy naftowej – takich jak gaz ziemny czy węgiel. Kolejnym czynnikiem, który może zweryfikować negatywnie czynione przewidywania, są złoża węgłodorodów w obszarach arktycznych.

Analizy i porównania

| | | |
|----------------------------|--|----|
| Krzysztof Romaniuk | <i>Rynek paliw płynnych w Polsce</i> | 71 |
| dr Maciej Tarkowski | <i>Gospodarcza Pomorza w II kwartale 2010 r.</i> | 77 |

Krzysztof Romaniuk

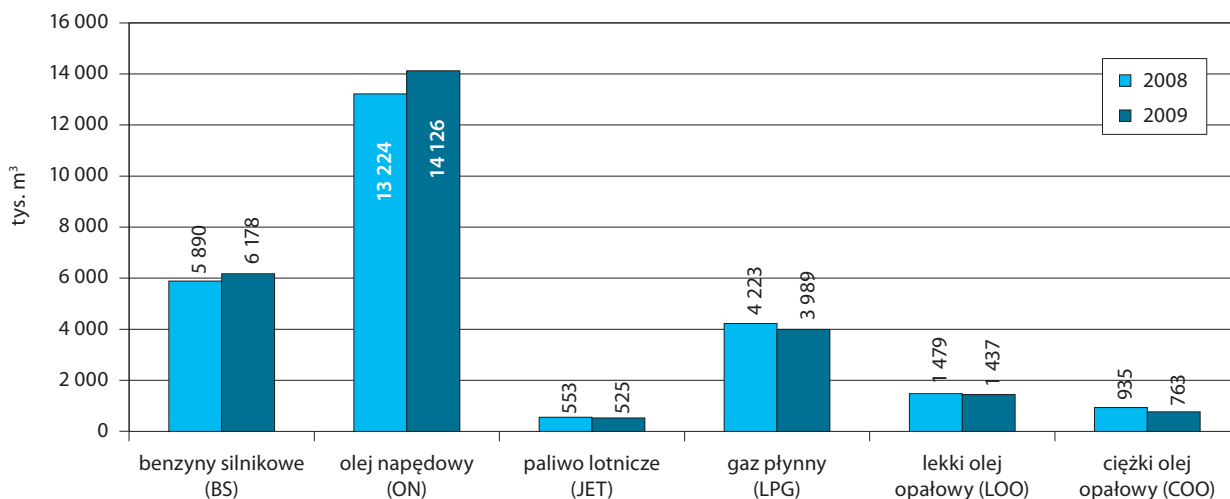
*Dyrektor ds. Analiz Rynku Paliw
Polskiej Organizacji Przemysłu
i Handlu Naftowego*

RYNEK PALIW PŁYNNYCH W POLSCE¹

Światowe spowolnienie gospodarcze w 2009 r. wpłynęło na rozwój polskiej gospodarki, ale go nie zatrzymało, czego dowodem był wzrost krajowego PKB o 1,7 proc. Taki wynik gospodarki polskiej przełożył się na rynek paliw płynnych i w rezultacie zanotowano wzrost konsumpcji dwóch głównych paliw silnikowych – benzyn (BS) o 5 proc. i oleju napędowego (ON) o ponad 6 proc. Pozwoliło to powrócić rynkowi benzyn do stanu z roku 2007 i utrzymać trend wzrostowy zużycia oleju napędowego. Wzrostowi sprzedaży tych dwóch paliw towarzyszył spadek konsumpcji gazu płynnego (LPG) – głównie w segmencie autogazu i butli gazowych. Podobnie jak w roku 2008, wzrost popytu na krajowym rynku został zaspokojony poprzez zwiększoną produkcję krajową dwóch głównych gatunków paliw – benzyn silnikowych i oleju napędowego. Łączny przyrost produkcji wszystkich paliw ciekłych osiągnął poziom 2 proc. i wyniósł 21,3 mln m³. Jednocześnie, podobnie jak to miało miejsce w latach poprzednich, malały dostawy paliw z zagranicy. Dla czterech głównych gatunków paliw (BS, ON, LPG, LOO – lekki olej opałowy) import i nabycia wewnątrzspółnotowe zmalały o 5 proc., do poziomu 9 mln m³. Stanowiło to 34 proc. konsumpcji krajowej przy 37 proc. w roku 2008. W stosunku do lat poprzednich kierunki nabyć zagranicznych praktycznie nie uległy zmianie. Najwięcej oleju napędowego i benzyn silnikowych sprowadzono jak zwykle z Niemiec.

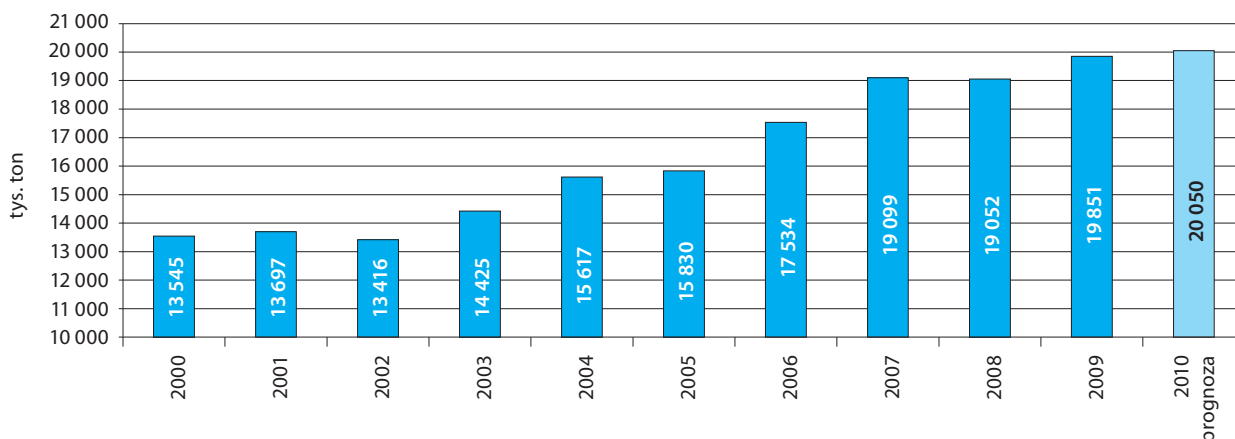
¹ Więcej informacji na temat polskiego rynku paliw ciekłych można znaleźć w Raporcie Rocznym Polskiej Organizacji Przemysłu i Handlu Naftowego na stronie www.popihn.pl.

Rysunek 1. Konsumpcja paliw ciekłych w Polsce



Źródło: POPIHN

Rysunek 2. Historia konsumpcji paliw ciekłych w Polsce (benzyny silnikowe – BS, olej napędowy – ON, gaz płynny – LPG, lekki olej opałowy – LOO)



Źródło: POPIHN

Konsumpcja krajowa paliw ciekłych

Korzystny wynik krajowego PKB przełożył się na wynik konsumpcji krajowej paliw ciekłych w Polsce. Sprawdziły się przewidywania Polskiej Organizacji Przemysłu i Handlu Naftowego odnośnie do wzrostu konsumpcji paliw, jednak ich skala była pewnym (pozytywnym) zaskoczeniem. Organizacja przewidywała, że wzrost osiągnie poziom 1 do 2 pkt proc. Tymczasem wzrost dla trzech głównych paliw trakcyjnych (BS, ON, LPG) wyniósł prawie 4 proc., a dodając do tego jeszcze oleje opałowe – nieco ponad 3 proc. Zapotrzebowanie na paliwa ciekłe jest pochodną wzrostu gospodarczego, a dodatkowo korzystne relacje cenowe dla benzyn silnikowych i oleju napędowego w stosunku do roku poprzedniego motywowały do większych zakupów niż przed rokiem. W rezultacie, w skali roku, wynik końcowy pokazał wzrost popytu na benzyny silnikowe

i olej napędowy. Trend spadkowy z roku ubiegłego kontynuowany był w przypadku popytu na gaz płynny LPG oraz na lekki olej opałowy.

Rok 2009 dla rynku paliw był kolejnym rokiem, kiedy zapotrzebowanie na paliwa ciekłe osiągnęło poziom wyższy niż w roku poprzednim. Przedstawiona na rysunku 2 historia przyrostu konsumpcji paliw w Polsce obrazuje skalę wzrostu rynku.

W ciągu ostatnich 10 lat zapotrzebowanie na główne cztery gatunki paliw ciekłych wzrosło o 46 proc., osiągając w roku 2009 poziom prawie 20 mln ton. Jeśli dołożyć do tego konsumpcję paliwa lotniczego (JET) oraz ciężkiego oleju opałowego (COO), to wynik wzrósłby do 21 mln ton. Zrealizowany wzrost konsumpcji powiązany był z podwojeniem liczby pojazdów poruszających się po naszych drogach, przy czym średnio w poszczególnych latach w kraju przybywało około miliona samochodów.

Sprzedż benzyn rosła kosztem autogazu

Większość poruszających się po polskich drogach pojazdów to wciąż pojazdy z silnikami benzynowymi, wykorzystywane głównie przez użytkowników indywidualnych. Konsumpcja benzyn silnikowych wzrosła w roku 2009 o 5 proc. w stosunku do wyniku z roku 2008, co, jak wspomniano, było głównie skutkiem relatywnie korzystnych cen na stacjach benzynowych. Zużycie benzyn silnikowych, paliwa głównie wykorzystywanego przez kierowców indywidualnych, jest bardzo czułe na zmiany cen detalicznych. Potwierdza to fakt, że kiedy w II połowie 2009 r. ceny zaczęły zdecydowanie rosnać, konsumpcja tego gatunku paliwa zaczęła spadać. Istotna dla zużycia benzyn silnikowych jest również relacja pomiędzy ceną tego nośnika energii i autogazu będącego substytutem benzyn, a także skala zapotrzebowania na autogaz. Spadek konsumpcji autogazu w roku 2009 był spowodowany głównie wycofywaniem z rynku pojazdów zużywających znaczne ilości tego paliwa, jak również odmładzaniem rynku samochodowego w kraju, a tym samym zwiększaniem się udziału we flocie samochodowej pojazdów, których nowoczesne silniki potrzebują mniejszej ilości paliwa. Wzrost produkcji krajowej benzyn spowodował, że udział towarów z importu w tej grupie produktów zmalał. W roku 2009 import stanowił jedynie 13 proc. całości dostaw konsumpcyjnych. Do wzrostu konsumpcji benzyn przyczyniła się również tzw. turystyka paliwowa w pobliżu południowej, zachodniej i północno-wschodniej granicy Polski, co związane było z korzystnym kursem euro w stosunku do złotego.

Olej napędowy motorem gospodarki

Na poziom krajowej konsumpcji paliw zdecydowany wpływ ma zapotrzebowanie na olej napędowy – główne paliwo gospodarki. Rozwój gospodarki i związany z tym wzrost liczby pojazdów ciężarowych napędzanych silnikami wysokoprężnymi, dieselizacja floty samochodów osobowych, a także stale rosnąca liczba przewozów powodowały, że trend wzrostowy konsumpcji oleju napędowego z roku 2008 (4 proc.) został utrzymany, a nawet jego dynamika nieco wzrosła, osiągając na koniec roku 2009 poziom 6 proc. To zdecydowanie lepiej niż zakładano w prognozach na początku roku, jednak biorąc pod uwagę dobre wyniki polskiej gospodarki w dwóch ostatnich kwartałach roku – jest to w pełni uzasadnione. Popyt krajowy na ten gatunek paliwa został zrealizowany dzięki zwiększonej

produkcji krajowej, przy jednoczesnym ograniczeniu nabyć zagranicznych. Do kompleksowego zaspokojenia potrzeb krajowych nadal wymagane jest jednak zasilanie ze źródeł zagranicznych, a poziom tego deficytu w roku 2009 określiła się na 30 proc., co jest wynikiem niższym o 3 punkty procentowe niż w roku 2008.

Zużycie olejów opałowych mała

Zgodnie z oczekiwaniami, zanotowano dalszy spadek konsumpcji lekkiego oleju opałowego. Tym razem rok 2009 zakończył się na poziomie jedynie o 3 proc. niższym od roku poprzedniego. Spodziewano się nieco więcej, jednak korzystne ceny średnich destylatów w I połowie roku poprawiły sprzedaż. Obniżka zapotrzebowania została natomiast spowodowana dalszą redukcją wykorzystywania tego paliwa do celów trakcyjnych, stosunkowo łagodną zimą, a także zauważalnym odejściem rolników od zakupu tego typu paliwa na rzecz oleju napędowego, za zakup którego mogli otrzymać częściowy zwrot kosztów. Zmniejszenie produkcji krajowej spowodowało zwiększenie importu lekkiego oleju opałowego i wzrost udziału tego importu w zaopatrzeniu rynku do 23 proc. z 19 proc. w roku 2008.

Trzeba również zanotować spadek konsumpcji ciężkiego oleju opałowego, co należy kojarzyć z działaniami firm energetycznych ograniczających emisję CO₂.

Struktura konsumpcji paliw ciekłych

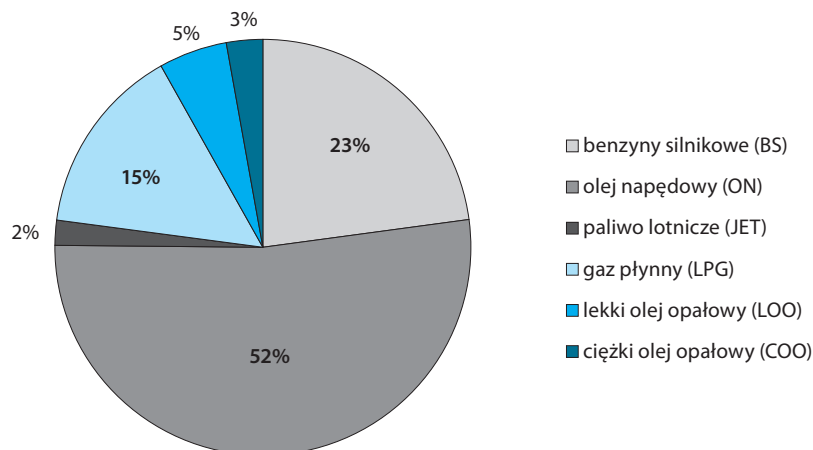
Ogółem konsumpcja sześciu gatunków paliw (BS, ON, LPG, LOO, COO, JET) przekroczyła wynik konsumpcji z roku poprzedniego o 2,7 proc., przy czym import i dostawy wewnątrzspółnotowe zaspokajały nadal 34 proc. zapotrzebowania krajowego. Było to o 3 pkt proc. mniej niż w roku 2008. Dostawy paliw ciekłych z zagranicy zmalały o 5 proc., czyli o prawie 500 tys. m³.

Całkowita konsumpcja ww. sześciu gatunków paliw wyniosła ponad 27 mln m³, a jej struktura została przedstawiona na rysunku 3.

Rysunek 3 ilustruje dominację oleju napędowego w całości konsumpcji paliw ciekłych, a jego udział wzrósł w ciągu roku o kolejne 2 pkt proc. do poziomu 52 proc. i należy się spodziewać, że będzie wzrastać w przyszłości.

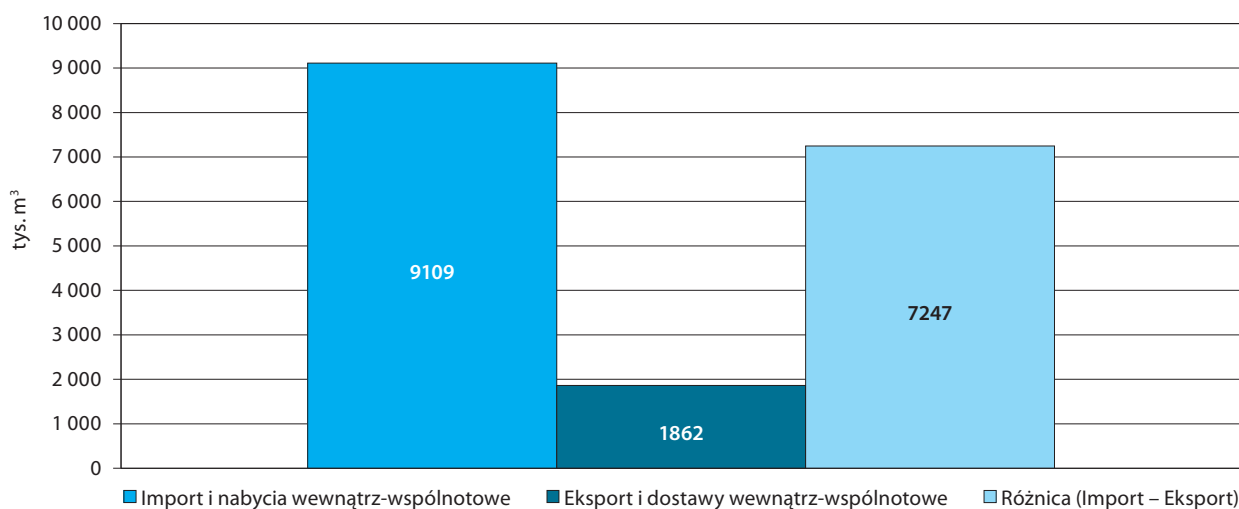
Z danych wynika również, że udział importu w konsumpcji krajowej paliw ciekłych zmalał o 3 pkt proc., jednak wciąż stanowił 34 proc. całkowitego zapotrzebowania rynku. Dostawy od zagranicznych dostawców wyniosły nieco ponad 9 mln m³.

Rysunek 3. Struktura konsumpcji paliw ciekłych w roku 2009 (w proc.)



Źródło: POPIHN

Rysunek 4. Bilans obrotów międzynarodowych dla paliw ciekłych (benzyny silnikowe – BS, olej napędowy – ON, gaz płynny – LPG, paliwo lotnicze – JET, lekki olej opałowy – LOO, ciężki olej opałowy – COO) w roku 2009



Źródło: POPIHN, Ministerstwo Finansów

Polska importerem netto paliw ciekłych

Czynniki ekonomiczne, handlowe i logistyczne skłaniają polskich operatorów do kierowania jak największych ilości paliw na rynek krajowy. Jednocześnie prowadzona jest normalna wymiana handlowa z zagranicą, choć potrzeby wewnętrzne skutecznie ograniczają ten obrót.

Podobnie jak w roku 2008, w roku 2009 nadwyżka paliw przywiezionych do kraju nad wywiezionymi za granicę przekroczyła poziom 7 mln m³. Wielkość ta została zdominowana przez import oleju napędowego oraz gazu płynnego LPG.

Polska pozostała w roku 2009 eksporterem netto paliwa Jet i ciężkiego oleju opałowego, choć wielkości ekspedycji zagranicznych tych produktów znacznie zmalały.

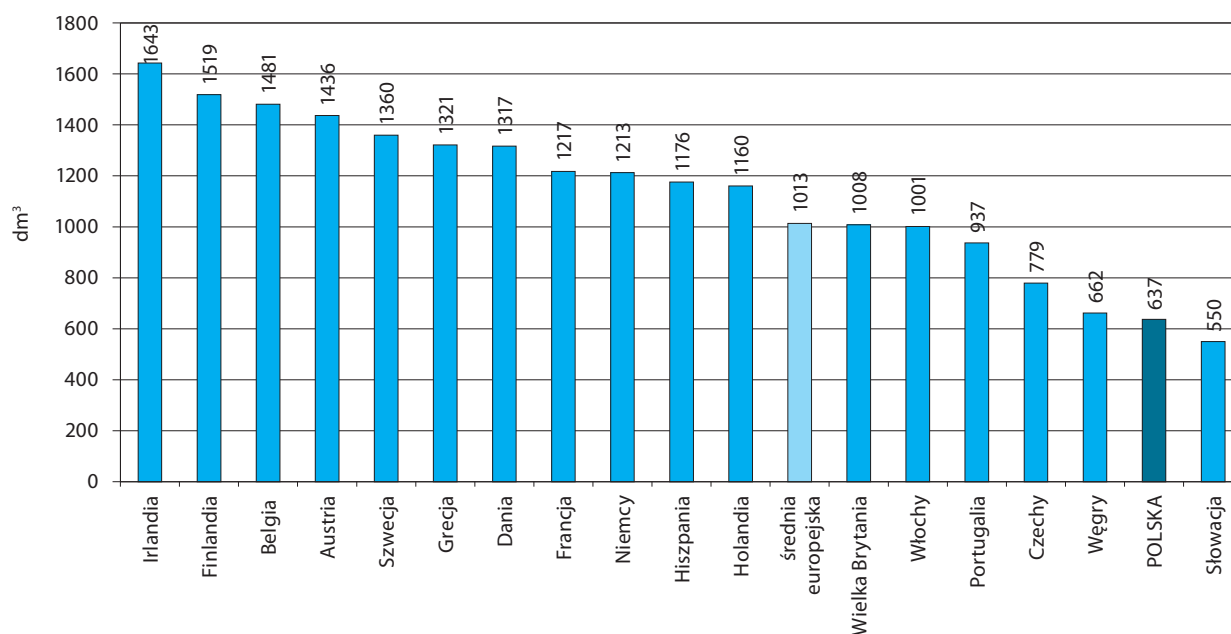
W roku 2010 i latach kolejnych struktura bilansu obrotów międzynarodowych może ulec zmianie z powodu

uruchamiania nowych instalacji programu 10+ w Grupie Lotos i nowych instalacji HON w PKN Orlen. Zwiększenie przerobu ropy i produkcji gotowych paliw powinno skutkować zwiększeniem eksportu benzyn silnikowych i ograniczeniem importu oleju napędowego. Wprawdzie dla kraju zakłada się wzrost konsumpcji paliw w następnych latach, ale jego tempo powinno być w kolejnych 2–3 latach niższe od dodatkowych ilości produktów pochodzących z nowych instalacji.

Co w przyszłości?

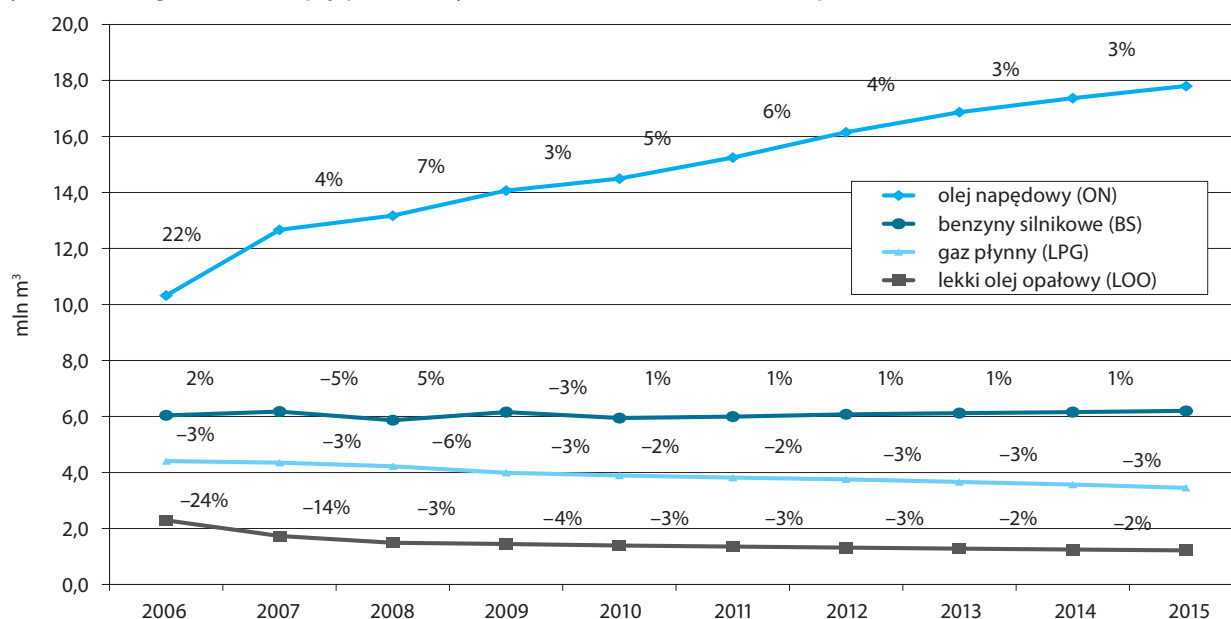
Pomimo że rynek paliw ciekłych rozwija się w Polsce w ostatnich latach bardzo dynamicznie, to i tak konsumpcja głównych gatunków paliw (BS, ON, LPG, LOO) stanowi w przeliczeniu na mieszkańca zaledwie nieco ponad połowę średniej konsumpcji paliw w Europie. Zakładając tak duży potencjał rozwoju rynku paliwowego w Polsce,

Rysunek 5. Konsumpcja paliw (benzyny silnikowe – BS, olej napędowy – ON, gaz płynny – LPG, lekki olej opałowy – LOO) w przeliczeniu na mieszkańca



Źródło: POPIHN, International Energy Agency (IEA)

Rysunek 6. Prognoza konsumpcji paliw ciekłych w latach 2010–2015 (w mln m³ i proc.)



Źródło: POPIHN

wzmocniony jeszcze rosnącymi wielkościami dochodów obywateli, można śmiało założyć, że jeśli na rynku nie pojawią się silne czynniki mogące prowadzić do kryzysu gospodarczego, rynek ten będzie nadal wzrastał w tempie kilku procent rocznie. Zapotrzebowanie na olej napędowy będzie głównym czynnikiem stymulującym trwały trend wzrostowy konsumpcji paliw.

Na rysunku 6 przedstawiona została projekcja zużycia paliw ciekłych w Polsce przygotowana przez Polską

Organizację Przemysłu i Handlu Naftowego. Prognoza uwzględnia zjawiska obecnie zachodzące na rynku krajowym i międzynarodowym, a dodatkowo czynniki wspomagające polską gospodarkę, z których najważniejsze są szeroko rozumiane inwestycje związane z przygotowaniem do mistrzostw Euro 2012 i te realizowane z użyciem środków unijnych przyznanych Polsce na lata 2007–2013 z terminem wykorzystania do roku 2015.

Wyniki krajowego rynku naftowego w roku 2009 – lepsze, niż zakładano przed rokiem – skłaniają do przypuszczeń, iż również w kolejnych latach, kiedy zapewne wystąpi powrót do tendencji wzrostowej gospodarki europejskiej i światowej, rynek polski będzie się stabilnie rozwijał. Wynik krajowego PKB w roku 2009 i przewidywany przez NBP wynik PKB w roku 2010 na poziomie 3 proc. pozwala przypuszczać, że wzrost rynku czterech głównych paliw na poziomie wyższym niż ubiegłoroczny ma solidne podstawy. Kolejne lata, przy uwzględnieniu założonych celów gospodarczych i możliwości wykorzystania środków unijnych przeznaczonych na działania inwestycyjne – a także inwestycje w infrastrukturę związane

z mistrzostwami Euro 2012 – również pozwalają zakładać dodatnie wyniki dla rynku produktów naftowych, a głównie paliw ciekłych. Wzrost ich konsumpcji zwykle poprzedza spodziewane ożywienie gospodarcze. Wiodącym paliwem polskiej gospodarki pozostanie olej napędowy, a dieselizacja transportu będzie kontynuowana, choć w mniejszym stopniu. W prognozowanych latach należy oczekiwać zwiększenia produkcji krajowej oleju napędowego dzięki wdrożeniu do eksploatacji nowych instalacji w Grupie Lotos i PKN Orlen. Nadal jednak dla pełnego zaspokojenia rynku konieczne będą uzupełniające zakupy importowe, choć ich skala ulegnie zmniejszeniu w ciągu 2–3 najbliższych lat.

GOSPODARKA POMORZA W II KWARTALE 2010 R.¹

Stan gospodarki województwa pomorskiego w II kwartale 2010 r. przeanalizowany został pod kątem koniunktury gospodarczej, działalności przedsiębiorstw, obrotów handlu zagranicznego, rynku pracy oraz poziomu wynagrodzeń. Dokonano także przeglądu najważniejszych wydarzeń, potencjalnie istotnych dla rozwoju regionu.

Koniunktura gospodarcza

II kwartał 2010 r. był okresem, w którym oceny koniunktury gospodarczej były najlepsze od początku 2008 r. Przewaga oceniających pozytywnie stan gospodarki nad wyrażającymi opinie negatywne² była wyraźna. Wartość bieżącego wskaźnika koniunktury w rekordowym miesiącu (kwiecień) wynosiła 28,3 pkt (w skali od -100 do +100).

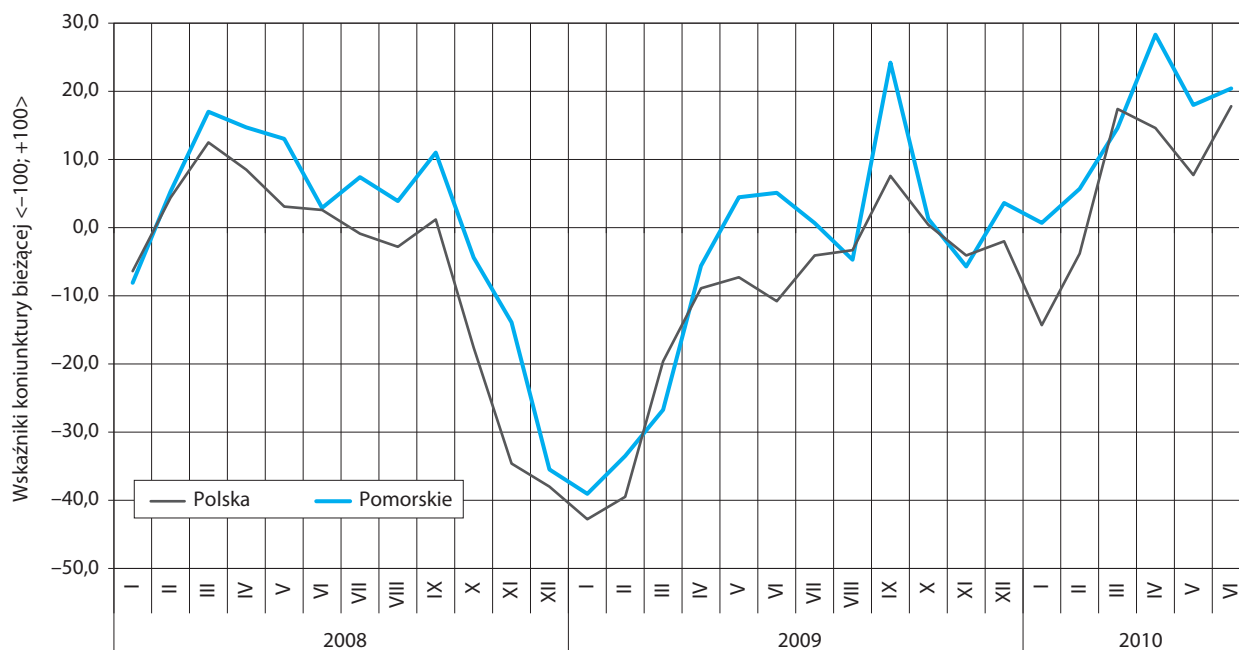
dr Maciej Tarkowski

*Institut Badań nad Gospodarką
Rynkową*

1 Niniejszy artykuł powstał na podstawie następujących materiałów, w całości opublikowanych na stronie internetowej PPG (www.ppg.gda.pl): A. Hildebrandt, 2010, *Handel zagraniczny w województwie pomorskim*, I. Wysocka, 2010, *Wiadomości gospodarcze*, P. Susmarski, 2010, *Koniunktura gospodarcza w województwie pomorskim w czerwcu 2010 r.*, M. Tarkowski, 2010, *Poziom rozwoju gospodarczego województwa pomorskiego i jego zmiany w czerwcu 2010 r.*

2 Instytut Badań nad Gospodarką Rynkową od stycznia 2001 roku prowadzi badania koniunktury gospodarczej w województwach. Badania prowadzone są metodą testu koniunktury, polegającą na comiesięcznym ankietowaniu określonej grupy podmiotów gospodarczych. Ankietowani odpowiadają na pytania dotyczące swoich odczuć związanych z ogólną sytuacją gospodarczą w województwie oraz z sytuacją w ich firmach. Pytania dotyczą m.in. poziomu produkcji, sprzedaży, zatrudnienia. Szczegóły: http://ibngr.pl/index.php/pl/lewe_menu/koniunktura_w_województwach.

Rysunek 1. Koniunktura gospodarcza w województwie pomorskim i w Polsce w latach 2008–2010



Przedział wahań wskaźnika wynosi od -100 do +100. Wartości ujemne oznaczają przewagę ocen negatywnych, dodatnie – pozytywne.

Źródło: Opracowanie IBnGR

W następnych miesiącach oceny nie były aż tak korzystne, choć nadal pozytywne. Kwartał zamknął się wartością wskaźnika koniunktury wynoszącą 20,3 pkt. Był to nadal jeden z najlepszych wyników w ostatnich dwóch latach. W porównaniu z marcem 2010 r. wskaźnik koniunktury zyskał 5,8 pkt. Wysokie oceny w II kwartale są zjawiskiem typowym. Skala ożywienia jest wyraźnie wyższa niż przed rokiem, co nie jest zaskakujące, ale także wyższa niż w 2008 r.

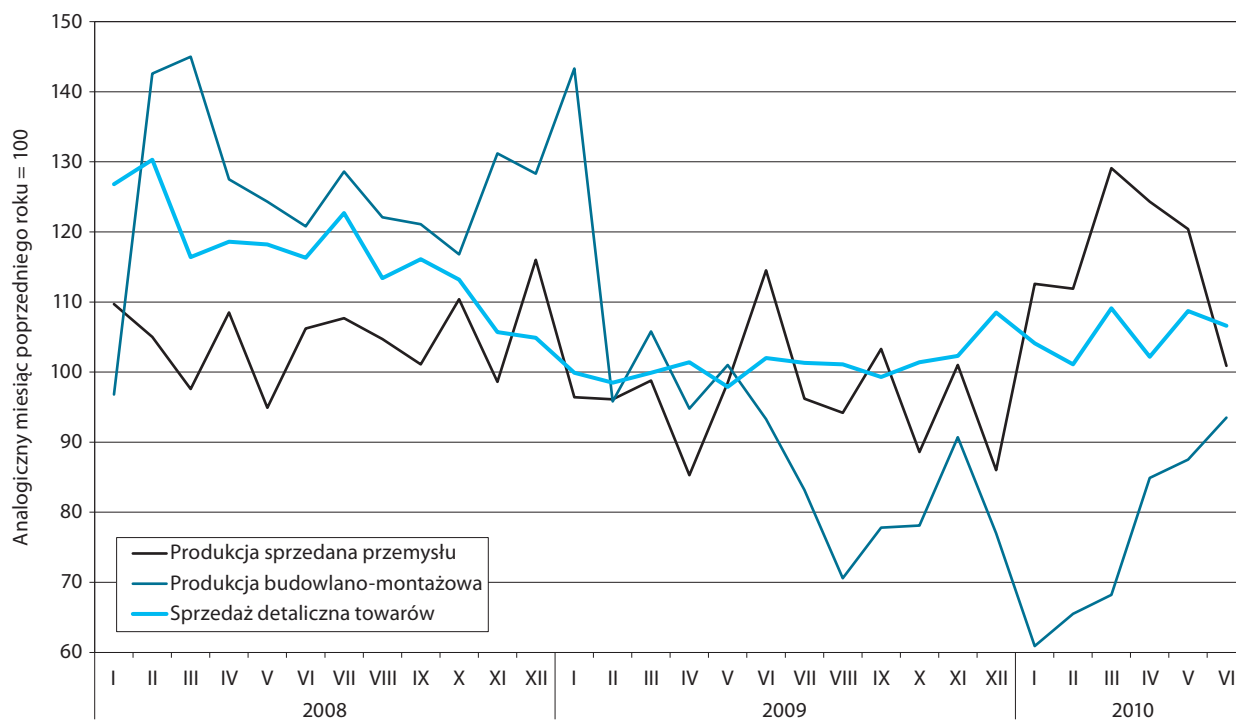
Oceny koniunktury w II kwartale 2010 r. były wyraźnie lepsze niż przeciętnie w Polsce, co również jest zjawiskiem typowym. Szczególnie duże różnice wystąpiły w kwietniu i maju. Przewaga województwa pomorskiego wydaje się mieć trwałe podstawy. Gospodarka regionu jest silnie zdywersyfikowana. Główne branże nie dominują jej struktury. Jest to powód, dla którego tak poważne zmiany jak choćby likwidacja Stoczni Gdynia S.A. nie odbiły się wyraźnie na ocenach koniunktury. Ponadto wydaje się, że pomorscy przedsiębiorcy lepiej niż inni radzą sobie z dynamicznie zmieniającą się sytuacją gospodarczą. To dzięki ich działaniom przemodelowana została geograficzna struktura handlu zagranicznego województwa pomorskiego w okresie recesji w krajach UE.

Oceny wyprzedzające koniunktury są również optymistyczne. Pozwala to przypuszczać, że kolejny kwartał będzie okresem, w którym uwarunkowania działalności gospodarczej będą korzystne.

Działalność przedsiębiorstw

W II kwartale 2010 r. po raz kolejny odnotowano wzrost liczby podmiotów gospodarczych. Przyrost ten był stały – następował w każdym kolejnym miesiącu omawianego okresu. Na koniec czerwca liczba podmiotów gospodarczych wyniosła blisko 256 tys. Wzrost poziomu przedsiębiorczości w II kwartale był zjawiskiem typowym i spodziewanym. Jest to efekt dwóch procesów: po pierwsze, napływu na rynek pracy absolwentów szkół ponadgimnazjalnych oraz wyższych uczelni; po drugie, wiosenno-letniego ożywienia gospodarczego, które w przypadku województwa pomorskiego jest szczególnie wyraźne ze względu na znaczną rolę turystyki w gospodarce regionu. Ważne dla oceny tendencji w zakresie przedsiębiorczości jest porównanie zmian mających miejsce w analizowanym okresie w stosunku do analogicznych kwartałów dwóch poprzednich lat. Liczba podmiotów gospodarczych w końcu czerwca 2010 r. w porównaniu z końcem marca tego roku wzrosła o 1,4 proc. Był to wzrost większy niż w drugim kwartale 2009 r. (1,2 proc.) i jednocześnie mniejszy niż w analogicznym okresie 2008 r. (1,8 proc.). Dane te potwierdzają, że zarówno warunki, jak i perspektywy prowadzenia działalności gospodarczej oceniane są obecnie lepiej niż przed rokiem, choć nie tak pozytywnie jak przed załamaniem się globalnej koniunktury w ostatnim kwartale 2008 r.

Rysunek 2. Dynamika produkcji sprzedanej, budowlano-montażowej i sprzedaży detalicznej w województwie pomorskim w latach 2008–2010



Źródło: Opracowanie IBnGR na podstawie danych Urzędu Statystycznego w Gdańsku

Ocena rosnącego poziomu przedsiębiorczości pozostaje niezmiennie pozytywna, nawet jeżeli po części jest efektem wymuszonego samozatrudnienia, pozwalającego byłemu pracodawcy obniżyć koszty działalności gospodarczej. Ponadto, jeżeli w dłuższej perspektywie przedsiębiorca nie osiąga sukcesu, to najważniejsze, że nie traci kontaktu z rynkiem pracy. Oprócz tego prowadzenie własnej działalności gospodarczej poszerza uniwersalne kompetencje i dostarcza doświadczeń bardzo przydatnych w roli nie tylko pracodawcy, ale także pracownika. Wszystko to zwiększa elastyczność na rynku pracy, co jest cechą bardzo pożądaną.

Wyniki działalności przedsiębiorstw w II kwartale 2010 r. zasadniczo należy ocenić pozytywnie. Decyduje o tym dodatnia dynamika produkcji budowlano-montażowej oraz sprzedaży detalicznej. W ujęciu miesięcznym bardzo wysoka dynamika cechowała kwiecień i maj, co związane było z przyspieszeniem prac, które było możliwe w wyniku poprawy warunków pogodowych. Ważniejszy jest jednak fakt, że wartość produkcji budowlano-montażowej sukcesywnie zbliża się do wielkości notowanych przed rokiem. W kolejnych miesiącach II kwartału różnica ta ulegała systematycznej redukcji. Dane te wskazują, że branża powoli wychodzi z trudnej sytuacji, jaka charakteryzowała cały 2009 r.

Również pozytywnie ocenić należy zmiany w zakresie sprzedaży detalicznej. Choć nie były one tak spektakularne jak w budownictwie, to wyraźnie dodatnia dynamika sprzedaży świadczy o stabilnym popycie wewnętrznym, zapewniającym funkcjonowanie przedsiębiorstwom zorientowanym na rynek lokalny.

Jedynym negatywnym zjawiskiem był spadek dynamiki produkcji sprzedanej przemysłu, choć nadal osiągała ona wartości wyższe niż w analogicznych miesiącach roku poprzedniego. Redukcja ta wystąpiła w czerwcu. Wyniki z wcześniejszych dwóch miesięcy były bardzo optymistyczne. Obserwowana redukcja jest po części wynikiem osłabienia eksportu.

Handel zagraniczny

W czerwcu 2010 r.³ wartość eksportu wynosiła 447,3 mln euro. Wolumen importu kształtował się na poziomie 826,5 mln euro. Saldo wymiany handlowej województwa pomorskiego z zagranicą pozostawało ujemne. Eksport nie pokrywał importu aż w 46 proc.

W stosunku do marca 2010 r. wartość eksportu praktycznie nie uległa zmianie. Był to efekt jego wyraźnego wzrostu w kwietniu, a następnie spadku w kolejnych

³ Dane ze zbioru otwartego (przez cały rok rejestrowane są dane ze wszystkich miesięcy) na 18.08.2010.

dwóch miesiącach. Z kolei wolumen importu wzrósł w ciągu II kwartału 2010 r. o 27 proc. Wzrost ten następował sukcesywnie w kolejnych miesiącach. W efekcie ujemne saldo handlu zagranicznego osiągnęło poziom 379,2 mln euro. Była to wartość najwyższa od stycznia 2008 r.

W porównaniu z analogicznym okresem roku poprzedniego eksport zmalał o 4 proc., a import wzrósł o 17 proc. Obroty handlu zagranicznego pozostają nadal wyraźnie niższe niż w III kwartale 2008 r., czyli przed eskalacją globalnego kryzysu finansowego. Dotyczy to w szczególności wolumenu eksportu.

Najważniejszym pod względem udziału w eksporcie kierunkiem geograficznym pomorskiego handlu zagranicznego w czerwcu 2010 r. były kraje kapitalistyczne⁴. Ich udział wynosił 47,4 proc. Drugie miejsce zajmowały kraje członkowskie UE z udziałem w eksporcie wynoszącym 37,7 proc. Wyraźnie niższe znaczenie mają kraje byłego ZSRR (10,2 proc.) oraz pozostałe (3,9 proc.). W stosunku do czerwca ubiegłego roku znacząco wzrosła rola krajów kapitalistycznych względem państw UE w zakresie odbioru produktów wytwarzanych w województwie pomorskim. Przed rokiem udział obu grup państw był praktycznie taki sam (po blisko 40 proc.). Obserwowana zmiana to efekt głębszego spowolnienia czy też recesji w krajach UE niż w państwach kapitalistycznych. Jednocześnie pozytywnie świadczy o zdolności pomorskich eksporterów do dostosowania się do zmiennych uwarunkowań rynkowych.

Z punktu widzenia udziału w imporcie do regionu najważniejszym partnerem województwa pomorskiego są kraje byłego ZSRR, których udział wynosił w czerwcu 33,8 proc. Udział pozostałych trzech grup krajów (kraje kapitalistyczne, państwa UE, pozostałe kraje) kształtował się na poziomie 20–25 proc. W stosunku rocznym zaobserwowano daleko idące przemiany struktury kierunkowej importu. Silnie wzrosło znaczenie państw byłego ZSRR (o blisko 11 pkt proc.) i krajów kapitalistycznych (o 17 pkt proc.) kosztem państw UE (spadek o 10 pkt proc) i pozostałych państw (o 18 pkt proc.).

⁴ Do krajów kapitalistycznych zaliczają się m.in.: Watykan, Norwegia, Liechtenstein i Szwajcaria w Europie, USA, Australia, Japonia, Kanada, Singapur, Nowa Zelandia, Wyspy Marshalla. Za kraje Europy Środkowo-Wschodniej uważa się m.in.: Bośnię i Hercegowinę, Chorwację, Serbię i Czarnogórę; do krajów byłego ZSRR należą: Azerbejdżan, Białoruś, Kazachstan, Kirgistan, Mołdawia, Rosja, Ukraina, Uzbekistan.

Rynek pracy i wynagrodzenia

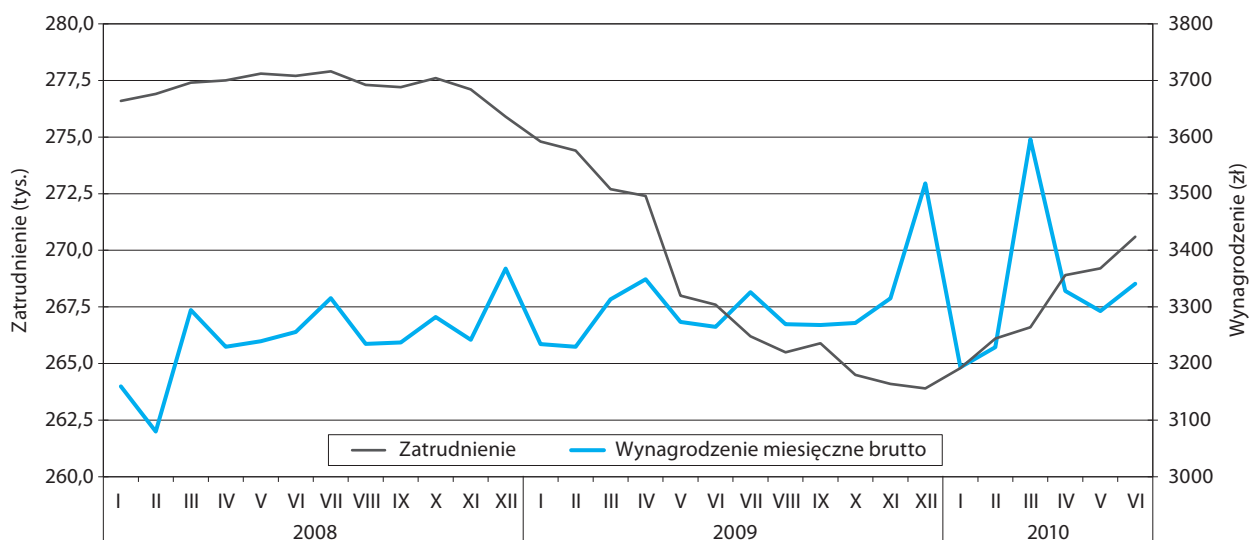
II kwartał 2010 r. był okresem, w którym ugruntowaniu uległa, zapoczątkowana kwartał wcześniej, rosnąca tendencja w zakresie zatrudnienia w sektorze przedsiębiorstw. Liczba zatrudnionych na koniec czerwca 2010 r. wyniosła 270,6 tys. W stosunku do końca marca wzrosła o 1,5 proc. Wzrost ten był wyższy o 0,5 pkt proc. w stosunku do odnotowanego w I kwartale tego roku. Wzrost liczby pracujących jest oczywiście bardzo pozytywnym sygnałem. W niewielkim stopniu wynika on z sezonowego ożywienia. Sektor przedsiębiorstw o liczbie pracujących powyżej dziewięciu osób jest, jak pokazał miniony rok, mało wrażliwy na tego typu fluktuacje. Decydujące znaczenie dla dalszych zmian w zatrudnieniu będą miały oceny koniunktury. Jeżeli będą utrzymywać się na poziomie zbliżonym do notowań czerwcowych, to spodziewać się można kontynuacji wzrostu.

W zakresie wynagrodzeń, po silnych fluktuacjach, jakie miały miejsce w pierwszym kwartale, odnotowano stabilizację na poziomie nieodbiegającym istotnie od notowanego w 2009 r. Przeciętne miesięczne wynagrodzenie brutto w sektorze przedsiębiorstw kształtowało się w czerwcu na poziomie 3341 zł. Było to o 7 proc. mniej niż w marcu, który był jednak miesiącem nietypowym. W stosunku do analogicznego okresu roku poprzedniego wynagrodzenia wzrosły o 2 proc. Obserwowane zmiany nie odbiegają zatem istotnie od typowych wahań obserwowanych w 2009 r.

II kwartał 2010 r. był okresem wyraźnego spadku liczby bezrobotnych. Na koniec czerwca w województwie pomorskim grupa ta liczyła 99,9 tys. osób. W każdym z miesięcy analizowanego okresu spadki liczby bezrobotnych były znaczne – zamykały się w granicach od 3 do 5 proc. Były one wyraźniejsze niż w analogicznych miesiącach roku poprzedniego (1–2 proc.), choć niższe niż przed dwoma laty (5–7 proc.). Głębszy niż przed rokiem, sezonowy wzrost popytu na pracę świadczy, że najpoważniejsze skutki spowolnienia gospodarczego pomorski rynek pracy ma za sobą. Nie oznacza to, że tendencja spadkowa w zakresie liczby bezrobotnych się utrwali, niemniej należy spodziewać się, że jesienno-zimowy spadek aktywności gospodarczej będzie mniej dotkliwy dla rynku pracy niż w 2009 r.

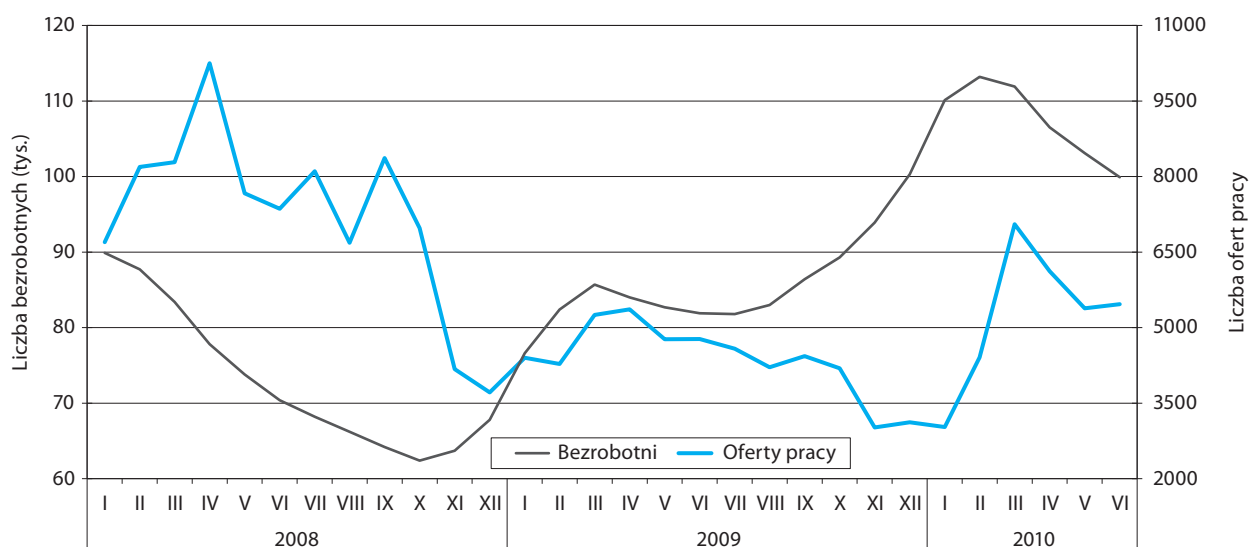
Spadek bezrobocia ogółem znalazł odzwierciedlenie w redukcji liczby bezrobotnych w wieku do 25 lat, w wieku 50 lat i więcej oraz długotrwale bezrobotnych. Skala tej redukcji była jednak różna. Podobnie jak w poprzednim

Rysunek 3. Wielkość zatrudnienia i poziom przeciętnego miesięcznego wynagrodzenia brutto w sektorze przedsiębiorstw w województwie pomorskim w latach 2008–2010



Źródło: Opracowanie IBnGR na podstawie danych Urzędu Statystycznego w Gdańsku

Rysunek 4. Liczba bezrobotnych i ofert pracy zgłoszonych do urzędów pracy w województwie pomorskim w latach 2008–2010



Źródło: Opracowanie IBnGR na podstawie danych Urzędu Statystycznego w Gdańsku

kwartale, ponadprzeciętny spadek liczebności cechował grupę bezrobotnych w wieku do 25 lat. Powody tego stanu rzeczy także nie uległy zmianie – dwa wydają się mieć decydujące znaczenie. Po pierwsze, lepiej wykorzystują oni rosnący popyt na pracę z powodu wyższej mobilności zawodowej i przestrzennej. Po drugie, początek sezonu letniego generuje popyt na pracę skierowany w znacznej mierze, ze względu na warunki pracy i poszukiwane predyspozycje, do osób młodych. W perspektywie kwartalnej minimalny spadek liczebności cechował grupę długotrwale bezrobotnych. Okres wyraźnie słabszej koniunktury trwa już blisko półtora roku. Osoby, które straciły pracę na jego

początku i do tej pory nie mogły jej znaleźć, zasilają właśnie tę kategorię bezrobotnych. Fakt, że następuje dalszy spadek jej liczebności, wskazuje, że obserwowane ożywienie na rynku pracy ułatwia podjęcie zatrudnienia także przedstawicielom tej kategorii bezrobotnych.

W stosunku do czerwca 2009 r. w każdej z trzech wymienionych kategorii odnotowano wyższą liczbę bezrobotnych. Nadwyżka ta była najmniejsza w przypadku bezrobotnych do 25. roku życia. Przyczyny takiego stanu rzeczy zostały już omówione wyżej. Grupą, w której wzrost był największy, są bezrobotni w wieku 50 lat i więcej. Często postrzegani są oni przez pracodawców jako pracownicy

mniej elastyczni, a także mniej perspektywiczni, co przy konieczności redukcji zatrudnienia powoduje, że zwalniani są częściej. Z tych samych powodów trudniej znaleźć im kolejne miejsce pracy.

Po wyraźnym wzroście liczby ofert pracy, jaki miał miejsce w lutym i marcu 2010 r., w II kwartale odnotowano ich spadek. W czerwcu do PUP zgłoszono 5,5 tys. ofert. Było to o 23 proc. mniej niż w marcu, który był bardzo dobrym miesiącem w omawianym zakresie. Jednocześnie było ich o 14 proc. więcej niż w analogicznym miesiącu roku poprzedniego. W kolejnych miesiącach spodziewać się należy ustabilizowania liczby ofert pracy, a w IV kwartale – ich spadku, choć powinien być on mniejszy niż w poprzednim roku.

Ważniejsze wydarzenia⁵

Przegląd ważniejszych wydarzeń gospodarczych warto zacząć od kwestii wdrażania funduszy europejskich. W kwietniu podpisano kolejne umowy o unijne dofinansowanie z Regionalnego Programu Operacyjnego dla Województwa Pomorskiego na lata 2007–2013. Łączna wartość obecnego wsparcia wynosi ponad 106 mln zł. Na liście podmiotów, które otrzymały unijne dofinansowanie z RPO, znalazły się m.in. samorządy lokalne, placówki służby zdrowia, wyższe uczelnie oraz miejskie przedsiębiorstwa. Regionalny Program Operacyjny dla Województwa Pomorskiego na lata 2007–2013 to najważniejszy dla województwa program unijnego dofinansowania, w ramach którego przewidziano pozyskanie ponad 850 mln euro na cele inwestycyjne.

Z kolei w czerwcu podsumowano trzy lata wdrażania Programu Operacyjnego Kapitał Ludzki na Pomorzu. Do tej pory na jego realizację przeznaczono 357,5 mln euro. W województwie pomorskim do końca 2009 r. ze wsparcia skorzystało blisko 64,5 tys. osób. Udzielono dotacji na rozpoczęcie działalności gospodarczej ponad 3 tys. uczestników projektów POKL. Dotychczas w województwie podpisano ponad 800 umów o wartości ponad 636 mln zł, co daje ponad 43 proc. wszystkich środków dostępnych w latach 2007–2013.

Dzięki funduszom europejskim możliwa jest realizacja wielu inwestycji infrastrukturalnych. Jedną z nich jest budowa obiektu Gdańskiego Inkubatora Przedsiębiorczości. W jej wyniku polepszą się warunki rozwoju działalności

najbardziej innowacyjnych i operatywnych mieszkańców Gdańska i regionu. Obiekt powstanie dzięki wsparciu Unii Europejskiej i Regionalnego Programu Operacyjnego Województwa Pomorskiego. Inkubator, poza opieką prawną, mentorską i doradczą, którą świadczy już teraz, będzie mógł zaoferować także infrastrukturę i miejsca pod wynajem lokalu na preferencyjnych warunkach. Wartość inwestycji opiewa na 58 mln zł, z czego 32 proc. to dofinansowanie unijne. Partnerem projektu i administratorem inkubatora jest Gdańska Fundacja Przedsiębiorczości, założona w 2005 r. przez miasto Gdańsk.

Duże znaczenie dla rozwoju województwa ma zagwarantowanie odpowiednich dostaw energii. W przypadku energii elektrycznej nie chodzi jedynie o zapewnienie odpowiednich mocy, ale także pozostałych parametrów. Temu celowi ma służyć Park Jakości Energii Elektrycznej. Powstanie on w Gdańskim Parku Naukowo-Technologicznym i będzie pierwszym tego typu obiektem w Polsce. List intencyjny w tej sprawie podpisali m.in. przedstawiciele Pomorskiej Specjalnej Strefy Ekonomicznej, Grupy Energa S.A., Polskich Sieti Energetycznych, Urzędu Marszałkowskiego Województwa Pomorskiego, Electric Power Research Institute (EPRI) oraz Uniwersytetu Gdańskiego i Politechniki Gdańskiej. Park Jakości Energii Elektrycznej będzie wydzielonym obszarem, na którym odbiorcy energii elektrycznej otrzymają prąd o stałych, ściśle określonych parametrach. Na tym terenie nie wystąpią np. spadki napięć, zmiany częstotliwości i przerwy w dostawach. Początkowo park będzie miał charakter pilotażowy i będą mogły z niego korzystać jedynie firmy działające w GPNT. Ostatecznie ma objąć działaniem Gdańsk i województwo pomorskie. Koncepcja tworzenia Parków Jakości Energii została wypracowana przez amerykański Instytut Badawczo-Rozwojowy Energetyki (EPRI). Gdański park prawdopodobnie będzie drugim w Europie, po Amstel w Holandii. W USA pierwsze parki powstały 15–18 lat temu. Obecnie jest ich siedem.

Coraz istotniejszym problemem związanym z zapewnieniem dostaw energii elektrycznej jest stan sieci przesyłowych. W ciągu najbliższych dwóch lat Energa zainwestuje 2,5 mld zł w poprawę bezpieczeństwa dostaw energii w północnej i środkowej Polsce. Pieniądze na ten cel pozyskała z trzech międzynarodowych instytucji finansowych: Nordyckiego Banku Inwestycyjnego, Europejskiego Banku Inwestycyjnego (EBI) oraz Europejskiego Banku Odbudowy i Rozwoju (EBOiR). Łącznie Enerdze udało się pozyskać 2,5 mld zł

⁵ Opis poszczególnych wydarzeń przygotowała I. Wysocka. Wyboru i zestawienia dokonał M. Tarkowski.

i tym samym zamknąć proces finansowania największego w historii spółki programu inwestycji w sieci przesyłowej. Ma on być zrealizowany do 2011 r. Do tego czasu Energa zbuduje i zmodernizuje 6 tys. km sieci elektroenergetycznej, co pozwoli na przyłączenie 134 tys. nowych użytkowników, w tym prawie 340 odnawialnych źródeł energii.

Na obszarze województwa pomorskiego istnieją korzystne warunki geologiczne do utworzenia magazynów gazu w opróżnionych pokładach soli kamiennych i potasowych. Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo chce zbudować takie magazyny gazu w okolicach miejscowości Kosakowo. Miałyby tam powstać instalacje na sprężony gaz. Inwestycja obejmuje wykonanie 10 komór o łącznej pojemności 250 mln m³ gazu oraz budowę niezbędnej infrastruktury naziemnej. Jej zakończenie planowane jest na 2020 r., przy czym do roku 2014 magazyny powinny uzyskać pojemność na poziomie 100 mln m³. Wartość tej inwestycji to ok. 546 mln zł, w tym przewidywane dofinansowanie UE wyniesie 311 mln zł. Zgodziła się już na nie Komisja Europejska.

Lista rozpoczętych dużych inwestycji drogowych jest w przypadku województwa pomorskiego coraz dłuższa. Dopisać do niej należy dwie kolejne. Pierwsza z nich to budowa ostatniego, zachodniego odcinka Trasy W-Z; jej wykonawcą została Skanska S.A. Oferta przedstawiona przez tę firmę była najbardziej konkurencyjna i wynosiła 89,5 mln zł – to prawie połowa pierwotnie zakładanej kwoty. Dofinansowanie unijne przedsięwzięcia sięgnie 85 proc. Prace mają potrwać do końca maja 2012 r. Cała trasa W-Z umożliwi szybkie i bezpieczne połączenie ważnych arterii transportowych, czyli drogi krajowej S7 oraz autostrady A1, ze śródmieściem Gdańska oraz ułatwi dojazd z centrum miasta do obwodnicy Trójmiasta, a także usprawni połączenie pomiędzy portem lotniczym w Gdańsku Rębiechowie a śródmieściem miasta oraz stadionem PGE Arena Gdańsk. Budowa ostatniego odcinka trasy W-Z będzie prowadzona równoległe z inną wielką drogową inwestycją, czyli z rozbudową Węzła Karczemki, którą na zlecenie GDDKiA za 186,5 mln zł realizuje Budimex.

Drugą ważną inwestycją jest budowa mostu przez Wisłę na wysokości Kwidzyna. Siódmego czerwca wojewoda pomorski przekazał zezwolenie na budowę. Po blisko dwudziestu latach oczekiwania możliwe będzie rozpoczęcie budowy przeprawy, która połączy Kwidzyn z autostradą A1 i usprawni połączenie powiatu kwidzyńskiego z aglomeracją

trójmiejską. Dzięki inwestycji miasto stanie się bardziej atrakcyjne dla potencjalnych inwestorów. Przeprawa przez Wisłę powstanie w ciągu drogi krajowej nr 90. Inwestycja powinna zakończyć się w 2012 r. Szacowany koszt mostu na Wisłę z drogami dojazdowymi to 400–500 mln zł.

Należy także wspomnieć o aktualnym etapie prac na 17-kilometrowym odcinku Południowej Obwodnicy Gdańska. Zakończyły się ziemne prace przygotowawcze: wymiana ziemi, usuwanie humusu i układanie podłoża pod drogę ekspresową. Drogowcy mają już za sobą wbijanie betonowych pali, które stabilizują grunt pod obiektami inżynierskimi w ciągu obwodnicy. Wszystkie pale mają razem 160 km długości. Trwa formowanie potężnych nasypów, którymi pobiegą najazdy na estakady. Rozpoczęto też betonowanie 69 ogromnych podpór, które będą podtrzymywać największą z w Polsce estakadę o długości 2,8 km. Południowa Obwodnica Gdańska ma być gotowa w maju 2012 r. i stanowić będzie obejście terenów urbanistycznych Gdańska oraz usprawnienie powiązań komunikacyjnych terenów portowych w Gdańsku i Gdyni z Obwodnicą Trójmiasta, drogą krajową nr 7 oraz autostradą A1.

Wielkim, a zarazem niewykorzystanym zasobem turystycznym są szlaki wodne regionu, zwłaszcza te położone na Żuławach. Znajdują się one na zapleczu terenów nadmorskich, w bezpośrednim sąsiedztwie Gdańska i Elbląga. Uwarunkowania te sprzyjają generowaniu ruchu turystycznego. Do 2012 r. mają zostać przystosowane do potrzeb żeglarstwa kanały i drogi wodne o łącznej długości prawie 300 km. Na początku maja marszałek województwa pomorskiego, wraz z przedstawicielami 13 samorządów z województw pomorskiego i warmińsko-mazurskiego, podpisał umowę w sprawie realizacji pierwszego etapu projektu pod nazwą „Pętla Żuławska – rozwój turystyki wodnej”. Dotyczy on terenu Żuław i Zalewu Wiślanego wraz z Mierzeją Wiślaną oraz szlaków wodnych, m.in. na Wisłę, Martwej Wiśle, Szkarpiawie, Nogacie, Kanale Jagiellońskim, Elblągu i Pasłęce. W ramach projektu ma powstać między innymi nowoczesna infrastruktura żeglarska, umożliwiająca cumowanie około 450 jednostek pływających. W planach jest budowa pięciu portów żeglarskich, dziesięciu przystani jachtowych i czterech przystani żeglugi pasażerskiej. Ostatecznie „Pętla Żuławska” ma być dostępna dla żeglarzy zarówno od strony Morza Bałtyckiego, jak również ze szlaków śródlądowych, w tym międzynarodowych. Dzięki położeniu na międzynarodowej drodze wodnej E 70, łączącej

Kaliningrad z Antwerpią, będą mogli z niej korzystać także turyści z Europy Zachodniej i Rosji. Pierwszy etap realizacji projektu obejmuje modernizację kanałów i dróg wodnych. Ma to kosztować 84 mln zł. Projekt będzie realizowany dzięki funduszom z Programu Operacyjnego Innowacyjna Gospodarka 2007–2013.

Przegląd wydarzeń dotyczących infrastruktury zamykają informacje o inwestycjach przyczyniających się do tworzenia wysokiej jakości przestrzeni metropolitalnej. Do 2014 r. ma być zagospodarowany północny cypel Wyspy Spichrzów w Gdańsku. Pod koniec kwietnia ogłoszono zwycięzcę konkursu na koncepcję zabudowy terenu. Zostało nim gdańskie Biuro Architektoniczne Mat. Na wyspie ma powstać wielofunkcyjny kompleks mieszkaniowo-usługowy, Muzeum Bursztynu i hotel. Trzydzieści procent zabudowy mają zajmować mieszkania. W projekcie znalazło się też miejsce dla zwodzonej kładki nad Motławą, łączącej Długie Pobrzeże z północnym cypłem wyspy. Zwycięski projekt nie będzie jednak w pełni realizowany, gdyż konkurs z założenia miał stworzyć tylko wytyczne do opracowania planu miejscowego zagospodarowania tego terenu. Szczegółowe projekty wykonują różne pracownice. Teren zostanie zagospodarowany w ramach partnerstwa publiczno-prywatnego, w formie spółki utworzonej przez miasto i dewelopera Polnord S.A. Spółka ma być powołana po uchwaleniu nowego planu zagospodarowania. Według założeń, miasto wniesie do spółki aportem grunt o szacunkowej wartości 59 mln zł, a Polnord – wkład pieniężny w tej samej wysokości.

W sąsiedztwie opisywanego wyżej obszaru, przy Długim Pobrzeżu, uruchomiony został w czerwcu pięciogwiazdkowy luksusowy hotel znanej sieci Hilton. Oferuje 150 pokoi i apartamentów, posiada centrum konferencyjno-biznesowe o łącznej powierzchni 600 m². To drugi, po warszawskim, taki obiekt w Polsce.

Coraz lepsza infrastruktura jest jednym z czynników przyciągających inwestorów. Ma ona także znaczenie dla firm z branży usługowej. Obecna już od grudnia 2009 r. Sony Pictures Global Business Services w maju oficjalnie otworzyła w Gdyni swoje centrum finansowe. Ostatecznie ma być w nim zatrudnionych 150 osób – głównie doświadczonych księgowych i analityków. Centrum zajmuje się obsługą finansową europejskich spółek koncernu Sony.

Coraz dynamiczniej rozwijają swoją działalność trójmiejskie terminale kontenerowe, co obrazują zwiększone obroty ładunków w największym polskim terminalu

kontenerowym DCT w Gdańsku. W pierwszej połowie 2010 r. przeładunki przekroczyły tam wolumen obrotów całego 2009 r., osiągając wielkość 173 279 TEU.

Charakter wizerunkowy dla miasta i regionu, a promocyjny dla firmy ma oficjalne nadanie nazwy „PGE Arena Gdańsk” stadionowi budowanemu w gdańskiej Letnicy. Umowa sponsoringu tytularnego, podpisana 25 maja pomiędzy PGE Polska Grupa Energetyczna a spółką BIEG 2012, jest największym projektem sponsoringu tytularnego w Polsce. PGE nabyła prawa do nazwy gdańskiego stadionu, wygrywając oficjalny konkurs. Wartość jej oferty wyniosła 35 mln zł. Środki te będą wpłacane w pięciu rocznych transzach. Stadion piłkarski PGE Arena Gdańsk pomieści 44 tys. widzów. Jego fasada będzie pokryta poliwęglanowymi płytami w kolorach, które nadadzą mu wygląd gigantycznego bursztynu. Obiekt został zaprojektowany zgodnie z wszelkimi wymogami UEFA. W czasie mistrzostw Euro 2012 mają na nim zostać rozegrane trzy spotkania grupowe i jedno ćwierćfinałowe. Zakończenie budowy PGE Areny Gdańsk jest planowane na początek 2011 r.

W czerwcu podpisano list intencyjny w sprawie korytarza transportowego Bałtyk–Adriatyk. Deklarację parafowali przedstawiciele siedmiu województw (pomorskiego, kujawsko-pomorskiego, warmińsko-mazurskiego, mazowieckiego, łódzkiego, śląskiego i wielkopolskiego), przez które korytarz będzie przebiegał. Stało się to w Gdyni, w ramach Bałtyckiego Salonu Gospodarki Morskiej. Zdaniem przedstawicieli województw, korytarz Bałtyk–Adriatyk stanowi ważny szlak komunikacyjny dla Skandynawii, Polski oraz krajów Europy Środkowej i Południowej. Przechodzi przez Warszawę, Katowice, Zilinę, Breclaw, Brno, Bratysławę do Wiednia, poprzez Graz, Klagenfurt, Villach, Udine, Triest, Wenecję aż do Bolonii. Powołana grupa robocza, pod przewodnictwem województwa pomorskiego, ma działać na rzecz urzeczywistnienia idei ustanowienia korytarza, co wymaga podjęcia działań na arenie międzynarodowej, a także przekonania regionalnych społeczności do tego projektu.

Tematem, który zagościł w debacie publicznej i porusza wyobraźnię mieszkańców i polityków, jest kwestia gazu łupkowego. Ruszyły poszukiwania jego złóż na Pomorzu. Prace wiertnicze rozpoczęły się w miejscowości Łebień, w gminie Nowa Wieś Lęborska. Pierwszy odwiert wykonała kanadyjska firma Lane Energy. Wstępne wnioski z odwiertów powinny być znane pod koniec roku. Potencjalnie trzy

czwarte województwa pomorskiego może być położone na złożach gazu łupkowego. Taki teren obejmują wydane koncesje na poszukiwanie gazu. Kolejny odwiert w województwie ma być wykonywany w gminie Cedry Wielkie pod Gdańskiem. Według niektórych ekspertów, w Polsce może być od 1,4 do nawet 3 bln m³ gazu uwięzionego w łupkach. Dla porównania, ilość gazu w konwencjonalnych złożach szacuje się w Rosji na 47 bln, w Katarze – 14 bln, a w Iraku – 3 bln m³.

Jednym z ciekawszych wydarzeń przyszłego roku będzie Europejska Konferencja Morska w ramach Europejskich Dni Morza, która odbędzie się 20 maja 2011 r. w Polskiej Filharmonii Bałtyckiej na Ołowiance w Gdańsku. Europejski Dzień Morza to inicjatywa Unii Europejskiej zapoczątkowana w roku 2008. Najpierw zorganizowano go w Brukseli, w 2009 r. w Rzymie, a w roku bieżącym obchodzony był w hiszpańskim Gijon. Organizacja towarzyszących mu wydarzeń ma na celu zwiększenie wiedzy społeczeństwa o znaczeniu europejskich mórz, podkreślenie znaczenia gospodarczego europejskiego przemysłu morskiego i roli regionów przybrzeżnych. To również

okazja do promowania znaczenia morza dla tożsamości Europy i zwrócenia uwagi na rolę, jaką morza mogą pełnić w naszych zmaganiach z globalizacją.

Na zakończenie warto wspomnieć o nietypowej, choć ważnej z wielu względów imprezie planowanej na 9–17 lipca przyszłego roku. Chodzi o Hanzeatyckie Regaty Łodzi Solarnych 2011. Gdańsk i Elbląg znalazły się w Komitecie organizacyjnym, a sponsorem strategicznym jest Energa S.A., która od lat szczerze wspiera przedsięwzięcia Wydziału Oceanotechniki i Okrętownictwa Politechniki Gdańskiej. Trasa regat wynosi ponad 200 km i zostanie podzielona na pięć etapów. Start będzie miał miejsce w Elblągu, a trasa wytyczona zostanie w kierunku jeziora Drużno, następnie Nogatem do Malborka, potem przez śluzy Gdańska Głowa i Przegalina do Gdańska. Na lokalnych wodach w Gdańsku odbędą się także pływania pokazowe i sprinterskie. W regatach ma wziąć udział łącznie 40 ekip, średnio po osiem osób każda. Należy mieć nadzieję, że wydarzenie to przyczyni się do popularyzacji stosowania alternatywnych źródeł energii elektrycznej.

GDAŃSK

MIASTO DOBRYCH PROGNOZ DLA BIZNESU



GDAŃSK jest jednym z 31 najatrakcyjniejszych miast na świecie dla inwestorów z branży wysokich technologii*

*Według raportu firmy doradczej KPMG
Więcej informacji w raporcie „Exploring Global Frontiers” na stronie: www.kpmg.com

Mamy energię na przyszłość



PRZYŁĄCZ SIĘ

Jesteśmy polskim holdingiem energetycznym, z 16-procentowym udziałem w rynku sprzedaży energii. Zajmujemy się wytwarzaniem, obrotem, dystrybucją i przesyłem energii elektrycznej oraz ciepła. Stawiamy na ciągły rozwój. Już w tej chwili dostarczamy prąd do 2,5 mln gospodarstw domowych i 300 tys. firm oraz eksploatujemy 162 tys. km linii energetycznych na obszarze ¼ powierzchni Polski. Z energią patrzymy w przyszłość.

www.energa.pl



