



# **Analiza sytuacji na polskim rynku ropy naftowej.**

**Bezpieczeństwo energetyczne oraz dywersyfikacja dostaw ze  
źródeł nie-rosyjskich.**

**Warszawa.  
Grudzień 2005**



## 1. Polski rynek ropy naftowej.

### 1.1. Wartość i wielkość rynku.

W 2005 roku należąca do PKN Orlen rafineria w Płocku przetworzyła ok. 13 mln ton ropy. Grupa PKN Orlen w trzech kwartałach 2005 roku osiągnęła ok. 30 mld zł przychodów ze sprzedaży oraz 4,3 mld zł zysku netto.<sup>1</sup>

W tym samym roku gdańska rafineria należąca do Grupy Lotos przerobi ok. 4,7 mln ton ropy. Grupa Lotos za pierwsze trzy kwartały 2005 roku osiągnęła 6,7 mld zł przychodów ze sprzedaży i 0,52 mld zł zysku netto.<sup>2</sup>

Najważniejszym źródłem tak znacznych zysków polskich rafinerii jest niska cena kupowanej ropy Urals w stosunku do cen innych gatunków ropy, co przy cenach sprzedawanych produktów końcowych bazujących na światowych notowaniach cen tych produktów, daje historycznie rekordowe zyski.

Dwa największe koncerny paliwowe w Polsce, PKN Orlen i Grupa Lotos posiadają 82% udziału w polskim rynku produkcji gotowych paliw. Resztę stanowi import paliw.

### 1.2. Infrastruktura. Rurociąg „Przyjaźń”.

Z Rosją łączy nas rurociąg „Przyjaźń” o mocach przesyłowych ok. 43 mln ton ropy (istnieje wykorzystywana obecnie możliwość zwiększenia przesyłu do 50 mln ton w zależności od zastosowanych środków chemicznych). Rurociąg „Przyjaźń” należy do jednoosobowej spółki skarbu państwa Przedsiębiorstwo Eksploatacji Rurociągów Naftowych „Przyjaźń” S.A. Przychód PERN uzyskany z transportu zarówno ropy do rafinerii jak i ropy przesyłanej tranzytem przez Naftoport oraz z tytułu innej prowadzonej działalności w 2004 roku wyniósł 628,4 mln złotych.<sup>3</sup> Przedsiębiorstwo przetransportowało 49,9 mln ton surowca, oraz 4,9 mln ton gotowych produktów. Wyniki za rok 2005 będą zbliżone lecz mogą wahać się nieznacznie ze względu na kurs EURO i USD w stosunku do złotówki. W związku ze zwiększonymi nakładami inwestycyjnymi w 2005 roku (650 mln w porównaniu z 250 mln zł w 2004 r.) zysk spółki wyniesie prawdopodobnie 75-80 mln zł.<sup>4</sup> Rurociąg stanowi główne źródło zaopatrzenia Polski i Niemiec w ropę. Główna zasada rządząca przesyłem rurociągiem opiera się na zapewnieniu w pierwszej kolejności rafineriom Polskim i Niemieckim całkowitego zapotrzebowania na dostawę ropy. Po zaspokojeniu zapotrzebowania rafinerii dopiero w drugiej kolejności pozostałe moce przesyłowe (wynoszące w 2005 roku 9,170 mln ton) mogą zostać wykorzystane do tranzytu ropy przez jeden z dwóch istniejących portów w Gdańsku lub niemieckim Rostocku. Historyczne dane wskazują na to, że od momentu powstania rurociągu „Przyjaźń” w latach 70-tych większa część przesyłanej nim ropy trafiała do Niemiec. Po blisko 40 latach działalności, od roku 2002 tendencja ta uległa zasadniczej zmianie, tj. łącznie dla polskich rafinerii oraz na potrzeby tranzytu ropy przez Naftoport trafia zdecydowanie więcej ropy niż do Niemiec. Właśnie uzyskane dodatkowo przez PERN możliwości tranzytu blisko 10 mln ton ropy przyczyniły się do

<sup>1</sup> [www.orlen.pl](http://www.orlen.pl)

<sup>2</sup> [www.lotos.pl](http://www.lotos.pl)

<sup>3</sup> Rzeczpospolita, Lista 500, 2004 rok

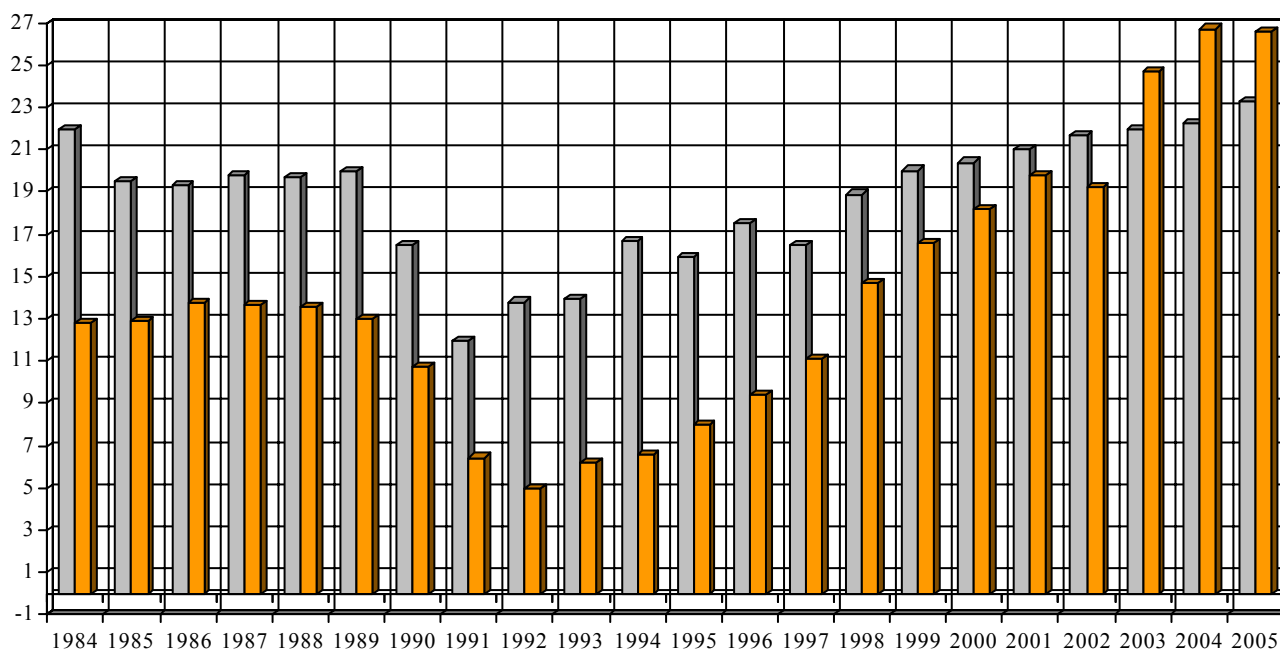
<sup>4</sup> Puls Biznesu, 06.06.2005. W PERN "Przyjaźń" przesył ropy i paliw w 2005 r. na poziomie z zeszłego roku

osiągnięcia tak nadzwyczajnych zysków i dały możliwość inwestowania w modernizację i rozbudowę infrastruktury.

Przesył ropy z Rosji w kierunku niemieckim i polskim rurociągiem  
PERN „Przyjaźń” zestawienie (w mln ton).

Zródło: Transneft.

Szary – przesył na kierunek niemiecki (rafinerie i eksport przez Rostock)  
Pomarańczowy – przesył na kierunek polski (rafinerie i eksport przez Gdańsk)



**1.3. Naftoport.** Dla dostaw ropy rurociągiem „Przyjaźń” istnieje alternatywna infrastruktura w postaci Naftoportu zapewniającego możliwość odbioru ropy z dowolnego kierunku na świecie. Możliwości przeładunkowe Naftoportu wynoszą obecnie 23 mln ton ropy naftowej rocznie. W połączeniu ze stanowiskami w Porcie Północnym terminal w Gdańsku może przeładować łącznie 34 mln ton ropy rocznie.<sup>5</sup> Stanowi to blisko dwukrotność zapotrzebowania polskich rafinerii. Morze Bałtyckie stało się w ostatnim czasie porównywalne w zakresie wolumenu eksportu rosyjskiej ropy z Morzem Czarnym. Alternatywą dla eksportu przez Gdańsk jest na Bałtyku przede wszystkim rosyjski port Primorsk (istotnie zwiększono w ostatnim czasie jego moce przeładunkowe do ok. 62 mln ton), litewski port Butinge z możliwościami przeładunku do 10 mln ton rocznie, łotewski Ventspils z możliwościami przeładunkowymi do 15 mln ton rocznie (jednak od roku 2003 nie przeładowano tam żadnej ropy naftowej) oraz niemiecki Rostock z mocami ok. 6 mln ton rocznie (ze względu na ograniczenia przesyłu rurociągiem). Ten ostatni port leży na tym samym „odcinku rury” co polski Naftoport.

<sup>5</sup> [www.pern.com.pl](http://www.pern.com.pl)

Istnieje teoretyczne zagrożenie przejścia części tranzytu ropy odbywającego się obecnie przez Naftoport na rzecz Rostocku lub Ventspils. Dodatkowo należy tu wspomnieć o tym, że Estoński port Tallin przeładowuje rocznie około 4 mln ton ropy dostarczanej do tego portu koleją z końcówki rurociągu znajdującego się niedaleko Sankt Petersburga, przy Rafinerii Kirishi. **Zagrożenie przejściem części tranzytu ropy z polskiego Naftoportu na rzecz niemieckiego Rostocku jest bardzo realne zważywszy na zbliżenie się Rosji i Niemiec w zakresie strategicznej współpracy w zakresie dostaw surowców energetycznych.**

#### 1.4. Rozwój „Naftoportu”.

Przez większość lat 90-tych Naftoport praktycznie nie był wykorzystywany, a jego infrastruktura nie była modernizowana. Obecnie dzięki zyskom uzyskanym z tranzytu ropy infrastruktura Naftoportu uległa istotnej modernizacji poważnie wzmacniając pozycję Naftoportu na Bałtyku. Istotną zmianą na korzyść Naftoportu było wprowadzenie do niego dużych tankowców o wyporności powyżej 300 tys. ton, które z powodów technicznych wcześniej nie miały możliwości wpływania po ropę. Umożliwiło to tranzyt rosyjskiej ropy przez teren Polski w dwóch nowych kierunkach do USA i Chin. Tranzyt ten o wolumenie blisko 10 mln ton i wartości obrotu kilku miliardów USD w istotny sposób zmienił w stosunku do lat poprzednich sytuację zarówno Naftoportu jak i bezpieczeństwo energetyczne Polski. **W wyniku zwiększenia tranzytu na terenie naszego kraju znajduje się więcej ropy, która to ropa w sytuacjach krytycznych może być przekierowana na potrzeby krajowych rafinerii. Tranzyt rosyjskiej ropy przez polski Naftoport zwiększa więc bezpieczeństwo energetyczne kraju.** Przykładem takiej sytuacji było wstrzymanie dostaw przez firmę Petroval (Jukos) i przekierowanie przez firmę J&S części swojej ropy przeznaczonej na tranzyt w celu pokrycia niedoboru polskich rafinerii.

#### 1.5. Cysterny i wydobywanie własne.

Cysternami kolejowymi można dostarczyć 10 mln ton surowej ropy lub gotowego produktu. PGNiG szacuje krajowe zasoby ropy na poziomie 26,1 mln ton. Wydobywanie ropy naftowej ze złóż krajowych w 2004 wynosiło 624 tys. ton<sup>6</sup>. **Warto zauważyć, że podwojenie wielkości wydobycia na terenie kraju jest technicznie możliwe i absolutnie wskazane.**

**1.6. Dalsza rozbudowa infrastruktury** w postaci rurociągu „Odessa-Brody” wydaje się realna pod warunkiem zapewnienia wykorzystania przynajmniej 50% możliwości przepustowych tego rurociągu na zasadzie „take or pay” (bierz lub płać). Jednak jeżeli ten rurociąg powstanie **nie można nie zauważyć, że ropa (tzw. kaspijska) będzie również płynąć po terytorium Rosji** i aby dopłynąć tankowcem do Odessy musi być załadowana w rosyjskim porcie Noworosyjsk. Również istotnym elementem jest to, że polskie rafinerie są zbudowane pod przerób rosyjskiej ropy Urals i nie potrafią wykorzystać przewagi jakościowej ropy kaspijskiej, a cena ropy kaspijskiej plus koszt jej dostawy może wynieść do 50 USD za tonę drożej niż obecnie cena Urals.

<sup>6</sup> www.pgnig.pl

### 1.7. Kontrakty na dostawy ropy naftowej.

W wypadku istniejących umów na dostawy, nawet już po upadku Jukosa, sytuacja polskich rafinerii jest inna niż w wypadku gazu. Otóż w chwili obecnej w ramach takich umów zakontraktowane jest ok. 80 proc dostaw ropy na 3-5 lat, w dodatku niektóre z nich są dobrze zabezpieczone gwarancjami finansowymi, co daje rafineriom komfort przy kształtowaniu polityki zakupów spotowych. **W każdej chwili, jeśli zajdzie taka konieczność polityczna lub ekonomiczna, polskie rafinerie mogą zamówić ropę z dowolnego miejsca na świecie i odebrać tą ropę bez przeszkód technicznych.** Stwarza to też realną możliwość konkurencji cenowej pomiędzy dostawami z Rosji i firmami handlującymi lub wydobywającymi ropę w innych miejscach na świecie.

### 1.8. Kontrakty.

Z ok. 17,5 mln ton ropy przerabianej rocznie łącznie przez PKN Orlen i Grupę Lotos na podstawie stałych kontraktów ropę dostarczają:

- J&S Service and Investment – 7,5 mln ton rocznie. Ropa kupowana przez J&S pochodzi od ponad 30 producentów ropy w Rosji i Kazachstanie. Kontrakt jest zabezpieczony gwarancjami finansowymi i w przypadku braku dostaw ropy rurociągiem dostawca zobowiązany jest dostarczyć ropę Urals, lub inną ropę, drogą morską, a w przypadku braku takich możliwości pokryć różnicę w koszcie zakupów ropy przez rafinerię. Zobowiązanie to jest zabezpieczone nie odwoływalną gwarancją bankową.
- Petroval – umowa nie wykonywana (jednak dotychczas nadal nie wypowiedziana przez PKN Orlen ze względu na niekorzystnie sformułowany zapis o „sile wyższej”). Ropa Petrovalu pochodziła od Jukosu. Obecnie złoża w Jugańsku, stanowiące główne zasoby Jukosu, zostały przejęte przez Rosnieft.
- BMP – 2 mln ton. Ropa kupowana w przeszłości głównie od Jukosu, a obecnie od Tatnieft i Baszneft. Kontrakt wygasa w 2005 roku. Brak informacji na temat gwarancji kontraktowych.
- Petraco – 4 mln ton. Według informacji PKN Orlen ropa pochodzić będzie ze złóż Rosnieft, czyli dawniej należącego do Jukosu - Jugańska. Brak informacji na temat zabezpieczeń finansowych kontraktu lub gwarancji dostaw z innych kierunków.

Przez „dobrze zabezpieczone” umowy stałe należy rozumieć, że wszystkie dostawy będą zabezpieczone w taki sposób iż w przypadku nie wywiązania się dostawcy istnieje natychmiastowa i nie odwoływalna możliwość pokrycia straty wynikającej z różnicy cen ropy zakupionej w innym miejscu. **Należałoby dążyć do tego aby taki zapis (tzw. „performance bond”) znajdował się we wszystkich stałych umowach z dostawcami co obecnie nie ma miejsca i jest elementem, który może być traktowany jako zagrożenie bezpieczeństwa energetycznego.**

## 2. Dywersyfikacja dostaw ropy naftowej do Polski

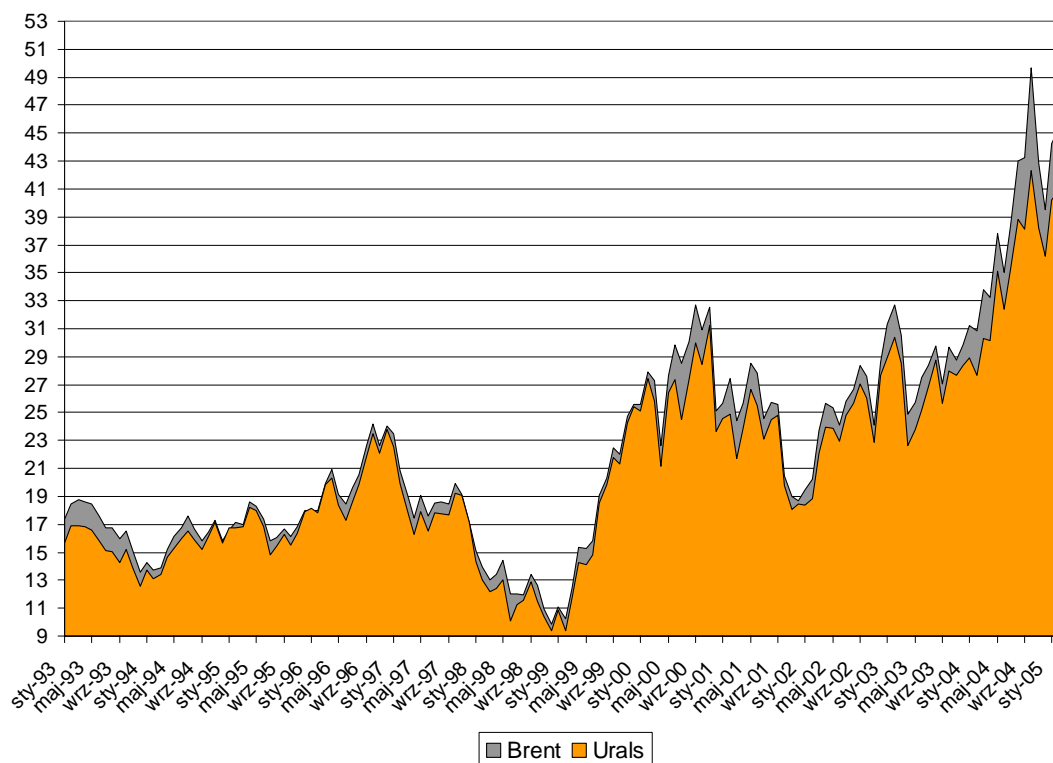
**2.1. Z powodu występującego w ostatnim okresie „szumu informacyjnego”** związanego ze sprawą bezpieczeństwa energetycznego i dywersyfikacji dostaw ropy zauważyć należy, że w wypadku rynku ropy naftowej (w przeciwieństwie do gazu ziemnego) istnieje niezbędna infrastruktura do przeprowadzenia natychmiastowej dywersyfikacji ropy z dowolnego na świecie kierunku bądź też gotowego produktu czyli paliwa. Ograniczeniem dla przeprowadzenia takiej dywersyfikacji są następujące czynniki: ograniczenia technologiczne w przerobieniu ropy innej niż Urals (szacunkowo koszt przerobienia instalacji w obu rafineriach wymagałoby inwestycji wstępnie określanej na ok. 500 mln PLN), ekonomiczna konkurencyjność dostaw z Rosji oraz brak jasnych celów przeprowadzenia takiej dywersyfikacji. Po 11 września 2001 roku i w wyniku procesu destabilizacji sytuacji politycznej na Bliskim Wschodzie wszyscy znaczący konsumenci ropy (USA, Chiny, EU) zabiegają o maksymalizację dostaw taniej ropy z Rosji i Kazachstanu.

### 2.2. Przyczyny zakupu ropy naftowej z Rosji.

Głównym powodem zakupu ropy REBCO (mieszanka różnych rodzajów ropy Urals) przez polskie rafinerie jest istotna różnica występująca w cenie surowca rosyjskiego w odniesieniu do surowca importowanego z innych kierunków (Brent, Fortis, Oseberg). Na początku lat 90 importowano przez Naftoport znaczne ilości ropy z Bliskiego Wschodu ale wynikało to ze spadku wydobycia ropy w Rosji i trudności z zakupem ropy Urals. Ropa bliskowschodnia była droższa od rosyjskiej co odbijało się negatywnie na zyskach rafinerii (w tamtym czasie balansujących na granicy opłacalności produkcji). Ceny ropy na rynkach światowych były wówczas niskie. Wzrost cen ropy zmienił zasadniczo sytuację. Upust cenowy w stosunku do Brent waha się i wynosił, w zależności od ceny surowca na rynkach światowych, od 3 do 9 USD na baryłce. W ostatnim okresie przy cenach ropy utrzymujących się na poziomie 55-60 USD za baryłkę wynosi on ponad 5 USD. Upust ten wraz z dodatkową „premią geograficzną”(ostatnio wynosząca ok. 2 USD na baryłce) stanowią główny powód osiągania przez polskie rafinerie znacznych zysków w ostatnich latach oraz źródło finansowania ich modernizacji.

## Porównanie cen ropy Brent i Urals styczeń 1993 - marzec 2005 (w USD)

Źródło: Argus Petroleum, marzec 2005



### 2.3. Mechanizm kształtowania cen paliw w Polsce.

Polskie rafinerie sprzedają gotowy produkt na stacjach paliw po cenach światowych notowań dostaw gotowego produktu w Rotterdamie (a więc po cenie jaką stanowi wyprodukowanie benzyny lub oleju napędowego z surowca kupowanego przez zachodnie rafinerie oraz po uwzględnieniu kosztów transportu). Mechanizm ten pozwala na takie kształtowanie cen produktu przez PKN i Lotos aby maksymalizować zyski gdyż cena wynosi tyle aby import gotowego produktu wyprodukowanego w innej rafinerii był nieopłacalny. Jednocześnie kupując surowiec po cenach zdyskontowanych do Brent i dodatkowo z tzw. premią lądową czyli upustem cenowym wynikającym z geograficznego położenia „blisko rury” polskie rafinerie osiągają znaczne zyski. Teoretycznie można założyć, że istnieje możliwość zmniejszenia ceny detalicznej paliwa na stacjach poprzez zastosowanie mechanizmu kształtowania kosztów takiego paliwa w oparciu o ceny kupowanej taniej rosyjskiej ropy. Takie rozwiązanie jest teoretycznie możliwe do wprowadzenia w Polsce (choć nie spotkałoby się z dobrym przyjęciem przez inwestorów i liberalne ekonomicznie media). Zmniejszenie cen produktu na stacjach odbyłoby się jednak kosztem obniżenia marży rafinerijnej i tym samym zysku rafinerii prowadzącego do spadku cen akcji (w tym Skarbu Państwa). Innym czynnikiem pozwalającym na obniżenie ceny produktu jest zmniejszenie akcyzy i opłaty paliwowej, która obecnie stanowią łącznie ok. 2/3 ceny końcowej.

#### 2.4. Rezygnacja z dostaw z Rosji lub ich ograniczenie.

Teoretycznie możliwa też jest niemal natychmiastowa rezygnacja z dowolnej ilości importu rosyjskiej ropy i sprowadzanie jej z innego miejsca na świecie. Istnieje niezbędna infrastruktura umożliwiająca przeprowadzenie takiej operacji w dowolnym momencie. Niewątpliwie byłaby to realna dywersyfikacja dostaw surowca. **Przeprowadzenie takiej operacji byłoby zgodne ze strategią uniezależnienia się od surowca z Rosji ale wbrew ekonomicznemu interesowi państwa, które powinno zapewniać konkurencyjność gospodarki poprzez oferowanie tańszego paliwa lub wzrost wartości rafinerii.** Techniczne kłopoty i koszt dostosowania rafinerii do przerobu innej ropy są trudne do oszacowania. Jednak ograniczeniem w wypadku rezygnacji z dostaw ropy rosyjskiej są zapisy kontraktowe (stałe dostawy) oraz kwestie związane z kosztami wypowiedzenia umów. Poza sferą kontraktową istnieje stałe zapotrzebowanie na dostawy spotowe (obecnie ok. 25 procent), którymi mogłyby być dostawy ropy z dowolnego kierunku realizowane przez Naftoport lecz koszty zakupu takiej ropy będą znacznie wyższe (różnica Brent i Urals oraz koszty transportu). W przypadku dostaw „z morza” pojawia się również inny problem, a mianowicie najtańsza alternatywa dla dostaw z rurociągu „Przyjaźń” to dostawy ropy tankowcami z rosyjskiego portu Primorsk. W tym wypadku nie można by mówić o żadnej dywersyfikacji ponieważ w dalszym ciągu byłby to ten sam rosyjski Urals za który dodatkowo trzeba by zapłacić więcej z uwagi na koszt jej przewozu tankowcami. W drugiej kolejności rosyjska ropa jest nadal cenowo atrakcyjna nawet w wypadku dostaw realizowanych z Noworosyjska nad Morzem Czarnym (Urals Med.). Dostawy ropy ze złóż nie rosyjskich znajdują się, jeśli chodzi o parametry ekonomiczne, dopiero na 3 pozycji jeśli chodzi o atrakcyjność cenową. Tak więc dywersyfikacja ropy poprzez jej zakupy z morza mogłaby doprowadzić do absurdalnej sytuacji, w której tankowcami i tak przyplłynęłaby rosyjska ropa ale droższa o kilka dolarów za baryłkę niż otrzymywana rurociągiem. Dodatkowo straty liczone na ok. 100 mln PLN rocznie poniósłby państwowy PERN, który nie mógłby robić tranzytu (w takim scenariuszu rurociąg działałby tylko w jedną stronę i technicznie nie można by wykorzystać go do przesyłu w drugą stronę). W sumie hipotetycznie zakładając ropa z innych kierunków kosztowałaby do 50 USD na tonie więcej razy 17,5 mln ton co daje 875 mln USD plus 100 mln PLN utraconego wpływu przez PERN co daje łącznie ok. 3 mld PLN „straty” rocznie w sytuacji dywersyfikacji całości zapotrzebowania.

#### 2.5. Obecnie możliwość odbioru taniej rosyjskiej ropy stanowi szansę a nie problem dla polskich rafinerii.

Z dużą dozą prawdopodobieństwa można przypuszczać, że istniejące obecnie różnice pomiędzy ceną ropy Brent i Urals stanowiące główną przyczynę importu zaczną się wyrównywać w miarę wzrostu ilości ropy odbieranej przez Chiny poprzez rurociągi będące obecnie w budowie (obecnie dostawy ropy do Chin z Rosji realizowane są tankowcami i cysternami). Znaczny wzrost popytu po stronie Chińskiej poprzez stworzenie niezbędnej infrastruktury do transportu surowca i nawet lekki, dodatkowy wzrost popytu w USA może spowodować **już od roku 2007 pojawienie się tendencji do zmniejszenia się podaży na kierunek polski i zmniejszenia różnicy cenowej pomiędzy Brent i Urals, a tym samym zwiększenie ekonomicznej atrakcyjności**



**dostaw ropy z poza Rosji.** Tym samym w naturalny sposób na zasadach wolnego rynku może nastąpić zmiana kierunku przepływu strumienia przez Naftoport.

## **2.6. Trudności z dywersyfikacją związane z ceną surowca.**

Wbrew rozpowszechnianej w minionych latach opinii Polska posiada wystarczającą infrastrukturę techniczną do jej realizacji. Powodem odbioru ropy z Rosji są czynniki technologiczne i ekonomiczne. Nie mniej jednak polityczna decyzja o imporcie ropy z kierunku nie-rosyjskiego przez Naftoport, poza rezultatami politycznymi, będzie miała poważne negatywne skutki ekonomiczne w postaci mniejszych zysków polskich rafinerii i PERN. Należy przy tym zaznaczyć, że z punktu widzenia prawa rząd polski nie ma narzędzi do „wymuszenia” na zarządach PKN Orlen czy grupy Lotos działania na niekorzyść ekonomiczną spółek poprzez zakup drogiego surowca (wymagałaby to ustawowego uregulowania). Import droższej ropy wpłynie negatywnie na cenę produktu na stacjach. Innym wariantem jest obniżenie cen na stacjach przez wykorzystanie realnych walorów niskich cen rosyjskiego Uralsu i zmniejszenie marży rafinerijnej. Dałoby to pobudzenie gospodarki kosztem akcjonariuszy. Niezwykle ważne wydaje się podkreślenie, że istnieje przestrzeń do praktycznie każdej decyzji politycznej w zakresie dywersyfikacji ograniczonej jedynie kwestiami natury prawnej (np. ustawowe zmuszenie zarządu PKN Orlen i Lotosu do dywersyfikacji i zakupu ropy nie-rosyjskiej). **W każdej chwili natomiast rząd polski może dokonać zakupów ropy ze źródeł nie-rosyjskich np. w celu uzupełnienia swych rezerw strategicznych.**

## **2.7. Dostawy ze źródeł nie-rosyjskich, a bezpieczeństwo ekonomiczne.**

Najszybszą metodą przeprowadzenia dywersyfikacji byłaby, bez względu na aspekty ekonomiczne i prawne, decyzja o uruchomieniu importu ropy z kierunków nie-rosyjskich na poziomie 12-13% procent rocznego zużycia. Oznaczałoby to miesięczny zakup jednego tankowca czyli ok. 130 tys. ton i nie spowodowałoby większych zakłóceń technologicznych. **Najważniejsze jest to, że ropa importowana w takich ilościach, ze względu na możliwości procesu technologicznego, nie wpływałaby w istotny sposób na wynik finansowy rafinerii oraz ceny produktu (na litrze paliwa dodatkowy koszt wyniósłby ok. 1 grosz).** Fakt taki stanowiłby znaczący sukces polityczno-medialny nie wpływając na relację z dotychczasowymi dostawcami ropy pod warunkiem, że będzie to publicznie przedstawiane jako **zwiększenie przerobu, a nie wyparcie dotychczas dostarczanej ropy rosyjskiej czy kazachskiej.** Tego typu dywersyfikacja, co należy podkreślić, ma jednak głównie charakter „propagandowy” i jest w istocie jedynie „atrapą” długofalowej strategii.

## **2.8. Długoterminowa strategia bezpieczeństwa energetycznego w sytuacji posiadania niezbędnej infrastruktury odbioru wymaga inwestycji w złoża ropy.**

Najważniejszym jest długofalowe zabezpieczenie polskiego przemysłu paliwowego w gwarancje dostępu do bezpośredniego wydobycia ropy („up-stream”). Obecne zyski PKN Orlen czy Grupy Lotos powinny być przeznaczone raczej nie na inwestycje w dystrybucję czy przerób, ale na uzyskanie bezpośredniego dostępu do wydobycia ropy. Przy czym inwestycja taka powinna spełniać warunki długofalowego bezpieczeństwa. Z tego punktu widzenia najbardziej sensowne wydaje się inwestowanie w wydobycie ropy w Kanadzie, Nigerii, Angoli czy Iraku. Należy podkreślić, że przy tak wyśrubowanych

cenach ropy typowe, konwencjonalne podejście do tematu inwestycji w wydobycie może być bardzo kosztowne i niekoniecznie dać szybko spodziewane rezultaty. Należy więc poszukiwać także rozwiązań niekonwencjonalnych w tym zakresie, istnieją bowiem realne możliwości osiągnięcia tego celu bez konieczności wykładania gigantycznych środków finansowych na zakup niewielkich pakietów udziałów w złożach. Największe rezerwy nie eksploatowanej ropy posiada obecnie Kanada (piaski bitumiczne) spełniająca warunki inwestycyjne i dająca gwarancję bezpieczeństwa ze względu na swą stabilną sytuację polityczno-gospodarczą. Teoretycznie można założyć, że przy obecnym „brake-even-point” kosztu wydobycia w Kanadzie, wynoszącym 17 USD za baryłkę, inwestycja w „up-stream” powinna wynosić około 2 mld USD rozłożonych na około 10 lat. Zapewniałoby to możliwość wydobycia rocznie ok. 100 mln baryłek i jednocześnie wymagało inwestycji rocznej wynoszącej ok. 200 mln USD co przy obecnych zyskach samego PKN Orlen przekraczających miliard USD wydaje się realne i możliwe do przeprowadzenia. **Jest całkowicie realne, że wydobycie ropy ze złóż Kanadyjskich może zostać uruchomione w ciągu 3 lat (kiedy popłynie pierwsza ropa) przy jednocześnie stosunkowo nietrudnym do udźwignięcia ciężarze inwestycji i zapewnieniu maksimum bezpieczeństwa złóż.** Na drugim miejscu pod względem atrakcyjności wydobycia oraz elementem dywersyfikacji wydobycia może być Nigeria i Angola (powinny stanowić ok. 25 proc zagranicznego wydobycia). Należy zaznaczyć, że bardzo dobrze do takich celów nadawałaby się będąca całkowicie pod kontrolą Skarbu Państwa Nafta Polska, która mogłaby, wykorzystując do tego dywidendy otrzymywane z PKN i Lotos-u, przeprowadzić inwestycje nie narażając notowanych na giełdzie rafinerii na krytykę ze strony akcjonariuszy.

## **2.9. Jedynie inwestycje w wydobycie w stabilnych rejonach świata zapewniają możliwość realnej, a nie pozornej dywersyfikacji źródeł.**

Z powodów ekonomicznych jest pewne, że inwestycja taka nie będzie wiązała się z fizycznym importem ropy z tego źródła do Naftoportu gdyż byłoby to nieopłacalne. Gdyby obecnie zainwestowano w wydobycie (up-stream) ropy to celowe i opłacalne byłoby sprzedawanie tego surowca na rynkach światowych w celu maksymalizacji cen sprzedaży, a kupowanie w dalszym ciągu dla polskich rafinerii tańszej rosyjskiej ropy. **Nie mniej jednak dostęp do takich złóż daje gwarancje wykorzystania tej ropy w sytuacji bezpośredniego zagrożenia bezpieczeństwa energetycznego Polski brakiem dostaw ropy Urals lub innych gatunków ropy na rynkach światowych.** Warunkiem niezbędnym jest inwestowanie w ropę w obszarze bezpiecznym politycznie. Inna wydaje się być strategia obecnego zarządu PKN Orlen. Podczas wizyty w Moskwie 1 listopada 2005 r., prezes PKN Orlen Igor Chalupiec zapowiedział zaangażowanie PKN Orlen w projekty eksploatacji rosyjskich złóż ropy naftowej. Projekt jest dopiero w fazie wstępnej, trwają prace nad planem inwestycyjnym. Polski koncern planuje przedstawienie szczegółowego planu na początku roku 2006.<sup>7</sup> Strategia inwestowania w złoża ropy na terenie Rosji w niczym nie zmienia sytuacji bezpieczeństwa energetycznego Polski z punktu widzenia dywersyfikacji wręcz wzmacnia uzależnienie od Rosji dając potencjalnie bardzo silne narzędzie nacisku.

<sup>7</sup> Interfax, 01.11.2005. „PKN Orlen considers Russian oil production projects”



## **2.10. Przykład strategicznego wykorzystania pozakrajowych złóż.**

Rząd Indii podjął niedawno podobną decyzję o inwestycji w złoża ropy w Rosji ale dla Indii jest to element uniezależniania się od ropy z Bliskiego Wschodu. Starając się o zdywersyfikowanie dostaw ropy do Indii, indyjski państwowy koncern naftowy ONGC (Oil and Natural Gas Corporation) nabył 20% udziałów w projekcie Sachalin – 1 – czyli eksploatacji złóż ropy naftowej na morzu Ochockim.<sup>8</sup> Jednak sprowadzanie wydobytej tam ropy jest bardzo kłopotliwe – port w Sachalinie jest zbyt mały by mogły w nim zatrzymać się duże tankowce, co gorsze od grudnia do maja port jest zamrożony. Dlatego ONGC planuje użycie mniejszych jednostek i transportowanie ropy do bliższych portów w Korei Południowej. Bardziej opłacalne dla Indii niż transportowanie swojej z Sachalinu jest jej „wymienienie” (czyli dokonanie tzw. swap-u) na ropę ChinaOil Corp., która spoczywa w zbiornikach w Korei Południowej (Chiny posiadają ograniczoną możliwość magazynowania zapasów ropy).<sup>9</sup> Odwrotnie, ale stosując podobny mechanizm do postępowania rządu Indii, Polska powinna zainwestować w złoża ropy nie-rosyjskiej i dokonać na podobieństwo Indii „swap-ów” (sprzedawać na rynkach międzynarodowych wydobyte ze złoża w które zainwestowała, a importować taniej z Rosji tak jak Indie, mimo inwestycji w Rosji, importują z Bliskiego Wschodu).

## **2.11. Podsumowanie.**

Nie ulega wątpliwości, że strategia Polskiego Rządu w zakresie dostaw ropy powinna zmierzać do maksymalizacji bezpieczeństwa energetycznego. Najważniejszym działaniem w tym zakresie powinna być ciągła modernizacja i rozwój posiadanej infrastruktury importowej (Naftoport, koleje, Odessa-Brody) oraz zwiększanie wydobycia krajowego. Nie mniej istotnym elementem jest weryfikacja czy istniejące umowy na dostawy ropy są odpowiednio zabezpieczone prawnie i finansowo. Balansem między bezpieczeństwem ekonomicznym i zapewnieniem importu ze źródeł nie-rosyjskich byłoby importowanie ok. 130 tys. ton ropy (jeden tankowiec miesięcznie) zapewniającej ponad 10 proc dywersyfikację i wpływającą zaledwie o 1 grosz na cenę paliwa. Długofalowo polskie rafinerie powinny jednak podjąć inwestycje w wydobycie ropy w Kanadzie (3/4) oraz Nigerii lub Angoli (1/4) gdzie dzięki łatwym do „udźwignięcia” dla polskich rafinerii inwestycjom wynoszącym 2 mld USD i rozłożonym na 10 lat można zapewnić dostęp do 70 proc niezbędnego Polsce surowca.

<sup>8</sup> Neft Trader Weekly vol. 5, issue 40, 07.10.2005. “India to bring home its share of crude from Sakhalin-1 project

<sup>9</sup> ChinaWire vol. 11, no. 208, 25.10.2005. “ChinOil Leases 2.7 –mln bbl crude storage facilities in S Korea”

### 3. Polski rynek gazu.

*Informacje dotyczące rynku gazu podane są w tym raporcie jedynie w zakresie pozwalającym na porównanie sytuacji rynku ropy naftowej i gazu ziemnego. Oba rynki są często mylone choć sytuacja w zakresie bezpieczeństwa energetycznego, dywersyfikacji i sytuacji ekonomicznej jest zasadniczo różna.*

#### 3.1. Wielkość i wartość rynku

Wolumen pozyskanego przez Polskie Górnictwa Naftowego i Gazownictwa S.A. gazu ziemnego wyniosło 13.633,5 mln m<sup>3</sup>.

Wedle danych PGNiG S.A., 65,2% gazu ziemnego w Polsce w 2004 roku pochodziło z importu, głównie Rosji (61,89% całego importu gazu), pozostałe kraje z których importuje się gaz to Niemcy (4,14%), Norwegia (5,16%), Kraje Azji Środkowej tranzytem przez Rosję i Ukrainę (28,81%). 32% krajowego zaopatrzenia pochodzi z krajowego wydobycia gazu, 2,8% z „innych źródeł krajowych”. Krajowe zasoby gazu ziemnego były szacowane w 2004 roku na 109,5 mld m<sup>3</sup>, wydobycie krajowe w 2004 roku wynosiło 4,3 mld m<sup>3</sup>.

W 2004 roku PGNiG sprzedało 13.072,4 mln m<sup>3</sup> gazu ziemnego, z tego eksportowano tylko 44,1 mln m<sup>3</sup>. Głównymi odbiorcami gazu ziemnego są zakłady azotowe (7.618,8 mln m<sup>3</sup> w 2004 roku).

Przychody ze sprzedaży Grupy Kapitałowej PGNiG wyniosły w 2004 roku 10.910 mln zł. Grupa zakończyła ten rok z ok. 1.016 mln zł zysku netto.

#### 3.2. Infrastruktura

W zakresie infrastruktury importu i przesyłu gazu podobieństwa między rynkiem ropy i gazu w zasadzie kończą się na tym, że w obu wypadkach zarówno gaz jak i ropa sprowadzane są z Rosji rurociągiem. Gazociąg Jamał-Europa zaopatrujący Polskę w gaz, zarządzany jest przez polsko-rosyjską spółkę Europol gaz, której przychody ze sprzedaży w 2004 roku wyniosły 1385 mln zł (spadek o prawie 13% w porównaniu z rokiem 2003), zysk 1210,437 mln zł.<sup>10</sup>

Polska nie posiada żadnej infrastruktury umożliwiającej w miarę szybką dywersyfikację dostaw gazu:

- nie został wybudowany rurociąg z Norwegii;
- nie zostały wybudowane „interconnectory” czyli połączenia międzysystemowe jakie miały nas połączyć z systemem zachodnioeuropejskim;
- nie posiadamy portu LNG pozwalającego na odbiór gazy płynnego z dowolnego kierunku;
- kontrakt na zakup gazu z Gazpromu został tak renegotjowany, że jedyna wybudowana nitka rurociągu jamalskiego pozwala nam na odbiór zaledwie 2,4 mld metrów sześciennych gazy a resztę z „wielkiej rury” odbierają Niemcy;
- praktycznie samodzielnie zrzekliśmy się możliwości wybudowania drugiej nitki gazociągu jamalskiego;
- Polska nie posiada też prawa do reeksportu gazu rosyjskiego,

<sup>10</sup> Rzeczpospolita, Lista 500, 2004 rok



- alternatywne projekty typu Nabucco znajdują się w fazie wstępnej.

Poza nie istniejącą infrastrukturą jest jeszcze inny istotny czynnik wpływający w sposób fundamentalny na bezpieczeństwo energetyczne związane z rynkiem gazu, a mianowicie umowa z Gazpromem, czyli rosyjskim monopolistą w wydobywaniu i przesyłaniu gazu, kontrolowanym przez rosyjski skarb państwa. Brak alternatywy w infrastrukturze i charakter zawartej umowy powoduje, że ceny rosyjskiego gazu wcale nie są niskie. Jednym w zasadzie istotnym pozytywnym czynnikiem jest możliwość zwiększenia własnego wydobycia tańszego gazu krajowego (jego złoża oceniane na 150 mld metrów sześciennych).

Drugim takim czynnikiem byłaby natychmiastowa, samodzielna, budowa terminalu LNG, którego właścicielem byłby bezpośrednio Skarb Państwa, a nie PGNIG. Cykl budowy terminalu na 4-6 mld m<sup>3</sup> rocznie to 2 lata, a koszt ok. 600 – 800 mln USD, z możliwością rozbudowy o kolejne 2-4 mld w przypadku zainteresowania takimi dostawami krajów sąsiadujących.

Kolejne elementy to natychmiastowe „ciche” przystąpienie do rozmów z Gazpromem w celu wynegocjowania szeregu konkretnych ustępstw w zakresie współpracy z tą firmą.

Po uzyskaniu tych ustępstw oraz wybudowaniu terminala LNG, Polska stworzyłaby na swym terenie „realną” konkurencję cenową pomiędzy gazem rosyjskim i nie-rosyjskim co skutecznie i trwale zapewniłoby zarówno zwiększenie bezpieczeństwa dostaw jak i obniżenie cen do poziomu wynikającego z rynkowej konkurencji „gas-to-gas”. Ponadto tak jak w wypadku ropy naftowej realne jest przeprowadzenie inwestycji w nie-rosyjskie złoża gazu znajdujące się poza terenem Polski np. w Nigerii (Afryka) czy w Katarze (Bliski Wschód).

***Analiza została przygotowana przez firmę MDI Strategic Solutions, która współpracuje z traderem ropy J&S Group oraz innymi firmami z branży energetycznej. Wszystkie opinie zawarte w raporcie wyrażają wyłącznie stanowisko firmy MDI Strategic Solutions.***