

## **Analiza sytuacji na polskim rynku paliwowym**

Bezpieczeństwo energetyczne,  
infrastruktura magazynowo-przesyłowa  
oraz dywersyfikacja dostaw ropy naftowej  
ze źródeł nierosyjskich

Biopaliwa – szanse i zagrożenia



**MDI Strategic Solutions** wspomaga zarządzanie strategicznymi decyzjami w firmach. Przygotowujemy i wdrażamy rozwiązania wymagające znajomości dynamicznie zachodzących procesów w gospodarce, polityce i mediach. Identyfikujemy mechanizmy decyzyjne, procesy regulacyjne, trendy rynkowe aby firmy z nami współpracujące mogły z sukcesem rozwijać swój biznes. Zarządzamy przepływem informacji między naszymi klientami i innymi firmami działającymi na rynku, kluczowymi podmiotami w realizacji projektu oraz mediami. Działamy w obszarach wymagających znajomości kompleksowych zagadnień: energetyce, telekomunikacji, mediach, finansach, nowoczesnych technologiach. Naszą cechą jest kreatywność, głęboka analiza, skuteczne dążenie do optymalnych rozwiązań i wieloletnie doświadczenie. Tworzymy nowoczesny „think-tank” i działamy skutecznie, aby zapewnić dynamiczny rozwój współpracujących z nami podmiotów. Jednym z elementów naszej działalności jest przygotowywanie raportów branżowych na temat kluczowych sektorów gospodarki.



## **Analiza sytuacji na polskim rynku paliwowym**

---

Bezpieczeństwo energetyczne,  
infrastruktura magazynowo-przesyłowa  
oraz dywersyfikacja dostaw ropy naftowej  
ze źródeł nierosyjskich

Biopaliwa – szanse i zagrożenia

Spis Treści	
Uwagi wstępne	5
<b>Część pierwsza – Bezpieczeństwo energetyczne, infrastruktura magazynowo-przesyłowa oraz dywersyfikacja dostaw ropy naftowej ze źródeł nierosyjskich</b>	<b>7</b>
1.1. Polski rynek ropy naftowej	8
1.1.1. Wartość i wielkość rynku	8
1.1.2. Infrastruktura, rurociąg „Przyjaźń”	9
1.1.3. Modernizacja infrastruktury a bezpieczeństwo energetyczne – przykład awarii instalacji Prudhoe Bay i ropociągu „Przyjaźń”	10
1.1.4. Modernizacja i rozbudowa polskiego odcinka ropociągu „Przyjaźń”	11
1.1.5. Naftoport	11
1.1.6. Rozwój „Naftoportu”	11
1.1.7. Cysterny i wydobywanie własne	12
1.1.8. Dalsza rozbudowa infrastruktury	12
1.1.9. Kontrakty na dostawy ropy naftowej	12
1.1.10. Kontrakty	13
1.2. Magazyny ropy i produktów ropopochodnych a bezpieczeństwo energetyczne	13
1.2.1. Rosnąca konkurencja ze strony krajów nadbałtyckich	13
1.2.2. Rezerwy strategiczne i infrastruktura magazynowa	14
1.2.3. Utrudnienia dla tworzenia rezerw paliwowych przez sektor prywatny	15
1.2.4. Sektor prywatny a rezerwy strategiczne – przykład UE, USA oraz międzynarodowych korporacji	16
1.2.5. Wnioski	18
1.3. Dywersyfikacja dostaw ropy naftowej do Polski	18
1.3.1. Ograniczenia dywersyfikacji	18
1.3.2. Przyczyny zakupu ropy naftowej z Rosji	19
1.3.3. Mechanizm kształtowania cen paliw w Polsce	19
1.3.4. Rezygnacja z dostaw z Rosji lub ich ograniczenie	20
1.3.5. Dyferencjał Brent i Urals	20
1.3.6. Trudności z dywersyfikacją związane z ceną surowca	20
1.3.7. Dostawy ze źródeł nierosyjskich a bezpieczeństwo ekonomiczne	21
1.3.8. Kierunki rozwoju	21
1.3.9. Podsumowanie	22
1.4. Rynek gazu w Polsce	23
1.4.1. Wielkość i wartość rynku	23
1.4.2. Infrastruktura	24
1.5. Alternatywne koncepcje źródeł energii	26
<b>Część druga – Biopaliwa – szanse i zagrożenia</b>	<b>27</b>
Wstęp do części drugiej	28
2.1. Analiza sytuacji w Polsce	29
2.1.1. Biopaliwo, czyli paliwo z biokomponentem	29
2.1.1.1. Biokomponenty wobec środowiska	29
2.1.1.2. Ekonomia biopaliw i OZE (odnawialne źródła energii)	30
2.1.1.3. Bioetanol, czyli bezwodny spirytus	30
2.1.1.4. Biodiesel – substytut oleju napędowego	31
2.1.1.5. Rzepak najlepszy na biodiesel	32
2.1.2. Polska: rys historyczny	33
2.1.2.1. Początki paliw z roślin	33
2.1.2.2. Wpływ krytyki medialnej na społeczny odbiór biopaliw	34

2.1.3. Polska: nowe ustawy	36
2.1.3.1. Ustawa o biokomponentach i biopaliwach ciekłych	36
2.1.3.2. Rozporządzenie jakościowe	39
2.1.3.3. Ustawa o ulgach podatkowych (rozporządzenie Ministra Finansów)	39
2.1.3.4. Kalendarium polskiej legislacji biopaliwowej	40
2.1.4. Biopaliwa w polsce	41
2.1.4.1. Bioetanol	41
2.1.4.2. Potrzebny będzie rzepak	42
2.1.4.3. Zainteresowanie produkcją biodiesla	43
2.1.4.4. Prognozy dla Polski	45
2.2. Analiza sytuacji na świecie	46
2.2.1 Inicjatywy i legislacja proekologiczna w ue	46
2.2.1.1. UE wobec biopaliw	46
2.2.1.2. Energia z biomasy	46
2.2.1.3. Generacje paliw ekologicznych	47
2.2.1.4. UE – Świat. Porozumienia handlowe i negocjacje	48
2.2.1.5. WPR i interesy rolników	48
2.2.2. Koncerny motoryzacyjne, naftowe o biopaliwach	49
2.2.2.1. ACEA i BEST	49
2.2.2.2. Koncerny samochodowe	49
2.2.3. Prognozy dla biopaliw na świecie	51
2.2.3.1. Światowi potentaci	52
2.2.3.2. Europa – popyt na biodiesel, nadpodaż bioetanolu	54
2.2.3.3. Azja stawia na bioetanol	58
2.2.3.4. „Zielony OPEC” w Afryce	59
Podsumowanie	60
Indeks skrótów	61
Słowniczek podstawowych pojęć	61
Rysunki, tabele, zestawienia, załączniki	61
Rysunki	61
Zestawienia	62
Tabele	62
Załączniki	62



## Uwagi wstępne

1. Podczas ostatniego krótkotrwałego załamania się dostaw ropy do polskich rafinerii przez rurociąg „Przyjaźń”, wywołanego konfliktem między Federacją Rosyjską a Białorusią, wiceminister gospodarki Piotr Naimski oficjalnie oświadczył, że bezpieczeństwo energetyczne kraju nie jest zagrożone. Rafinerie są w stanie w pełni zapewnić sobie dostawy surowca drogą morską, sprowadzając go przez gdański Naftoport. Deklaracja ta była pierwszym ważnym publicznym wystąpieniem potwierdzającym stan faktyczny, który trwał od lat. Zmodernizowany Naftoport – głównie m.in. dzięki opłatom za przeładunek ropy idącej przez Polskę z rurociągu „Przyjaźń” (rosyjskiej i kazachskiej)– i Port Północny o łącznej mocy przeładunkowej 34 mln ton były i są gwarancją bezpieczeństwa energetycznego kraju.
2. Ropa naftowa przesyłana tranzytem przez terytorium kraju stanowi rezerwę, do której można sięgnąć w skrajnych sytuacjach kryzysowych.
3. Szereg wydarzeń wskazuje na przeniesienie akcentów w strategii gospodarczej rządu Federacji Rosyjskiej i jej kompanii naftowych. Wydarzenia te mogą doprowadzić do zmniejszenia znaczenia rurociągu „Przyjaźń” i kierunku zachodniego dostaw surowca:
  - a. decyzja Transnieftu o niemodernizowaniu rurociągu „Przyjaźń”
  - b. zwiększenie zdolności przeładunkowych terminalu w Primorsku do 62 mln ton oraz decyzja o kolejnej rozbudowie o 50 mln ton (z obecnych ok. 60 mln ton) związana z planowaną budową drugiej nitki rurociągu do Primorska (BTS-II)<sup>1</sup>
  - c. zapowiedź zwiększenia eksportu surowca na Daleki Wschód do Chin lub Japonii, poprzez mający powstać na tym odcinku ropociąg
4. Realizacja powyższych projektów biznesowych może spowodować wzrost cen ropy sprowadzanej przez rosyjski system rurociągów. Zmniejszy się wtedy dyskont cenowy ropy URALS/REBCO w stosunku do innych gatunków surowca. Taką sytuację umożliwi głównie zwiększenie mocy przeładunkowych w rosyjskich portach. Dopiero w takiej sytuacji inne kierunki importu ropy naftowej zyskają na atrakcyjności, co z kolei może przyspieszyć uzasadnioną ekonomicznie dywersyfikację. A jak już wspomniano, szybka dywersyfikacja dostaw ropy naftowej jest technicznie możliwa ze względu na istnienie Naftoportu.
5. Państwowy PERN i Naftoport powinny jak najdłużej korzystać z okazji, jaką stwarza niższa cena ropy REBCO/URALS względem innych gatunków surowca. Zwiększenie przesyłu przez Polskę i tranzyt przez Gdańsk jest wskazane zarówno ze względów ekonomicznych (zyski z tranzytu), jak i politycznych (zwiększenie bezpieczeństwa energetycznego państwa).
6. Oprócz infrastruktury przesyłowej należy przede wszystkim stymulować budowę nowych zbiorników magazynowych na paliwa płynne i surowiec przy udziale inwestorów prywatnych. Rozbudowa infrastruktury magazynowej paliw potrzebna jest dla zwiększenia bezpieczeństwa energetycznego państwa (powstanie więcej rezerw strategicznych paliw i surowca), jak i ze względów ekonomicznych (bazy paliwowe potrzebne będą do prowadzenia operacji handlowych).
7. Jednocześnie w ostatnim okresie, mimo deklaracji o dywersyfikacji źródeł dostaw ropy naftowej, można było zaobserwować zwiększenie zależności największej polskiej rafinerii od dostaw surowca z koncernów naftowych kontrolowanych przez rosyjski skarb państwa. Podpisane zostały umowy długoterminowe, do 2011 roku, wiążące rafinerie z traderem dostarczającym ropę Rosnieftu.

**Maciej Gorzeliński**

Partner Zarządzający

MDI Strategic Solutions

**Rafał Kasprów**

Partner Zarządzający

MDI Strategic Solutions

<sup>1</sup> „Moskwa zrezygnowała z modernizacji rurociągu »Przyjaźń«, DI, PAP, 14.02.2007 r., www.pb.pl







## **Część pierwsza**

---

Bezpieczeństwo energetyczne,  
infrastruktura magazynowo-przesyłowa  
oraz dywersyfikacja dostaw ropy naftowej  
ze źródeł nierosyjskich

## 1.1. Polski rynek ropy naftowej

### 1.1.1. Wartość i wielkość rynku

#### PKN ORLEN

Po trzech kwartałach 2006 roku Grupa PKN Orlen osiągnęła 39 mld zł przychodów ze sprzedaży oraz ok. 2,3 mld zł zysku netto. Nowym elementem dla grupy była konsolidacja wyników Unipetrolu (rok wcześniej ta spółka nie należała jeszcze do Orlenu). Czeski koncern już w pierwszym kwartale miał 842 mln koron (116,5 mln zł) czystego zysku.<sup>2</sup> Zdolność głębokiego przerobu ropy przez PKN Orlen wynosiła w 2006 roku 13,8 mln ton, wobec 13,5 mln ton w 2005 roku.

#### LOTOS

Od lipca 2005 r. rafineria w Gdańsku po modernizacji przerabia 6 mln ton ropy rocznie. Zysk za 2005 r. to 930 mln. W pierwszych III kw. 2006 r. skonsolidowane przychody ze sprzedaży Grupy Kapitałowej LOTOS osiągnęły poziom 9 656,6 mln zł, to o 44,3% więcej niż w pierwszych III kw. 2005 r., zysk operacyjny wyniósł 720,1 mln zł – o 8,2% więcej.<sup>3</sup>

Rys. 1. Lokalizacja odkrytych złóż węglowodorów na tle rozmieszczenia koncesji Petrobaltic S.A.



Źródło: www.petrobaltic.pl

#### (Petrobaltic)

Grupa Lotos S.A. posiada 69% akcji spółki Petrobaltic i planuje eksploatację nowych złóż B8 i B23, których szacunkowe zasoby oceniane są na ok. 16 mln m<sup>3</sup> ropy. Początek eksploatacji na skalę przemysłową planowany jest na 2008 rok. Eksploatacja będzie trwała 10 lat. Zgodnie z założeniami strategii, Grupa Lotos do 2012 roku planuje zwiększyć wydobycie ropy naftowej na Morzu Bałtyckim z 300 tys. ton do 1 mln ton rocznie, a planowany przerób ropy w 2012 roku powinien osiągnąć poziom 10,5 mln ton rocznie wobec 6,0 mln ton w 2006 roku.

<sup>2</sup> www.orlen.pl; www.bankier.pl

<sup>3</sup> http://www.lotos.pl/

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.

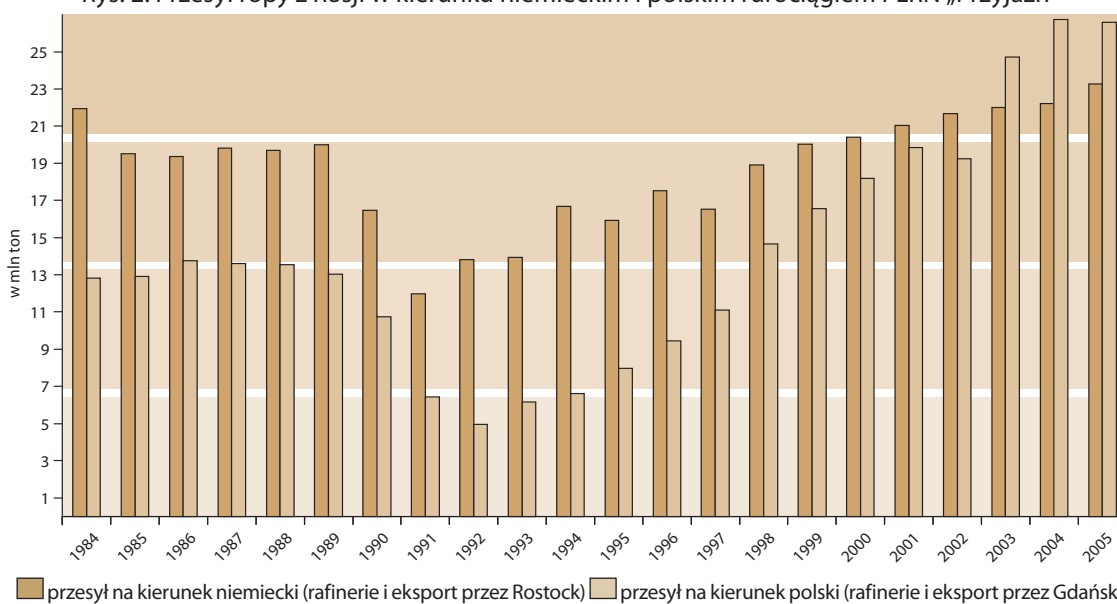
Dwa największe koncerny paliwowe w Polsce, PKN Orlen i Grupa Lotos, posiadają ponad 85% udziału w polskim rynku produkcji gotowych paliw. Resztę stanowi import paliw.

### 1.1.2. Infrastruktura, rurociąg „Przyjaźń”

Z Rosją łączy nas rurociąg „Przyjaźń” o mocach przesyłowych ok. 43 mln ton ropy (istnieje wykorzystywana obecnie możliwość zwiększenia przesyłu do ponad 51 mln ton w zależności od zastosowanych środków chemicznych, tzw. lubrykatów). 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>4</sup> Przedsiębiorstwo przetransportowało 49,9 mln ton surowca oraz 4,9 mln ton gotowych produktów. W 2005 roku przedsiębiorstwo przetransportowało rekordową ilość 51,1 mln ton ropy naftowej. Spółka osiągnęła w 2005 roku 581,2 mln zł przychodu z działalności operacyjnej.<sup>5</sup> W związku ze zwiększonymi nakładami inwestycyjnymi w 2005 roku (650 mln w porównaniu z 250 mln zł w 2004 r.) zysk netto wyniósł prawie 112 mln zł.<sup>6</sup> Stabilny, dynamiczny rozwój polskiej gospodarki pozytywnie wpływa na koniunkturę na rynku paliwowym.

W pierwszym półroczu 2006 r. PERN „Przyjaźń” S.A. osiągnęła 298 mln zł przychodu oraz 62,6 mln zł zysku netto, który był aż o 21,5% większy w porównaniu z analogicznym okresem roku poprzedniego. 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 dostawy 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. 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 osiągnięcia tak nadzwyczajnych zysków i dały możliwość inwestowania w modernizację i rozbudowę infrastruktury.

Rys. 2. Przesył ropy z Rosji w kierunku niemieckim i polskim rurociągiem PERN „Przyjaźń”



Źródło: Transnieft

4 Rzeczpospolita, Lista 500, 2004 rok

5 <http://www.lotos.pl/>

6 Puls Biznesu, 06.06.2005 r. W PERN „Przyjaźń” przesył ropy i paliw w 2005 r. na poziomie z zeszłego roku

### 1.1.3. Modernizacja infrastruktury a bezpieczeństwo energetyczne – przykład awarii instalacji Prudhoe Bay i ropociągu „Przyjaźń”

Kluczowym dla bezpieczeństwa energetycznego państwa jest stan techniczny infrastruktury przesyłowej. Dla dobrego zilustrowania tego faktu przedstawiamy dwa przykłady awarii ropociągów: rurociągu koncernu BP na Alasce i rurociągu „Przyjaźń I” w Rosji. Pierwszy przykład pokazuje również, jak funkcjonowanie instalacji przesyłowej może przekładać się bezpośrednio na ceny surowca na rynku.

#### a) Awaria instalacji wydobywczej koncernu BP w Prudhoe Bay na Alasce

Awaryje rurociągów są jedynymi z najpoważniejszych utrudnień w dostawach ropy naftowej. Rurociąg w rejonie Prudhoe Bay, o podobnym do „Przyjaźni” okresie eksploatacji, doznał poważnej usterki. Ze względu na wykryty przeciek w rurociągu (4-5 baryłek) koncern BP zdecydował się na tymczasowe zamknięcie części swoich instalacji wydobywczych w rejonie Prudhoe Bay. Inspekcja wykazała, że korozja zniszczyła od 70 do 81% grubości ściany rurociągu. Usunięcie awarii wymaga wymiany szesnastu z dwudziestu dwóch mil rurociągu w Prudhoe Bay. Koncern zapowiedział zakończenie prac remontowych do stycznia 2007 roku.

Zamknięcie instalacji jest w znacznym stopniu ruchem wyprzedzającym, mającym zapobiec większym zniszczeniom i stratom. Wcześniej z ropociągu operowanego przez BP na Northern Slope wyciekło 200 000 galonów ropy.<sup>7</sup>

Złoża BP w Prudhoe Bay dają około 8% dziennego wydobycia ropy w USA (ok. 400 000 baryłek dziennie). Stanowi to 2,6% wszystkich dostaw ropy na rynek USA, włącznie z importem. Na wiadomość o zamknięciu instalacji, ceny ropy wzrosły tego dnia na giełdzie towarowej w Nowym Jorku o 1,59 dolara – do 76,35 dolara za baryłkę. Wzrosły także o ponad 4 centy hurtowe ceny benzyny – do 2,27 dolara za galon (1 galon – 3,75 litra).<sup>8</sup>

#### b) Awaria ropociągu „Przyjaźń I”

Wyciek ropy z rurociągu „Przyjaźń I” na odcinku między Briańskiem w Rosji a Nowopołockiem na Białorusi obniżył poziom ciśnienia w magistrali, na skutek czego od 29 lipca surowca (250 000 baryłek dziennie) naftociągami nie otrzymuje Mazeikiu Nafta (Możejki) – rafineria na Litwie, którą przejął polski PKN Orlen.

Rafineria w Możejkach sprowadza surowiec przez terminal w Butyndze nad Morzem Bałtyckim. Awaria nie wpłynęła natomiast na zaopatrzenie w ropę rafinerii w Nowopołocku.

Rosyjski urząd federalny nadzorujący stan techniczny m.in. rurociągów, Rostekhnadzor, stwierdził, że większość rosyjskich rurociągów (zarówno gazowych i naftowych) jest w opłakanym stanie technicznym i wymaga modernizacji. Większość tych instalacji została wybudowana w latach 60. i 70. ubiegłego wieku, 40% rur ma ponad 30 lat i jest podatna na korozję. Okres eksploatacji rurociągu – zgodnie z normami obowiązującymi w branży – wynosi 30 lat.<sup>9</sup> „Przyjaźń I” ma 42 lata. Ponadto magistrala została wykonana z metali, które dzisiaj są zabronione. Polski odcinek rurociągu podobnie jak reszta magistrali wymaga gruntownej rozbudowy i modernizacji.<sup>10</sup> W ubiegłym roku w samej Rosji wydarzyło się ponad 30 awarii rurociągów, głównie z powodu korozji oraz działań sił natury.

Wstrzymanie dostaw surowca do rafinerii w Możejkach stawia pod znakiem zapytania poziom rentowności inwestycji PKN Orlen w litewską rafinerię. Instalacja jest w stanie funkcjonować i przynosić dochody z rafinacji surowca dostarczonego drogą morską z Primorska, lecz koszt transportu morskiego spowoduje, że inwestycja może stać się mniej rentowna, niż zakładano.

7 DJ BEFORE THE BELL: BP Down 2% On Alaska Oil Field Shutdown (DowJonesNewswires, pr/07.08.2006 r., Onet.pl)  
8 PAP, pr /07.08.2006 r. Onet.pl 19:37, „Koncern BP »szarpnął« światowym rynkiem”  
9 Reuters (02.11.2006 r.). „Russia's pipelines are worn out-standards agency”, Tanya Mosolova  
10 www.pb.pl (Reuters), 16.08.2006 r. „Transneft nie planuje stałego odcięcia Możejki od dostaw ropy”; (PAP)  
„Rosja może zrezygnować z tłoczenia rurociągiem ropy na Litwę”

#### 1.1.4. Modernizacja i rozbudowa polskiego odcinka ropociągu „Przyjaźń”

Przykład skutków awarii ropociągu na Alasce oraz odcinka „Przyjaźń I” pokazuje, jak ważne jest utrzymywanie prawidłowo działającej infrastruktury paliwowej. Dlatego zwiększenie przepustowości polskiego odcinka ropociągu „Przyjaźń” jest niezbędne, jeśli płynąca nim ropa ma tworzyć swojego rodzaju rezerwę paliwową państwa. Na skutek konfliktu między inwestorem (PERN) a wykonawcą (konsorcjum Prochem-Megagaz) budowa trzeciej nitki ropociągu „Przyjaźń” utknęła w martwym punkcie. Od rozwiązania kontraktu z wykonawcą w dniu 10 listopada 2005 r. PERN sam budował trzecią nitkę rurociągu. Przez dziesięć miesięcy wybudowano 17 km magistrali ze 117 zaplanowanych. Takie działania ze strony PERN należy uznać za całkowicie nieefektywne i nie zwiększające bezpieczeństwa energetycznego państwa.

#### 1.1.5. 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>11</sup> Stanowi to blisko dwukrotność rocznego 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 r. 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. 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.

Ponadto realne staje się przejście dużej części lub nawet całości ropy płynącej przez Naftoport, przez porty w Primorsku i Nachodce oraz po uruchomieniu by-passów na cieśninie Bosfor również przez Noworosyjsk. **PERN i Naftoport będą musiały stoczyć ostrą walkę cenową, aby utrzymać chociaż część tranzytu.**

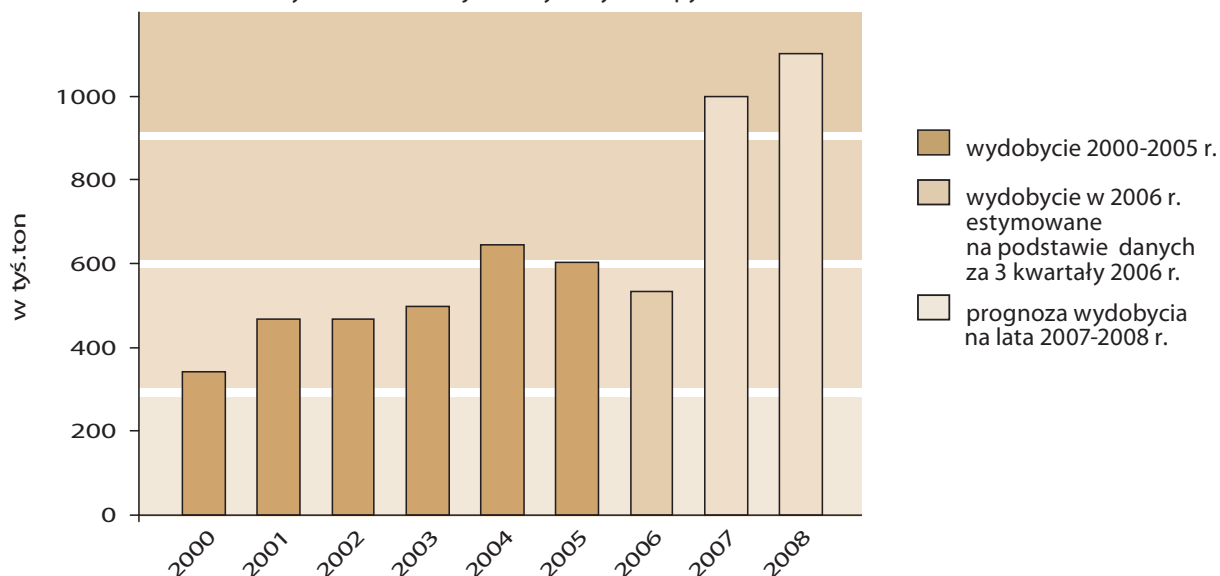
#### 1.1.6. Rozwój „Naftoportu”

Przez większość lat 90. Naftoport praktycznie nie był wykorzystywany, a jego infrastruktura nie była modernizowana. Obecnie dzięki zyskom uzyskanym z przeładunku ropy płynącej przez Polskę tranzytem infrastruktura Naftoportu uległa istotnej modernizacji, poważnie wzmacniając pozycję Naftoportu na Bałtyku. Istotną zmianą na korzyść Naftoportu było wprowadzenie do niego (w sierpniu 2003 roku) 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 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 (blisko 30%) przeznaczonej na tranzyt w celu pokrycia niedoboru polskich rafinerii. Drugim przykładem może być mające miejsce na początku tego roku wstrzymanie transportu ropy naftowej przez Białoruś i dostarczenie kilkuset tysięcy ton przez J&S na potrzeby polskich rafinerii. Warto zaznaczyć, że w obu przypadkach ropa nie była własnością polskich rafinerii.

### 1.1.7. Cysterny i wydobycie własne

Cysternami kolejowymi można dostarczyć blisko 9 mln ton surowej ropy lub gotowego produktu. PGNiG szacuje krajowe zasoby ropy na poziomie 26,1 mln ton. Wydobycie ropy naftowej ze złóż krajowych w 2005 roku wynosiło 602,3 tys. ton.<sup>12</sup> Zakładane jest zwiększanie wydobycia, chociaż prognoza wydobycia w 2008 roku, zgodnie z prospektem emisyjnym, uległa zmianie z 1,4 na 1,1 mln ton ropy.<sup>13</sup>

Rys. 3. PGNiG krajowe wydobycie ropy w latach 2000-2008 r.



Źródło: opracowanie własne na podstawie www.pgnig.pl

Jak wynika z wykresu, prognozy PGNiG są bardzo ambitne. Ostatnie zmniejszenie prognozowanej ilości wydobycia w 2008 r. ma związek z informacjami dotyczącymi faktycznych wielkości złóż ropy w Polsce (okazały się mniejsze, niż przewidywano).

### 1.1.8. Dalsza rozbudowa infrastruktury

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 duża część ropy (tzw. kaspijskiej) będzie również płynąć po terytorium Rosji** i aby dopłynąć tankowcem do Odessy, musi być załadowana w rosyjskim porcie Noworosyjsk. Zdaniem ministra energetyki Ukrainy, Jurija Bojko, w 2010 roku Azejdberdżan będzie przysyłał przez Ukrainę do Europy 6 do 7 mln ton ropy. Jest to ambitna perspektywa, ale w świetle wielokrotnych wcześniejszych wypowiedzi co do terminu uruchomienia tej drogi transportu ropy oraz faktycznego tempa prac, wydaje się, że ten termin również może nie być dotrzymany.<sup>14</sup>

### 1.1.9. Kontrakty na dostawy ropy naftowej

W wypadku istniejących umów na dostawy ropy naftowej sytuacja polskiego rynku jest inna niż w wypadku gazu. Otóż w chwili obecnej w ramach takich umów zakontraktowane jest ok. 80% 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 tę ropę bez przeszkód technicznych.** Stwarza to też realną możliwość konkurencji cenowej pomiędzy dostawami z Rosji i firmami handlującymi lub wydobywającymi ropę w innych rejonach świata.

Grupa Lotos jest zainteresowana dywersyfikacją źródeł dostaw ropy. W związku z tym przeprowadza zmiany technologiczne, przystosowujące rafinerię do przerobu wysokosiarkowych oraz ciężkich gatunków ropy i uzyskiwania z nich wysokiej jakości produktów.

12 <http://www.pgnig.pl/>

13 <http://www.pgnig.pl/>

14 [www.wnp.pl](http://www.wnp.pl)

W październiku i grudniu 2006 roku rafineria w Gdańsku odebrała dwie dostawy ropy drogą morską. Do portu w Gdańsku przyplłynęły dwa tankowce z ropą od Kuwait Petroleum Corporation, każdy z milionem baryłek w zbiornikach. Obie dostawy miały charakter testowy. Wybór ropy KEC jest zgodny z kierunkiem rozwoju technologicznego rafinerii Grupy Lotos i jeśli okaże się, że surowiec może być przerabiany przez rafinerię w Gdańsku (ropa z Kuwejtu jest cięższa i bardziej zaszarczona), podpisany zostanie kontrakt długoterminowy.<sup>15</sup> Nie jest do końca znana ekonomika takich dostaw. Niektóre źródła mówią o wzroście kosztów zakupu nawet o 10-15 % w stosunku do Uralsu.

#### 1.1.10. 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 8 mln ton rocznie. Ropa kupowana przez J&S pochodzi od ponad 20 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 przez określony umową czas. Zobowiązanie to jest zabezpieczone nieodwoływalną gwarancją bankową, wystawioną przez tzw. A-class bank.
- Petroval – umowa nie wykonywana. Ropa Petrovalu pochodziła od Jukosu. Obecnie złoża w Jugańsku, stanowiące główne zasoby Jukosu, zostały przejęte przez Rosneft. W ostatnim czasie doszło do ugody między PKN Orlen i syndykiem masy upadłościowej Jukosu. PKN Orlen zrezygnował z roszczeń opiewających na kwotę ok. 110 mln dolarów, co najprawdopodobniej jest efektem porozumienia, do jakiego doszło między PKN Orlen a Rosneft. (wcześniej PKN Orlen podpisał umowę na dostawę ropy z Petraco Oil, pośrednikiem Rosneftu). W efekcie Orlen nie tylko zrezygnował z roszczeń o 110 mln dolarów, ale również zwiększył uzależnienie od dostaw z Rosji.
- Petraco – 3,36 mln ton. Ropa pochodzić będzie ze złóż Rosneftu, czyli kontrolowanej w pełni przez Kreml spółki, której pozycja opiera się na przejętych złożach ropy, dawniej należących do Jukosu – w tym największego Jugańska. Umowa będzie obowiązywać do końca 2011 roku z możliwością przedłużenia o rok. Gwarancje finansowe: 200 tys. euro, w postaci nieodwoływalnej akredytywy bankowej.<sup>16</sup>

Przez „dobrze zabezpieczone” umowy stałe należy rozumieć, że wszystkie dostawy będą zabezpieczone w taki sposób, iż w przypadku niewywiązania się dostawcy istnieje natychmiastowa i nieodwoływalna 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.**

## 1.2. Magazyny ropy i produktów ropopochodnych a bezpieczeństwo energetyczne

### 1.2.1. Rosnąca konkurencja ze strony krajów nadbałtyckich

Litwa, Łotwa i Estonia intensywnie powiększają swoje możliwości magazynowania ropy naftowej i paliw płynnych. Przy nabrzeżach powstaje wiele zbiorników paliwowych, które zwiększają atrakcyjność nadbałtyckich portów pod względem komercyjnym, jak również podnoszą poziom bezpieczeństwa energetycznego tych krajów (część surowca i paliw musi być utrzymywana przez firmy komercyjne).

Polskie porty, a w szczególności słabnące pod względem konkurencyjnym Szczecin i Gdynia, straciły na atrakcyjności dla firm paliwowych na rzecz portów na Litwie, Łotwie i Estonii. Polska może całkowicie stracić swoją szansę stania się kluczowym punktem tranzytowym dla surowców energetycznych. Istniejące instalacje paliwowe powinny być wykorzystywane nie tylko do zaspokojenia zapotrzebowania energetycznego Polski. Skarb państwa mógłby pośrednio lub bezpośrednio czerpać jeszcze większe zyski z tranzytu ropy i produktów ropopochodnych. Rozbudowa powierzchni magazynowej dla paliw płynnych i ropy naftowej byłaby szczególnie dobra dla dalszego rozwoju Portu Gdańskiego, który jest wystarczająco głęboki, by wpływały do niego największe zbiornikowce.

Rosnąca konkurencja na rynku tranzytu surowców energetycznych ze strony państw nadbałtyckich, jak i rozbudowy rosyjskich rurociągów na Daleki Wschód, jest nie tylko groźna ze względów komercyjnych. Wkrótce mogą zostać podpisane bilateralne europejskiej umowy o składowaniu rezerw paliwowych. Wtedy producenci oraz firmy handlowe nie będą zobligowane do składowania obligatoryjnych rezerw paliwowych w kraju, gdzie prowadzą działalność, lecz będą mogły składować zapasy paliwowe w krajach ościennych. „Migracja” zapasów strategicznych za granicę będzie wtedy postępować z dwóch powodów – ze względu na brak atrakcyjnych lokalizacji na zapasy (tzn. blisko instalacji przeladunkowych i rurociągów) lub ze względu na niższe koszty magazynowania produktów ropopochodnych lub surowca.

### 1.2.2. Rezerwy strategiczne i infrastruktura magazynowa

Według norm unijnych i polskiej Ustawy o rezerwach państwowych oraz zapasach obowiązkowych paliw (DzU z 2003 r. nr 24, poz. 197, art. 15) konieczne jest utrzymanie rezerw paliw i/lub ropy na 90 dni. Za nadzór nad rezerwami paliwowymi i surowcowymi odpowiedzialna jest państwowa Agencja Rezerw Materiałowych. Obowiązek składowania rezerw paliwowych spoczywa na agencji, a także na prywatnych firmach paliwowych, które zobowiązane są do składowania części swoich produktów lub surowca.

Polska ma czas do 2008 roku na dostosowanie się do wymagań UE w zakresie rezerw paliwowych. Rada Ministrów przyjęła 29 listopada br. opracowany przez Ministerstwo Gospodarki nowy projekt ustawy „o zapasach ropy naftowej, produktów naftowych i gazu ziemnego oraz zasadach postępowania w sytuacjach zagrożenia bezpieczeństwa paliwowego państwa oraz przy wypełnianiu zobowiązań międzynarodowych w sytuacjach zakłóceń na rynku naftowym”. Ustawa będzie podstawą prawną do spełnienia norm wyznaczonych przez Międzynarodową Agencję Energetyczną<sup>17</sup> (IEA), o członkostwo w której Polska się ubiega.

Poziom obecnie utrzymywanych przez ARM zapasów w ramach państwowych rezerw gospodarczych wynosi około 675 tys. ton ropy naftowej oraz około 60 tys. ton produktów gotowych, a roczne koszty związane z ich utrzymywaniem wynoszą około 60 mln zł.

Szacowany koszt utworzenia dodatkowej ilości zapasów wyniesie ok. 260 mln zł.<sup>18</sup> Coroczny koszt związany z utrzymywaniem tej dodatkowej ilości zapasów państwowych w roku 2007 i latach następnych wyniesie ok. 15,5 mln zł.

Wprowadzona ustawą zmiana sposobu obliczania wewnętrznej konsumpcji, polegająca na zmianie zakresu towarów w nią wliczanych, spowoduje wzrost podstawy, od której obliczane będą zapasy obowiązkowe o ok. 4,44 mln ton. Wielkość ta została obliczona jako różnica między ilością sprowadzonej w ramach przywozu ropy naftowej i produktów naftowych a wielkością konsumpcji produktów wymienionych w trzech grupach produktów, od których tworzone są zapasy obowiązkowe w chwili obecnej.

Dla sektora naftowego, a w praktyce dla producentów oraz handlowców zajmujących się przywozem ropy naftowej i paliw, oznacza to obowiązek dodatkowego utworzenia i utrzymywania zapasów obowiązkowych w wysokości ok. 980 tys. ton ropy naftowej od roku 2007 i dodatkowych 40 tys. ton od roku 2008. Koszty związane z utworzeniem tej ilości zapasów obowiązkowych szacuje się na ok. 1400 mln zł łącznie do końca roku 2008. Szacunkowe coroczne koszty związane z utrzymywaniem tej dodatkowej ilości zapasów obowiązkowych ropy naftowej to ok. 77 mln zł rocznie.

Do podanych powyżej kosztów należy doliczyć koszt budowy zbiorników przeznaczonych na utrzymywanie zwiększonej ilości zapasów obowiązkowych, szacowany na ok. 770 mln zł. Koszty związane z budową zbiorników rozłożą się między przedsiębiorców budujących zbiorniki na potrzeby utrzymywania własnych zapasów oraz na przedsiębiorców świadczących usługi magazynowania.<sup>19</sup>

Z punktu widzenia państwa – im więcej zbiorników, tym lepiej. Niezależnie od tego, kto by je zbudował i kto by był ich właścicielem. Wystarczy, żeby państwo wymagało i egzekwowało od firm paliwowych tworzenia rezerw paliw płynnych i ropy naftowej. Część zbudowanych przez firmy zbiorników powinna być wykorzystywana do składowania rezerw strategicznych paliw i ropy naftowej.

17 [www.iea.org](http://www.iea.org)

18 Szacunek kosztów dokonano przy założeniu, że dodatkowe zapasy wynikające ze zmiany sposobu obliczania średniej dziennej konsumpcji wewnętrznej tworzone będą w postaci ropy naftowej

19 Ocena Skutków Regulacji – [www.mgip.gov.pl](http://www.mgip.gov.pl)



Skutki pożaru w Możejkach, a w szczególności awaria możejskiego odcinka ropociągu „Przyjaźń”, pokazały, że również w Polsce może zdarzyć się kryzys energetyczny spowodowany czynnikami zewnętrznymi. Tworzenie większych rezerw strategicznych paliw płynnych i ropy leży bezwzględnie w interesie państwa polskiego. Budowanie i zarządzanie zbiornikami przez firmy prywatne jest korzystne dla państwa ze względów finansowych – zachęcenie firm prywatnych do budowy terminali i magazynów paliwowych poprzez umożliwienie im budowy tych obiektów w dobrych lokalizacjach (tzn. blisko infrastruktury przeładunkowo-tranzytowej) przetrzeć część kosztów tworzenia powierzchni magazynowej ze skarbu państwa na prywatnych przedsiębiorców. W zamian za możliwość wybudowania zbiorników w tych lokalizacjach firmy musiałyby część zbiorników wykorzystać na składowanie rezerw strategicznych.

W okolicach portów przeładunkowych w Polsce jest miejsce, by wybudować wystarczająco dużo zbiorników do podniesienia rezerw strategicznych do poziomu określanego przez ustawodawstwo unijne. Przestrzenie pod powierzchnie magazynowe znajdują się w Gdańsku, Gdyni i Szczecinie – w Siarkopolu, Naftobazach, Porcie Północnym.

Lokalizacje te są wyjątkowo atrakcyjne dla firm paliwowych, gdyż znajdują się blisko instalacji przesyłowych i przeładunkowych, co pozwalałoby firmom wykorzystywać je do celów komercyjnych. Państwowi operatorzy terminali i rurociągów zarabialiby na przesyłce ropy i produktów ropopochodnych, a skarb państwa na opłatach i podatkach.

Bliskość magazynów i instalacji przeładunkowych jest też korzystna z punktu widzenia bezpieczeństwa energetycznego państwa – w razie kryzysu paliwowego szybko, łatwo i taniej będzie można uruchomić rezerwy strategiczne, niż gdyby znajdowały się one w miejscach z mniej rozwiniętą infrastrukturą przeładunkowo-tranzytową.

### 1.2.3. Utrudnienia dla tworzenia rezerw paliwowych przez sektor prywatny

Prywatne firmy paliwowe (które nie mają skarbu państwa wśród swoich udziałowców) napotykają na duże trudności w budowaniu infrastruktury magazynowej na terenach portowych w okolicy istniejących instalacji paliwowych.

Z jednej strony, mimo dużej przejrzystości swoich działań oraz chęci zainwestowania dużych pieniędzy z obopólną korzyścią dla nich i dla skarbu państwa, firmy prywatne napotykają na dużą nieufność i brak pomocy ze strony administracji rządowej.

Z drugiej strony, spotykają się z obstrukcją ze strony innych firm, do których należą ww. grunty, a które obawiają się konkurencji.

Negatywne skutki niedopuszczenia firm bez udziału skarbu państwa do budowy zbiorników w okolicach istniejących terminali paliwowych mogą być następujące:

- Wzrost cen paliw (wyższe koszty transportu wynikające z gorszej lokalizacji zbiorników, tzn. bardziej oddalonej od infrastruktury przeładunkowo-przesyłowej).
- Przeniesienie części działalności i inwestycji za granicę. Nowe zbiorniki/magazyny będą powstawać w rejonach przygranicznych krajów ościennych (Niemcy, Słowacja, Litwa, Łotwa, Estonia), co spowoduje: - zmniejszenie ilości magazynowanych paliw w Polsce, - zmniejszenie wpływów do kasy polskich regionów z tytułu opłat wynikających z działalności firm w danym miejscu, - zmniejszenie przychodów państwowych operatorów terminali paliwowych i rurociągów.

#### 1.2.4. Sektor prywatny a rezerwy strategiczne – przykład UE, USA oraz międzynarodowych korporacji

##### *Strategiczne rezerwy paliwowe w Unii Europejskiej*

Kraje Unii Europejskiej zobligowane są do stworzenia i utrzymywania 90-dniowych rezerw ropy naftowej oraz produktów ropopochodnych na podstawie dyrektyw 68/414/EEC oraz 98/93/EC.

Wedle ostatnich ogólnodostępnych danych, większość krajów „starej Europy” spełnia normy ww. dyrektyw. Tylko Włochy i Austria wedle danych za ostatni kwartał nie spełniały norm (w tym Austria zaledwie nieznacznie). Z kolei wśród krajów „nowej Europy” tylko Słowenia i Czechy stworzyły rezerwy paliw i ropy na min. 90 dni.<sup>20</sup> Podobnie jak w innych krajach polskie rezerwy paliwowe składają się na:

- zapasy państwowe tworzone przez Ministra Gospodarki, a utrzymywane przez Agencję Rezerw Materiałowych,
- zapasy obowiązkowe tworzone przez producentów i handlowców ropy naftowej i paliw.

Poszczególne kraje Unii różnie zarządzają zapasami paliw, jednak żaden z systemów nie wyklucza prywatnego sektora z magazynowania zapasów (nawet tych zakupionych w ramach państwowego budżetu). Faktycznie zapasy paliwowe przechowywane są często w znacznej części w instalacjach należących do prywatnych przedsiębiorstw oraz okresowo wymieniane poprzez transakcje kupna/sprzedaży zawarte z wiarygodnymi firmami handlującymi tego typu surowcami.

##### *Francja*

We Francji spółka SAGESS (Société Anonyme de Gestion de Stocks de Sécurité) jest odpowiedzialna za tworzenie i zarządzanie rezerw paliwowych wedle wytycznych komitetu CPSSP (Comité Professionnel des Stocks Stratégiques Pétroliers<sup>21</sup>). Komitet CPSSP składa się z trzynastu członków (dziewięciu wybranych przez różne organizacje zrzeszające firmy paliwowe, dwóch członków niezależnych oraz dwóch z rekomendacji Ministerstwa Finansów i Gospodarki), państwowego kontrolera oraz komisarza Departamentu Energetyki Ministerstwa Gospodarki (DIREM) z Ministerstwa Gospodarki. Udziałowcami SAGESS są prawie wszystkie firmy francuskiego sektora paliwowego (udziałowcy reprezentują ok. 95% całego francuskiego rynku). SAGESS posiada tylko jeden własny magazyn paliwowy (36 tys. m<sup>3</sup> – 32,4 tys. ton) – 99% rezerw składowana jest u partnerów handlowych. SAGESS korzysta z blisko 140 magazynów należących do ok. 50 różnych firm, z których większość to akcjonariusze SAGESS, u których składowane jest mniej więcej 80% zapasów. Przemieszczenie zapasów na terenie kraju odbywa się przez kontrakty „swapowe” między stronami.<sup>22</sup>

##### *Holandia*

Holenderska agencja COVA (Centraal Orgaan Voorraadvoorming Aardolieprodukten) jest niezależna od producentów i handlowców (w zarządzie agencji nie ma przedstawicieli branży), działa jako fundacja i jej działalność nie podlega opodatkowaniu. Rada nadzorcza wybierana jest przez Ministra Gospodarki, a przewodniczącym jest Dyrektor Departamentu Energetyki. Fundacją zarządza dwuosobowy zarząd. COVA wybiera firmy, które startują do przetargów na kupno, sprzedaż lub uzupełnienie rezerw paliwowych. Obecnie połowę rezerw paliwowych COVA to ropa naftowa, a druga połowa to produkty ropopochodne. Oprócz silnie kontrolowanych przez państwo rezerw utrzymywanych przez COVA ok. 1/3 wszystkich holenderskich rezerw jest utrzymywanych przez rafinerie<sup>23</sup>.

##### *Republika Federalna Niemiec*

W Niemczech agencją odpowiedzialną za rezerwy paliwowe jest spółka EBV (Erdoelbevorratungsverband), której akcjonariuszami jest ponad 100 firm niemieckiego sektora paliwowego (wszystkie rafinerie i firmy handlujące ropą i produktami ropopochodnymi). W skład dziewięcioosobowej rady nadzorczej spółki wchodzi trzech przedstawicieli rządu federalnego, trzech przedstawicieli rafinerii oraz trzech reprezentantów firm handlowych. Rada nadzorcza wybiera dwuosobowy zarząd spółki. W przeciwieństwie do holenderskiego COVA, EBV pozwala większym firmom paliwowym na udział w kontraktach na magazynowanie oraz uzupełnienie zapasów. Zazwyczaj są to kontrakty długoterminowe – nawet do 15 lat.

20 ec.europa.eu/energy

21 www.cpssp.fr

22 www.sagess.fr

23 Prezentacja szefa COVA – Henrika Jana Beverdama www.iea.org/textbase/work/2002/zord/beverdam.pdf

W 2005 roku federalne rezerwy paliw wynosiły ok. 13,4 mln ton ropy naftowej i 11,8 mln ton produktów ropopochodnych. EBV składowuje ropę naftową głównie w podziemnych zbiornikach. Co ciekawsze mniej niż połowa ropy składowana jest w podziemnych magazynach należących do spółki EBV. Reszta podziemnych magazynów należy do stron trzecich. Produkty ropopochodne magazynowane są w zbiornikach naziemnych, część z nich za granicą, w krajach, z którymi Niemcy mają podpisane dwustronne porozumienia o składowaniu rezerw strategicznych (Holandia, Belgia, Włochy i Francja). Podobnie rzecz się ma w niektórych krajach Unii Europejskiej.

Faktycznie jednak rezerwy były wyższe niż podane wcześniej 25,2 mln ton, gdyż przedsiębiorstwa i rafinerie magazynują surowiec i produkty we własnym zakresie.<sup>24</sup> Większość rezerw ropy naftowej realizowanych w ramach EBV składowana jest w okolicach Wilhelmshaven ze względu na bliskość portowych terminali przeładunkowych oraz połączenie z krajowym systemem ropociągów.

### **Stany Zjednoczone**

Stany Zjednoczone posiadają największe rezerwy ropy naftowej na świecie. W 2005 r. wyniosły one ponad 1 008 mln baryłek (ok. 144 mln ton) – jedna trzecia (96,7 mln ton) składowana była przez sektor prywatny.<sup>25</sup> Dwie trzecie amerykańskich rezerw surowej ropy to tzw. rezerwy strategiczne (Strategic Petroleum Reserve). Rezerwy te obejmują również składy ropy naftowej poza Stanami Zjednoczonymi objęte zagranicznymi lub komercyjnymi umowami o magazynowaniu surowca.

Nawet amerykańskie rezerwy strategiczne, które są kupowane z budżetu federalnego i składowane w podziemnych jaskiniach solnych, są zarządzane przez prywatną korporację DynMcDermott Petroleum Operations Company, która powstała specjalnie do zarządzania tymi zasobami.

DynMcDermott jest korporacją korzystającą z synergii czterech prywatnych firm, które są jej udziałowcami: DynCorp – kupioną w 2003 r. przez Computer Sciences Corporation (CSC); nowoorleańską International Matex Tank and Terminals (IMTT), McDermott International oraz Jacobs Engineering. DynMcDermott zarządza i utrzymuje magazyny rezerw strategicznych oraz ich system rurociągowy na zlecenie Departamentu ds. Energii.<sup>26</sup>

### **Międzynarodowe korporacje**

Dobrym przykładem działalności firm prywatnych w sektorze portowych terminali i magazynów paliwowych na skalę międzynarodową jest holenderska firma Royal Vopak (notowana na giełdzie w Amsterdamie, przychód w 2005 roku: EUR 683.6 mln, zysk netto: EUR 93.2 mln, 3,433 pracowników), która posiada 75 terminali w 30 krajach o łącznej pojemności 20 mln m<sup>3</sup> (18 mln ton)<sup>27</sup>.

Większością instalacji Vopak zarządza poprzez spółki w całości zależne od korporacji, ale czasami zawiera również spółki joint venture do budowy terminali. Na przykład spółki, do których należą terminale w Hiszpanii (Terquimsa Barcelona, Terquimsa Tarragona) i Estonii (Pakterminal, port Muurga), tylko w 50% należą do Holendrów. Podobne joint venture działają w Chinach, Tajlandii.

**Ustawowy zapis o obowiązku tworzenia przez producentów i handlowców zapasów ropy naftowej i paliw wskazywałby, że w interesie państwa leży wspieranie rozwoju prywatnych baz paliwowych chociażby ze względu na to, że częściowo tworzą one rezerwy paliwowe państwa. Dlatego na całym świecie dopuszcza się firmy prywatne do rozbudowy lub tworzenia nowych terminali portowych i magazynów paliwowych w dogodnych dla ich rozwoju i utrzymania lokalizacjach.**

24 <http://www.verivox.de/News/ArticleDetails.asp?aid=10952>

25 [www.eia.doe.gov](http://www.eia.doe.gov)

26 [www.spr.doe.gov](http://www.spr.doe.gov)

27 [www.vopak.com](http://www.vopak.com)

### 1.2.5. Wnioski

Na przykładzie zarówno Stanów Zjednoczonych, jak i poszczególnych państw Unii Europejskiej widać, że dla zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego wskazane jest zaangażowanie sektora prywatnego w rozbudowywanie rezerw strategicznych paliw płynnych (zarówno ropy naftowej, jak i produktów ropopochodnych). Składowanie surowców energetycznych i produktów przez prywatne firmy w niczym nie wyklucza, a jedynie uzupełnia wiodącą rolę państwa w tym segmencie rynku energetycznego. Umiejętne stymulowanie firm prywatnych w rozbudowę baz paliwowych nie zaszkodzi, a może jedynie poprawić poziom bezpieczeństwa energetycznego państwa. Większa baza paliwowa na terenie kraju oznacza automatycznie większe rezerwy surowca i paliw.

Rząd (bezpośrednio lub za pośrednictwem spółek skarbu państwa, do których należą grunty) może udzielać pozwolenia na budowę wyłącznie tym firmom, które udostępnią część swoich zbiorników (np. 30%) na rezerwy obowiązkowe, z góry zagwarantują dostępność zbiorników przez określony czas (np. 20 lat) i wynajmą po preferencyjnej cenie (stała cena plus inflacja).

Innym rozwiązaniem jest dzierżawienie prywatnym spółkom zbiorników wybudowanych przez firmy państwowe. Zapewni to kontrolę właścicielską spółkom skarbu państwa, a jednocześnie pozwoli im zarabiać na dzierżawie instalacji, co w dłuższej perspektywie pokryje koszty budowy. Jednocześnie prywatne spółki będą zobligowane do utrzymywania w tych zbiornikach zapasów paliwa, co podniesie poziom bezpieczeństwa energetycznego państwa.

Alternatywnym i kompleksowym rozwiązaniem byłoby stworzenie spółki akcyjnej, w której udziały będą mieć podmioty rynku paliwowego oraz skarb państwa (bezpośrednio lub za pośrednictwem np. Agencji Rezerw Materiałowych), która będzie odpowiadać za tworzenie i zarządzanie rezerwami strategicznymi (na wzór francuskiej SAGESS lub niemieckiego EBV). Skarb państwa miałby decydujący wpływ na przebieg i kontrolę inwestycji, a jednocześnie przerzuci koszty inwestycji na prywatnych inwestorów.

## 1.3. Dywersyfikacja dostaw ropy naftowej do Polski

### 1.3.1. Ograniczenia dywersyfikacji

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, w przypadku jakiegokolwiek problemu z dostawcami z kierunku wschodniego.

Podczas ostatniego kryzysu w dostawach ropy do Polski, związanego z konfliktem między Białorusią a Federacją Rosyjską, Piotr Naimski, wiceminister gospodarki odpowiedzialny za energetykę, mógł publicznie zapewnić, że bezpieczeństwo energetyczne Polski nie jest zagrożone, gdyż polskie rafinerie mogą sprowadzić wystarczające ilości ropy drogą morską przez Naftoport.

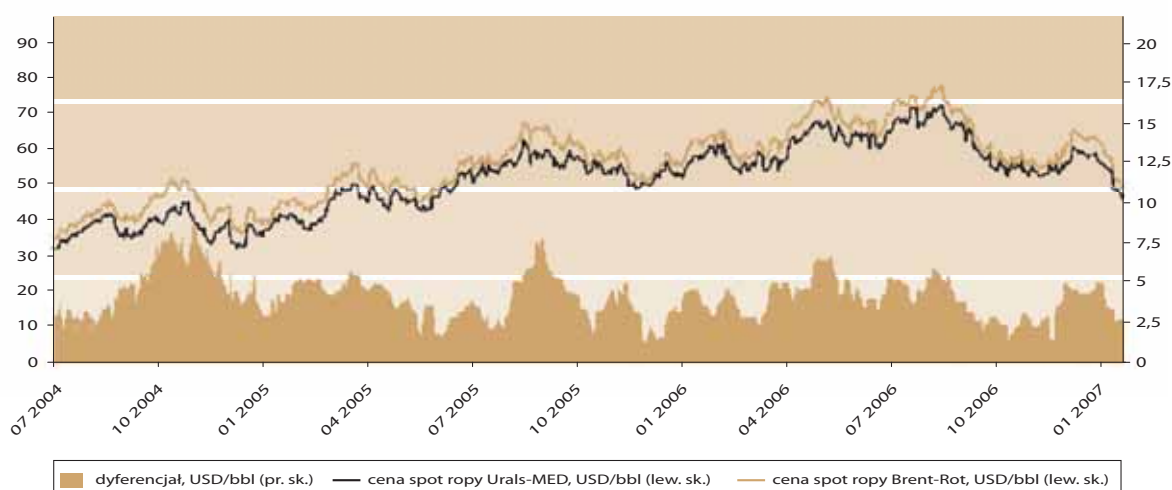
Ograniczeniem dla przeprowadzenia takiej dywersyfikacji są następujące czynniki: ograniczenia technologiczne w przerobieniu ropy innej niż Urals (szacunkowo koszt przerobienia instalacji w obu rafineriach wymagałoby inwestycji wstępnie określonej na ok. 500 mln PLN), ekonomiczna konkurencyjność dostaw 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.

Zakup rafinerii w litewskich Możejkach przez PKN Orlen trudno określić jako działanie do zdywersyfikowania źródeł dostaw ropy naftowej, lecz raczej budowaniem pozycji rynkowej firmy oraz podnoszeniem jej wartości giełdowej. Z kolei dla rządu polskiego inwestycja w Możejkach oznacza zacieśnienie współpracy gospodarczej i politycznej z Litwą oraz zwiększenie wpływów Polski w regionie nadbałtyckim. Rafineria Możejki do niedawna czerpała surowiec z odnogi ropociągu „Przyjaźń” (w którym płynie głównie rosyjska ropa), a po jego awarii rafineria musi sprowadzać ropę drogą morską z najbliższego portu, czyli rosyjskiego Primorska. W kontekście polityki polskiego rządu deklarującego dążenie do dywersyfikacji źródeł dostaw surowców energetycznych, zakup zależnych od rosyjskiej ropy Możejki jest zwycięstwem pyrrusowym. Choć jak już wspomniano, niewątpliwie podnosi wartość spółki i jej pozycję w regionie.

### 1.3.2. 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 np. mieszanki (Brent, Fortis, Oseberg z Morza Północnego). Na początku lat 90. importowano przez Naftoport znaczne ilości ropy z Bliskiego Wschodu, ale wynikało to wyłącznie 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 i ponoszących straty finansowe). Ceny ropy na rynkach światowych były wówczas niskie. Wzrost cen ropy zmienił zasadniczo sytuację. Upust cenowy ropy Urals w stosunku do Brent wahał się i wynosił, w zależności od ceny surowca na rynkach światowych, od 3 do 9 USD na baryłkę. 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 baryłkę) stanowią główny powód osiągania przez polskie rafinerie znacznych zysków w ostatnich latach oraz źródło finansowania ich modernizacji.

Rys. 4. Ceny spot i dyferencjał – Brent-Rotterdam vs Urals-Mediterranean, USD/bbl



Źródło : dom maklerski PKO BP, raport dzienny 16.01.2007 r.

W ostatnim roku można zaobserwować zarysowujący się trend powolnego spadku dyferencjału. Bez wątpliwa duży wpływ na taki stan rzeczy mają nowe kanały dystrybucji rosyjskiej ropy (nowe rurociągi i nowi odbiorcy, Chiny i USA) oraz przyjęta przez rosyjskich dostawców strategia optymalizacji wyników finansowych wykorzystująca pozycję monopolisty dostaw w wielu rejonach oraz niepewną sytuację na Bliskim Wschodzie.

### 1.3.3. 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 historycznie rekordowe 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 ekonomiczne 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 stanowi łącznie ok. 2/3 ceny końcowej.

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

Teoretycznie możliwa też jest niemal natychmiastowa rezygnacja z dowolnej ilości importu rosyjskiej ropy i sprowadzanie dowolnego gatunku ropy 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%), którymi mogłyby być dostawy ropy z dowolnego kierunku statkami do Naftoportu, 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 i przeładunku w Primorsku i w Naftoporcie. 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 nierosyjskich 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 mogłyby 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.

### 1.3.5. Dyferencjał Brent i Urals

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, Indie i Japonię 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 spoza Rosji.** Tym samym w naturalny sposób na zasadach wolnego rynku może nastąpić zmiana kierunku przepływu strumienia przez Naftoport.

### 1.3.6. 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. Niemniej jednak polityczna decyzja o imporcie ropy z kierunku nierosyjskiego 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 czysto prawnego punktu widzenia polski rząd nie ma narzędzi do „wymuszenia” na zarządach PKN Orlen czy grupy Lotos działania na niekorzyść ekonomiczną spółek poprzez zakup drogiego surowca (wymagałoby to ustawowego uregulowania). Import droższej ropy wpłynie negatywnie na cenę produktu na stacjach benzynowych. Innym wariantem jest obniżenie cen na stacjach przez wykorzystanie realnych walorów niskich cen rosyjskiego Uralsu i zmniejszenie marży rafineryjnej. 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 nierosyjskiej) oraz medialnej. **W każdej chwili natomiast polski rząd może dokonać zakupów ropy ze źródeł nierosyjskich, np. w celu uzupełnienia swych rezerw strategicznych.**

### 1.3.7. Dostawy ze źródeł nierosyjskich a bezpieczeństwo ekonomiczne

Najszybszą metodą przeprowadzenia dywersyfikacji byłaby, bez względu na aspekty ekonomiczne i prawne, decyzja o uruchomieniu importu ropy z kierunków nierosyjskich 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 wynosiłby 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 (np. zwiększenie mocy w Lotosie), 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.

### 1.3.8. Kierunki rozwoju

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. Realizując strategię budowy własnej wartości i wzmocnienia pozycji konkurencyjnej, PKN ORLEN aktywnie rozwija własny segment poszukiwawczo-wydobywczy, który pozwoli w niedalekiej przyszłości na dostęp do złóż ropy naftowej. Plany koncernu przewidują stopniowe zwiększanie wielkości wydobycia tego surowca z 0,4 mln t w 2007 r. do 4,3 mln t w roku 2015.<sup>28</sup> Polska firma na pozyskanie złóż chciałaby przeznaczać w trzech najbliższych latach po około 130 mln dol. rocznie. W kolejnych pięciu kwota rocznych wydatków na zakup złóż zamknęłaby się na poziomie 440 mln dol. Wówczas także spółka zapewne sama weźmie się za poszukiwanie i eksploatację złóż.<sup>29</sup> 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, a nie w Rosji czy Kazachstanie. 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 „break-even-point” kosztu wydobycia w Kanadzie, wynoszącym 27 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 wymagałoby 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% zagranicznego wydobycia). **Jedynie inwestycje w wydobycie w stabilnych rejonach świata zapewniają możliwość realnej, a nie pozorowanej dywersyfikacji źródeł.** Z powodów ekonomicznych jest pewne, że inwestycja taka nie będzie wiązała się z fizycznym importem

28 <http://www.biznesnet.pl/>  
29 <http://www.plastech.pl/>

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. **Niemniej 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>30</sup> Dokładne plany PKN Orlen lub Grupy Lotos zaangażowania w projekty wydobywcze pozostają nieznane i wydają się być oświadczeniami głównie medialnymi. Ewentualna współpraca z taką firmą jak Rosneft to kompletny konflikt z politycznymi deklaracjami rządu. 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.

Nieco większe postępy widać w działaniach prywatnych przedsiębiorców: Ryszarda Krauze (kupującego udziały w spółkach wydobywczych w Kazachstanie) oraz Jana Kulczyka (startującego w przetargu na zakup pakietu akcji libijskiego koncernu Tamoil). Mimo oczekiwań ze strony części mediów, zapewne części decydentów i opinii publicznej, ropa z tych złóż wcale nie musi trafić do polskich rafinerii. O tym, czy surowiec z kazachskich pól naftowych będzie wysyłany do Polski, zależy wyłącznie od rachunku ekonomicznego. Ponadto w przypadku złóż kazachskich surowiec musiałby przepłynąć wcześniej czy później przez rosyjski system rurociągów naftowych.

#### **Przykład strategicznego wykorzystania pozakrajowych złóż**

Rząd Indii podjął w 2005 roku podobną decyzję o inwestycji w złoża ropy w Rosji, ale dla Indii jest to element uniezależnienia 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>31</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 zamrznięty. 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>32</sup> Odwrotnie, ale stosując podobny mechanizm do postępowania rządu Indii, Polska powinna zainwestować w złoża ropy nierosyjskiej i dokonać na podobieństwo Indii „swap-ów” (sprzedawać na rynkach międzynarodowych wydobycie ze złoża w które zainwestowała, a importować taniej z Rosji tak jak Indie, mimo inwestycji w Rosji, importują z Bliskiego Wschodu).

#### **1.3.9. 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 zbiornikowej infrastruktury importowej i magazynowej (Naftoport, koleje, Odessa-Brody, III nitka rurociągu „Przyjaźń”, budowane przez prywatne firmy zbiorniki paliwowe) oraz zwiększanie wydobycia krajowego. Nie mniej istotnym elementem jest weryfikacja, czy istniejące umowy na dostawy ropy są odpowiednio zabezpieczone prawnie i finansowo, czy pochodzą od jednego czy od wielu producentów i czy realizowane w ich ramach dostawy mogą być pod wpływem polityki. Równowagą między bezpieczeństwem ekonomicznym i zapewnieniem importu ze źródeł nierosyjskich byłoby importowanie ok. 130 tys. ton ropy (jeden tankowiec miesięcznie) zapewniającej ponad 10-procentową 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% niezbędnego Polsce surowca.

30 Interfax, 01.11.2005 r. „PKN Orlen considers Russian oil production projects”

31 Neft Trader Weekly vol. 5, issue 40, 07.10.2005 r. „India to bring home its share of crude from Sakhalin-1 project

32 ChinaWire vol. 11, no. 208, 25.10.2005 r. „ChinaOil Leases 2.7 –mln bbl crude storage facilities in S Korea”



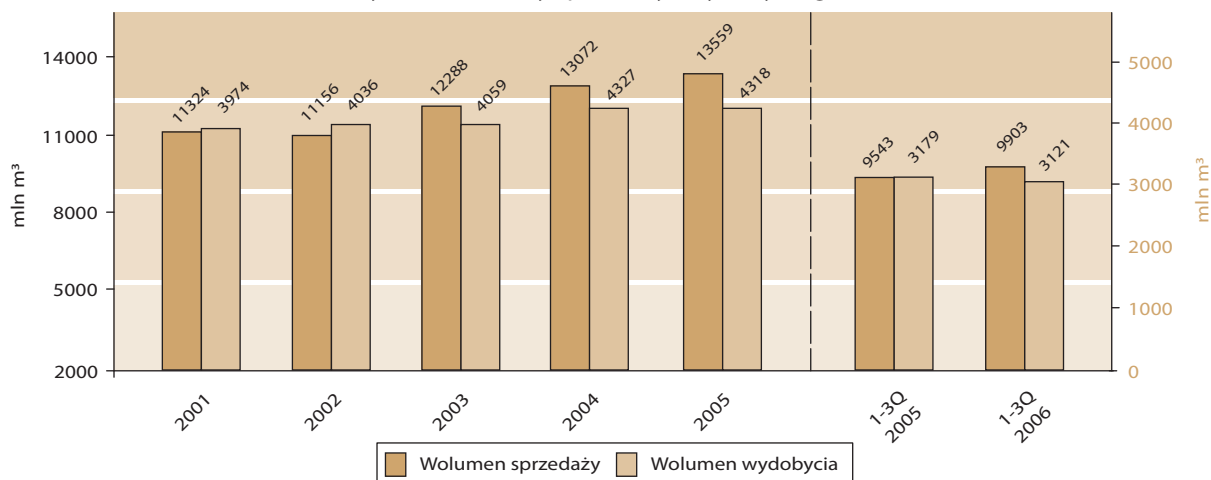
### 1.4. Rynek gazu w Polsce

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.

#### 1.4.1. Wielkość i wartość rynku

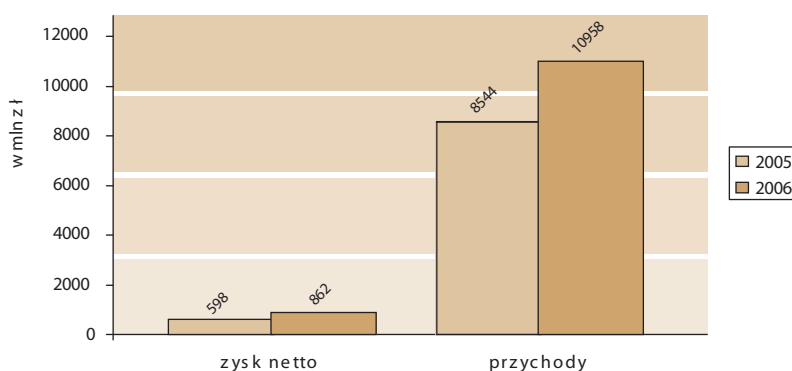
Po trzech kwartałach 2006 roku PGNiG wypracowało 862 mln zysku netto, o 44% więcej niż w analogicznym okresie 2005 roku. Przychody ze sprzedaży wyniosły 10 958 mln zł, o 28% więcej niż w tym samym okresie rok wcześniej. W ciągu pierwszych trzech kwartałów 2006 roku PGNiG wydobyło 3121 mln m<sup>3</sup> gazu. Sprzedaż w tym okresie wyniosła 9903 mln m<sup>3</sup>. W tym samym czasie w roku 2005 sprzedano 9543 mln m<sup>3</sup>, przy wydobyciu 3179 mln m<sup>3</sup>. Po trzech kwartałach nastąpił wzrost sprzedaży przy nieznacznym spadku krajowego wydobycia.

Rys. 5. Wolumeny sprzedaży i wydobycia gazu



Źródło: www.pgnig.pl

Rys. 6. PGNiG zysk netto i przychody za 3 kwartały 2005/2006 r.



Źródło: www.pgnig.pl

W 2005 roku Spółka przyniosła 1,13 mld zł zysku netto wobec przychodów 9,88 mld zł. Po 3 kwartałach 2006 roku spółka odnotowała wzrost przychodów oraz zysku netto w stosunku do pierwszych trzech kwartałów roku 2005 r.<sup>33</sup>

### 1.4.2. 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 EuroPolGaz, której przychody ze sprzedaży w 2005 roku wyniosły 1519 mln zł, a zysk prawie 205 mln zł.<sup>34</sup>

Największą dynamikę wzrostu firma PGNiG odnotowała w wydobyciu i dystrybucji gazu. Przychody ze sprzedaży gazu wzrosły w pierwszym półroczu 2006 r. o 32 proc. w stosunku do 2005 roku i wyniosły 8,184 mld zł. PGNiG odnotował jednak stratę netto na działalności EuRoPolGazu w pierwszych sześciu miesiącach tego roku. Przedstawiciele firmy tłumaczyli to dolarowym rozliczaniem polsko-rosyjskiego joint venture.

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

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

Poza nieistniejącą 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 wydobyciu i przesyłaniu gazu, kontrolowanym przez rosyjski skarbiec państwa. Brak alternatywy w infrastrukturze i charakter zawartej umowy powoduje, że ceny rosyjskiego gazu wcale nie są niskie. Jedynym w zasadzie istotnym pozytywnym czynnikiem jest możliwość zwiększenia własnego wydobycia tańszego gazu krajowego (jego złoża oceniane na 150 mld metrów sześciennych).

W przeciwieństwie do rynku dostaw ropy naftowej, gdzie traderzy ze sobą konkurują o kontrakty spotowe i długoterminowe (oprócz tego są też dostawcy dostarczający surowiec w ramach kontraktów spotowych), w przypadku importu gazu mamy sytuację z mniejszym zróżnicowaniem: dostawcą rosyjskiego gazu do Polski jest spółka „RosUkrEnergo”, której udziałowcami są państwowy monopolista Gazprom (50%) oraz prywatna spółka CentraGas Holding (50%). Właścicielami CentraGas jest dwóch biznesmenów z Ukrainy – Dmitri Firtash, właściciel koszykarskiego klubu BC Kiev, były przedstawiciel Erual Trans Gas oraz właściciel dwóch ukraińskich kanałów telewizyjnych, K-1 i K-2, oraz Ivan Fursin, główny udziałowiec studia filmowego Odessa oraz właściciel Misto-banku.<sup>35</sup>

Trudności związane z rynkiem dostaw gazu obrazują nie tylko żmudne okresowe negocjacje PGNiG, ale również niedawno zakończony konflikt pomiędzy Rosją i Białorusią wywołany decyzją państwowego Gazpromu o zaprzestaniu sprzedawaniu Białorusi gazu po zaniżonej cenie. Obie strony uzgodniły w końcu, że Gazprom przejmie połowę udziałów białoruskiej narodowej firmy gazowniczej Bieltransgaz (firma ta handluje gazem na Białorusi, eksploatuje gazociągi transportujące rosyjski gaz do Polski, Ukrainy, państw nadbałtyckich i Kaliningradu). Dzięki tej transakcji Białoruś będzie płacić za gaz mniej, niż wcześniej żądał Gazprom (ok. 200 USD/1000 m<sup>3</sup>). Białoruś importuje z Rosji 19 mld m<sup>3</sup> gazu rocznie. Długookresowe konsekwencje takich decyzji niewątpliwie będą negatywne dla interesów Białorusi. Działania strony rosyjskiej są bardzo jasno ukierunkowane na ekspansję i uzależnianie odbiorców surowców energetycznych od swoich dostaw. Jedynie nie pozorowana, faktyczna dywersyfikacja kierunków dostaw gazu może choć częściowo uodpornić Polskę od ubocznych skutków sporów politycznych.

W połowie grudnia 2006 r. zarząd PGNiG S.A. podjął uchwałę o wyborze lokalizacji dla budowy terminalu LNG w Świnoujściu.<sup>36</sup>

34 Rzeczpospolita, Lista 500, 2005 rok

35 www.izvestia.ru

36 http://www.portalmorski.pl

Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo poinformowało 17.01.2007 r., iż 18 stycznia 2007 roku mają się rozpocząć rozmowy ze spółką Sonatrach z Algierii. Tematem rozmów ma być możliwość dostaw gazu do Polski. Gdyby rozmowy doszły do skutku, to pierwsze dostawy gazu do portu LNG w Świnoujściu byłyby możliwe na przełomie 2010/11 r.

Koszt budowy terminalu to 400-600 mln USD. Rząd umieścił inwestycję w Programie Operacyjnym „Infrastruktura i Środowisko”. Być może przedsięwzięcie zostanie dofinansowane z funduszy Unii Europejskiej. Terminal w Bilbao (oddany do użytku w 2002 r.) przyjmuje około 2,7 mld m<sup>3</sup> gazu rocznie. Po rozbudowie (niebawem ruszy budowa trzeciego zbiornika) będzie mógł przeładunkowość od 4 do 5 mld m<sup>3</sup> gazu rocznie. Jego budowa kosztowała prawie 265 mln dolarów. Dzisiaj inwestycja ta pochłonęłaby dwukrotnie więcej.<sup>37</sup>

Planowana budowa terminalu portowego LNG o zdolności przeładunkowej 3-5 mld m<sup>3</sup> rocznie zabezpieczy ok. 30% krajowego zapotrzebowania w gaz.

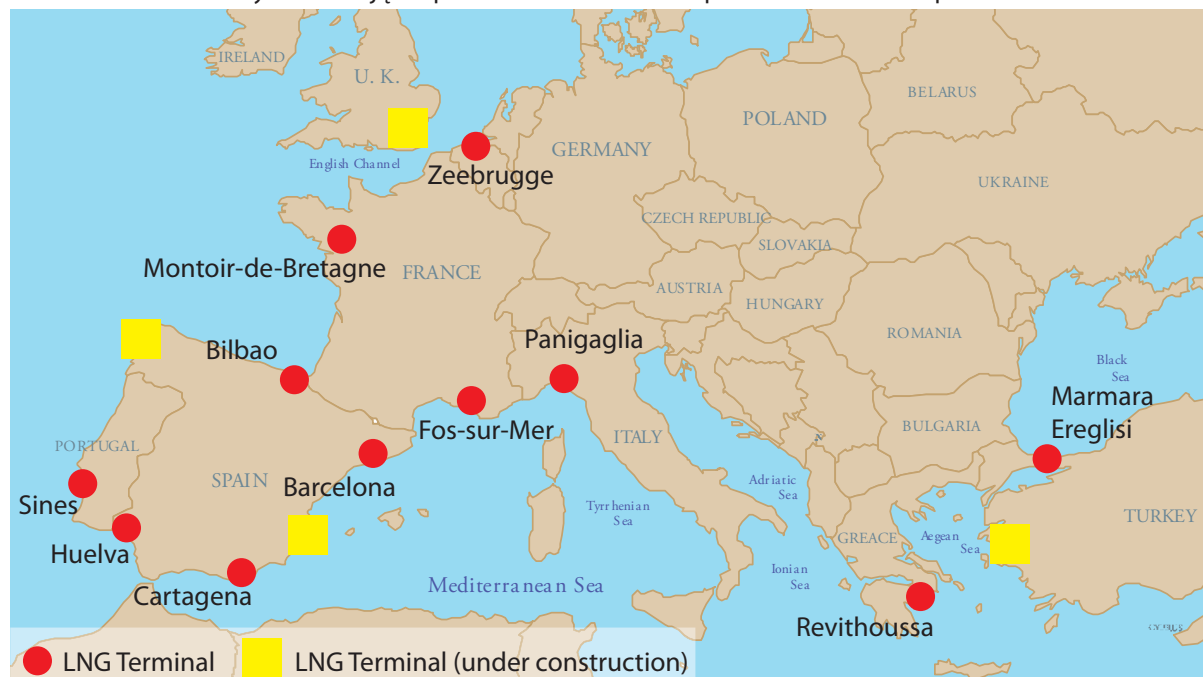
Transport LNG przez Cieśniny Duńskie do Świnoujścia będzie się odbywał na akwenach monitorowanych przez system bezpieczeństwa państw NATO. Dzięki temu zminimalizowane zostanie zagrożenie terrorystyczne oraz ekspansywne zakusy lokowania interesów w tym rejonie przez państwa trzecie (czego nie można wykluczyć w przypadku lokalizacji w Zatoce Gdańskiej, w bliskim sąsiedztwie Rosji, np. manewry wojskowe ograniczające lub uniemożliwiające ruch gazowców).

Kolejna korzyść płynąca z tej lokalizacji to dekoncentracja strategicznych baz paliwowych, co ma duże znaczenie dla bezpieczeństwa energetycznego państwa. Zbyt duże skoncentrowanie baz energetycznych na terenie Trójmiasta: petrochemia, naftoport, siarkopol i ew. gazoport stanowi duże zagrożenie z powodu potencjalnych awarii, pożarów, działań terrorystycznych itp.

Lokalizacja w Świnoujściu posiada również korzyści płynące z możliwości powiązań z obecnie istniejącą i planowaną w przyszłości europejską i krajową siecią gazociągów: siecią wielkopolską, gazociągiem norweskim w Niechorzu, rurociągiem Bernau – Szczecin, gazociągiem podmorskim Rosja – Niemcy w Greifswaldzie.<sup>38</sup>

Użyteczność terminali LNG została doceniona w wielu europejskich krajach.

Rys. 7. Istniejące i planowane terminale importowe LNG w Europie<sup>39</sup>



Źródło: Energy Information Administration „The Global Liquefied Natural Gas Market: Status and Outlook, December 2003 r.”

37 [www.terminallng.pl](http://www.terminallng.pl)

38 <http://www.terminallng.pl> (raport ekspertów)

39 (Terminale LNG na innych kontynentach – patrz załącznik nr 2)

Po uzyskaniu tych ustępstw oraz wybudowaniu terminalu LNG, Polska stworzyłaby na swym terenie „realną” konkurencję cenową pomiędzy gazem rosyjskim i nierosyjskim, 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 nierosyjskie złoża gazu znajdujące się poza terenem Polski, np. w Nigerii (Afryka) czy w Katarze (Bliski Wschód).

### 1.5. Alternatywne koncepcje źródeł energii

Oczywiście problem bezpieczeństwa energetycznego państwa w długim okresie jest bardzo złożony. Z pewnością bardzo korzystne dla bezpieczeństwa energetycznego w sytuacjach kryzysowych byłoby zmniejszenie energochłonności kraju. Automatycznie, w sytuacji zagrożenia, zmniejszałoby to ilość energii potrzebnej do pozyskania jako „back up”.

Wśród sugerowanych kierunków działań mających na celu zabezpieczenie energetyczne Polski na uwagę zasługują odnawialne źródła energii. Roczny potencjał techniczny odnawialnych zasobów energii na terytorium Polski to ok. 1750 PJ (to blisko połowa zapotrzebowania Polski na paliwa i energię).

Odpowiednie ustawodawstwo (specjalne strefy ekonomiczne, spółki z udziałem skarbu państwa, skorzystanie z funduszy strukturalnych, green card strategy) mogłoby obudzić polskie zasoby energii odnawialnej, jednocześnie zabezpieczając w pewnym stopniu państwo od konieczności handlu (importu) surowców.

Ciekawym pomysłem wydają się być elektrownie wodne (szczytowo-pompowe) i ich rozbudowa, których zbiorniki mogłyby również służyć jako zbiorniki retencyjne przy zagrożeniu powodziowym.

Oczywiście odnawialne źródła energii w połączeniu ze stopniowym zmniejszaniem energochłonności polskiej gospodarki w obszarach, w których jest to możliwe, może jedynie stanowić elementy uzupełniające dywersyfikację dostaw surowców energetycznych (ropy).

Biorąc pod uwagę tempo realizacji dotychczasowych projektów infrastrukturalnych (rozbudowa lotnisk, budowa dróg) oraz energetycznych (zbiorniki paliwowe, magazyny gazu, elektrownie wodne, elektrownie wiatrowe), wydaje się, że tego typu pomysły w polskiej rzeczywistości legislacyjnej są planami długoterminowymi. Największe problemy powstają w obszarach prawa własnościowego oraz polemiki ze środowiskami ekologicznymi.

Jeśli chodzi o zmniejszenie zużycia surowców energetycznych, w Polsce zaczęto powoli wprowadzać biopaliwa. Proces ten jednak szybko napotkał wiele problemów, które opisane są w kolejnej części raportu.



## **Część druga**

---

Biopaliwa – Szanse i zagrożenia

Analiza sytuacji w polsce i na świecie

## Wstęp do części drugiej

Prezentowany raport przedstawia analizę światowych trendów w zakresie gospodarowania zasobami naturalnymi. Opisuje inicjatywy dążące do upowszechniania biopaliw oparte na nowych międzynarodowych porozumieniach politycznych, indywidualnym podejściu rządów państw, zaangażowaniu NGO, świata biznesu i nauki. Przedstawia różnice i podobieństwa sytuacji w Polsce (część pierwsza raportu) do reszty świata (część druga).

Działania zmierzające do redukcji zagrożeń wynikających z degradacji środowiska naturalnego mają wielu zwolenników na całym świecie. Wyzwaniem dla społeczności międzynarodowych jest skoordynowanie wszelkich wysiłków zmierzających do eliminacji tych niebezpieczeństw. Zobowiązania wynikające z Konwencji ONZ w sprawie zmian klimatycznych oraz Protokół z Kioto (1997 r.) narzucają na sygnatariuszy zwiększanie wykorzystania energii z tzw. źródeł odnawialnych (m.in. energia wiatru, pływów morskich, geotermalna, ze spalania biomasy).

Zagrożenie środowiskowe można redukować na wiele sposobów, a stanowiąc naturalne pole do dyskusji lub kontrowersji, jest pokusą dla rozmaitych grup interesu. W historii jest wiele przykładów, kiedy przełomowe innowacje, wynalazki, odkrycia związane były często z dużym oporem społecznym, wskutek naruszenia czyichś interesów lub ogólnych obaw przed zmianą status quo. Jednak z drugiej strony potrzeba pokazuje, że zmuszony do dostosowania się do nowej sytuacji człowiek zadziwiająco łatwo, odważnie i skutecznie potrafi wdrażać śmiałe pomysły.

W kwestii biopaliw na świecie pojawiają się nowe inicjatywy naukowe, rządowe i biznesowe. Największe kontrowersje wokół biokomponentów budziły dotychczas ilość i rodzaj oraz terminy ich wprowadzenia. W Polsce rynek biopaliw przestał się rozwijać po nieprzychylniej kampanii medialnej na skutek kontrowersji, jakie wynikły w czasie publicznej debaty o biopaliwach w latach 2002-2003 r. nazywanej przez Marka Sawickiego z PSL „sabotażem gospodarczym”.<sup>40</sup> Dziś, pomimo uchwalenia przez rząd nowej ustawy biopaliwowej, sytuacja jest niepewna o tyle, że prawdopodobne są ataki ze strony przeciwników, którzy znajdują się również w szeregach samej koalicji, generalnie przychylniej biopaliwom.

Inaczej sytuacja wygląda na świecie. Inwestycje w produkcję biokomponentów przynoszą tam splendor, w mediach prezentowane są reklamy firm blendujących paliwo biododatkami. Kraje Europy, w szczególności Niemcy, Francja i Austria, inwestują w rozwój paliw ekologicznych, licznie budują nowoczesne instalacje do produkcji estrów i odwadniania etanolu. Udało im się również zbudować sprzyjający klimat społeczny, podatkowy i informacyjny.

## 2.1. Analiza sytuacji w polsce

### 2.1.1. Biopaliwo, czyli paliwo z biokomponentem

Biokomponenty stanowią realną alternatywę dla ropopochodnych paliw płynnych. Biopaliwa to pojęcie szersze, obejmujące oprócz biokomponentów paliwo tradycyjne. Biznes biopaliwowy można ogólnie podzielić na relatywnie niezależne sektory gospodarki.

Wprowadzanie biopaliw jest procesem wieloletnim, a ropa naftowa jeszcze przez wiele lat stanowić będzie główny surowiec do produkcji paliw transportowych. W wyniku ostatnich podwyżek ropy doszło do fuzji światowych koncernów: Amoco i BP, ARCO, Exxon i Mobil; Chevron i Texaco; Total, Fina i Elf. Ich celem było obniżenie kosztów przetwarzania i magazynowania oraz zlikwidowanie nadmiernych mocy przetwórczych.<sup>41</sup>

Ogromne zapotrzebowanie na ropę wykazują Chiny, również Indonezja, która z eksportera stała się importem tego surowca. Międzynarodowa Agencja Energii (IEA) prognozuje, że już do 2015 r. pojawi się pierwszy problem braku realizacji zamówień na ropę z powodu niedoborów jej wydobycia.

#### Zestawienie 1. Sektory gospodarki

##### Surowce

obejmuje dostawców, czyli głównie rolników, ewentualnie pośredników, punkty skupu

##### Biokomponenty

instalacje przetwórcze surowca, czyli wszelkie tłocznie, olejarnie, estrownie, gorzelnie itp. w przypadku bioetanolu jest to proces dwuetapowy (najpierw gorzelnia, następnie odwadnianie spirytusu)

##### Biopaliwa

dotyczy rafinerii. Polega na mieszanii w odpowiednich instalacjach biokomponentów ON lub benzyną

#### 2.1.1.1. Biokomponenty wobec środowiska

Postępująca degradacja środowiska, kurczące się zapasy ropy naftowej oraz konflikty o dostęp do istniejących zasobów stanowią istotny bodziec dla poszukiwania alternatywnych źródeł energii. Wpływ biopaliw na środowisko naturalne jest mniej szkodliwy niż w przypadku tradycyjnych paliw.

##### Pozytywne aspekty biopaliw

**Niska emisja trujących gazów.** W porównaniu z olejem napędowym spaliny biokomponentów praktycznie nie zawierają siarki. Transport odpowiada obecnie za 25% emisji gazów cieplarnianych (wzrasta) oraz za 70% udział w produkcji NO<sub>x</sub> w powietrzu miejskim. Benzyna bezołowiowa częściowo rozwiązuje problem metali ciężkich, jednak w wyniku jej spalania powstają inne trujące związki (pochodne benzenu), do których redukcji wymagane są specjalne katalizatory.<sup>42</sup>

**Wysoka biorozkładalność.** Wyciek biokomponentów do wód grozi komplikacjami ekologicznymi na znacznie mniejszą skalę niż w przypadku ropy naftowej lub paliwa z niej pochodzącego. Dzięki temu mogą one znaleźć zastosowanie przede wszystkim w rolnictwie, leśnictwie, w pracach nad brzegami rzek, żegludze, uzdrowiskach i obszarach objętych ochroną. Wykorzystywane będą szerzej również na terenach zurbanizowanych, np. w transporcie publicznym (obecnie m.in. Sztokholm, Wiedeń).

**Zamknięty obieg CO<sub>2</sub>.** Każdy ze związków organicznych spalając się dostarcza CO<sub>2</sub>. Jego warstwy zatrzymują i odbijają duże ilości ciepła uwalnianego przez planetę. Zmiany klimatyczne (szacowany wzrost temperatury do 2100 r. średnio 1,4 - 5,8° C) jest zagrożeniem dla środowiska naturalnego. Emisja CO<sub>2</sub> w przypadku spalania węglowodorów ropopochodnych i z biokomponentów jest zbliżona. Wyższość biokomponentów polega na tym, że są produkowane z roślin. Rośliny asymilują CO<sub>2</sub> z atmosfery, dzięki czemu taka sama ilość gazu zostaje pochłonięta, co wyemitowana.

##### Negatywne aspekty biopaliw

**Ryzyko środowiskowe upraw roślin energetycznych.** Rozwój plantacji może prowadzić do zaburzeń ekosystemów naturalnych (erozja gleb, dostępność i jakość wody, środki chemiczne). Problem ten dotyczy w szczególności karczowanych pod uprawę soi i trzciny cukrowej terenów puszczy amazońskiej oraz lasów tropikalnych Azji Południowo-Wschodniej przeznaczanych pod plantacje palmy.<sup>43</sup> Zdaniem EEA osiągnięcie poziomu 5,75% biopaliw w europejskim transporcie odpowiadałoby zajęciu przez rośliny energetyczne 4-13% terenów rolnych w UE. Dlatego KE, która dostrzega istnienie tych zagrożeń, zapowiada podejmowanie wszelkich działań mających na celu ich zbadanie i docelowo eliminację.<sup>44</sup>

41 Energia Gigawat – prof. W. Kotowski, e-petrol.pl

42 Z drugiej strony Odry – Marek Jastrzębski, Nowe Życie Gospodarcze, dodatek 26.04.2006 r.

43 Biofuels for transportation – June 2006 r., Worldwatch Institute

44 www.rzeczpospolita.pl; Komunikat Komisji – Strategia UE na rzecz biopaliw, Komisja Wspólnot Europejskich; 2006 r.

### 2.1.1.2. Ekonomia biopaliw i OZE (odnawialne źródła energii)

**Wzrost cen ropy.** Jest przede wszystkim spowodowany niestabilną sytuacją polityczną u głównych eksporterów ropy (Bliski Wschód, Rosja) oraz kurczącymi się zasobami naturalnymi tego surowca. Kraje wysokorozwinięte, opierając swoje gospodarki (głównie transport) na ropie, są zmuszone do poszukiwań alternatyw dla tego surowca. Ceny kluczowych dla Europy biosurowców (rzepaku, zbóż, buraka cukrowego) są znacznie bardziej przewidywalne. Koszt produkcji biopaliwa jednak obecnie przekracza o kilkadziesiąt procent cenę paliwa kopalnego. Przewagę uzyska ten, który zastosuje najbardziej efektywne technologie produkcji biokomponentów, łącznie z najpełniejszym wykorzystaniem produktów ubocznych. W dłuższej perspektywie warto inwestować w rozwój technologii produkcji biopaliw, gdyż wcześniej czy później znów nastąpi skok cen ropy.

**Redukcja bezrobocia.** Nakład siły roboczej w odniesieniu do biopaliw jest kilkadziesiąt razy większy niż w przypadku paliw kopalnych. Produkcja biopaliw wymaga zarówno wysoko, jak i nisko wykwalifikowanej kadry pracowniczej. Niezbędne będą działania edukacyjne i szkoleniowe obejmujące zarówno producentów, jak i użytkowników. Dzięki wyłącznie odnawialnym źródłom energii do 2020 r. przyrost miejsc pracy w UE może wynieść nawet 2,5 mln. Dla Wspólnoty Europejskiej oznaczać to będzie oszczędności w postaci redukcji lub likwidacji dopłat do niekonkurencyjnych produktów rolnych oraz redukcje społeczno-ekonomicznych kosztów bezrobocia.<sup>45</sup> O ile unijna reforma rolna uderzyła w producentów cukru, o tyle nowa sytuacja pomoże im wyjść z impasu. Biopaliwa stanowią szansę zagospodarowania ugorów oraz skażonych gleb nie nadających się do upraw na cele spożywcze.

**Konkurencja dla sektora spożywczego.** Producenci tłuszczów roślinnych osiągają obecnie niskie (kilkuprocentowe) zyski. Przewaga popytu na ten surowiec podniesie cenę oleju rzepakowego, który najczęściej jest stosowany do produkcji margaryn (również słonecznikowy, palmowy itp.). Uważa się, że z przeznaczonego na biokomponent oleju należy eliminować cenne związki spożywcze (m.in. witaminy, NNKT czyli Nienasycone Kwasy Tłuszczowe), gdyż składniki te w produkcji mogą przeszkadzać i pogarszać właściwości produktu finalnego, zatem należałoby wprowadzić technologie ich ekstrakcji. Jednak istnieją przeciwne opinie mówiące, że biopaliwa uzyskiwane według najnowszych technologii posiadają lepsze właściwości przy olejach nie poddanych ekstrakcji.<sup>46</sup>

### 2.1.1.3. Bioetanol, czyli bezwodny spirytus

Bioetanol to odwodniony alkohol etylowy (etanol) uzyskiwany głównie ze zboża, buraków cukrowych, trzciny i opadów produkcyjnych. Paliwa bioetanolowe oznaczane są literą E oraz liczbą określającą zawartość procentową biokomponentu, np. czysty E100. Istnienie kilkudziesięciu rodzajów bioetanolowego biopaliwa narzuca większe wymagania techniczne na producentów samochodów. Popularny w USA gasohol (benzynohol) zawiera 85% biokomponentu (E85). Francuski Instytut Ropy Naftowej twierdzi, że zwiększenie do 10% bioetanolu w benzynie nie wymaga modyfikacji silników samochodowych. Jego stosowanie jako samoistnego biopaliwa jest utrudnione ze względu na niższą prężność par, co może skutkować problemami z uruchomieniem samochodu.

Rozpowszechnienie bioetanolu na świecie zależy od takich czynników jak lokalny klimat, arealy i rodzaje upraw, zanieczyszczenie miast, wymagania konsumentów. Wydajność biomasy jest największa w środowisku tropikalnym, dodatkowo koszty produkcji biopaliw (szczególnie bioetanolu) są tam stosunkowo niskie, gdyż wkład energetyczny potrzebny do produkcji etanolu jest znacznie niższy od wkładu potrzebnego do produkcji etanolu w Europie.

Etanol umożliwia racjonalne zagospodarowanie wszystkich nadwyżek surowców rolnych, także o obniżonej jakości zbóż, ziemniaków czy surowców odpadowych, które mogą być przetworzone na surowy spirytus, a następnie na bioetanol. Można go mieszać w dowolnych proporcjach z benzyną. Stosowany jest jako substrat do produkcji ETBE lub MTBE (etry etylowe lub metylowe – mają podobne właściwości do alkoholu).

45 Opinia Europejskiego Komitetu Ekonomiczno-Społecznego w sprawie surowców odnawialnych – perspektyw rozwoju wykorzystania materiałowego i energetycznego (2006/C 110/10) – MITRE Synthesis Report (2003 r.)

46 R. S. Reszel (Zastąpią ropę? – Gazeta Wyborcza 10.10.2000 r.) kontra H. Zamojski – KIB



## Bioetanol vs benzyna<sup>47</sup>

### Zalety

- przy spalaniu powstaje mniej osadów (dodatkowo zapobiega tworzeniu się osadów)
- zmniejszenie emisji szkodliwych gazów ( $\text{CO}_x$ ,  $\text{NO}_x$ , toksyczne i kancerogenne lotne substancje organiczne i cząstki stałe)
- nie zawiera siarki
- nie powoduje efektu cieplarnianego
- wyższa liczba oktanowa, co poprawia zdolności utleniające, a ostatecznie zwiększa moc
- silniki zasilane bioetanolem uzyskują większą efektywność energetyczną niż benzynowe

### Wady

- mniejsza wartość energetyczna ze spalania bioetanolu (65% benzyny)
- skłonność do pochłaniania wody
- bardziej korodotwórczy, w procesie spalania powstaje więcej kwasów
- destrukcyjne działanie na niektóre rodzaje polimerów (uszczelki, przewody)
- niestabilność mieszaniny (rozwarstwianie), przeciwdziałać temu mogą stabilizatory
- podczas zapłonu dostarcza znacznie więcej aldehydów
- gorsze właściwości smarujące

### 2.1.1.4. Biodiesel – substytut oleju napędowego

Biodiesel to zazwyczaj związek określany FAME (Fatty Acid Methyl Ester), czyli metylowy ester kwasu tłuszczowego. Biopaliwo z biodieslem oznaczane jest literą B. Czysty biodiesel to B100, mieszanki z ON określane są odpowiednią liczbą procentową określającą zawartość biokomponentu, np. B20 zawiera 20% estru.

### Biodiesel vs ON

#### Zalety

- wyższa gęstość ( $0,885 \text{ g/cm}^3$ ). Wcześniej zaczyna się i łatwiej przebiega wtrysk paliwa do komory spalania
- lepsze właściwości smarne, co wydłuża trwałość silnika. Rekord należy do niemieckiej ciężarówki – 1,25 mln km przebiegu bez naprawy silnika
- wyższa niż ON tzw. liczba cetanowa. Wielkość ta ma przełożenie na moc silnika, określa również łatwość rozruchu zimnego silnika oraz zapłon paliwa
- śladowa ilość siarki ok. 0,001% (norma dopuszcza 0,05%). Produkty spalania czystsze o prawie 75%
- niewybuchowy (poza III klasą zagrożenia pożarowego)

#### Wady

- zmniejszona odporność na utlenianie (krótszy okres trwałości)
- wyższa lepkość, zimą stosowanie biodiesla jest możliwe po wprowadzeniu substancji obniżających lepkość
- najlepsze spalanie w wysokiej temperaturze (powyżej  $200^\circ \text{C}$ )
- 40-krotnie silniej pochłania wodę, wymaga zatem większej staranności zwłaszcza przy transporcie i dystrybucji
- nieco mniejsza energia ze spalania biodiesla (odpowiada 95% energii ON)

47 [www.biodiesel.pl](http://www.biodiesel.pl); KIB; A technical Study on Fuels Technology related to the Auto-Oil II programme – European Commission Directorate for Energy

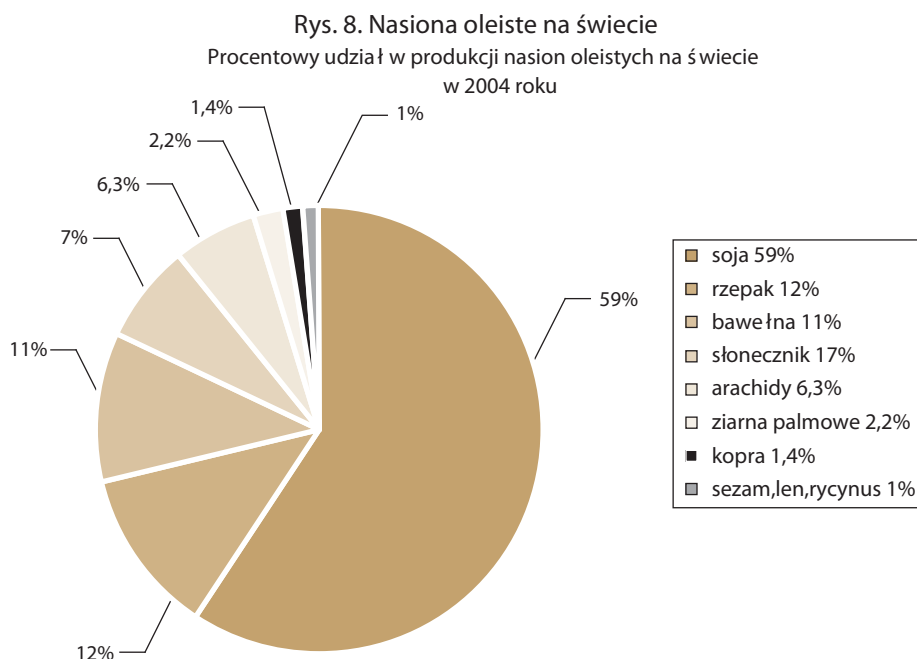
Właściwości estru zbliżone są do ON, technicznie nie występują żadne przeciwwskazania w mieszaniu ich w dowolnych proporcjach. Biodiesel produkuje się na bazie dowolnego tłuszczu: oleju roślinnego, oleju odpadowego (posmażalniczego), tłuszczu zwierzęcego. Najlepsze właściwości spośród estrów pochodzenia roślinnego ma biodiesel uzyskiwany z oleju rzepakowego.

W produkcji estrów (reakcja alkoholu z olejem) uzyskuje się ubocznie glicerynę, którą można zagospodarować w produkcji materiałów pirotechnicznych, farmaceutyków, w przemyśle kosmetycznym, spożywczym. Dla producentów mniejszy zysk z produkcji estru może zostać zrekomensowany przez większą cenę za glicerynę. Identycznie funkcjonuje model produkcji oleju rzepakowego, tutaj o sukcesie decydują wpływy z samego oleju i śrutu rzepakowej (surowca stosowanego do produkcji pasz).<sup>48</sup>

#### 2.1.1.5. Rzepak najlepszy na biodiesel

Do najważniejszych roślin oleistych, których nasiona i owoce dostarczają ok. 95% światowej produkcji tłuszczów roślinnych, zalicza się soję, rzepak, bawełnę, słonecznik, arachidy, sezam, len i rącznik oraz drzewa, takie jak: palma olejowa i kokosowa oraz oliwka.

Wśród nasion oleistych na świecie, najwięcej produkuje się:



Źródło : Instytut Ekonomiki Rolnictwa i Gospodarki Żywnościowej – Warszawa grudzień 2004 r.

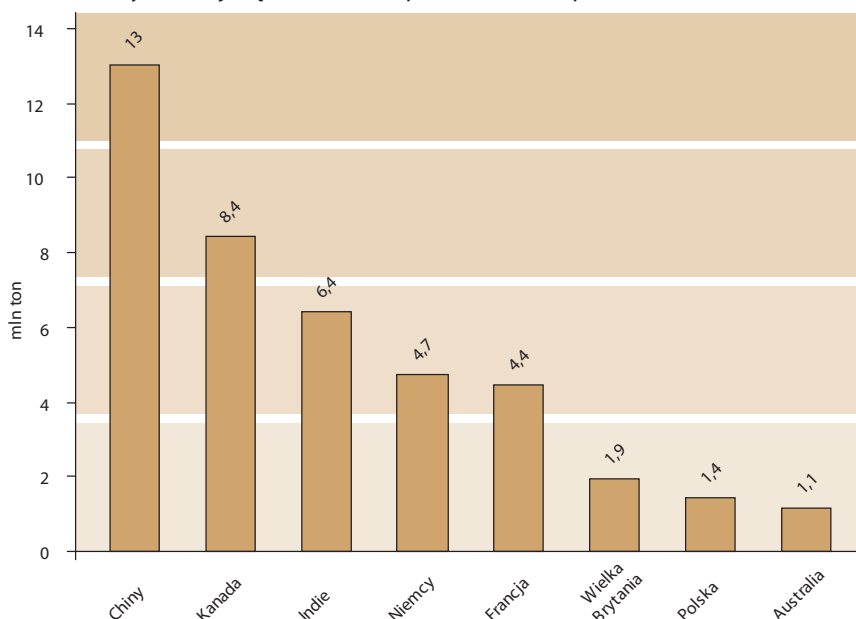
Pięciu największych producentów rzepaku na świecie (Chiny, Kanada, Indie, Niemcy, Francja) produkuje ponad 37 mln ton rzepaku. Z jednej strony obrazuje to potencjał produkcyjny oraz siłę zmian w kierunku uniezależnienia się od ropy. Z drugiej strony, prawdziwa wartość potencjału produkcyjnego biopaliw będziemy mogli poznać dopiero po zestawieniu podaży z popytem, który w dużej mierze zależy od legislacji i komunikacji medialnej.

Najważniejszą rośliną z punktu widzenia europejskiej produkcji biodiesla jest rzepak. Jest on kluczowym surowcem do produkcji oleju przeznaczanego na estry. Wiele wskazuje zatem, że popyt, a co za tym idzie uprawy tej rośliny będą wzrastać. Na koniec 2005 roku tona rzepaku kosztowała ok. 710 USD, w sierpniu 2006 roku wynosiła 820 dolarów.

Nasiona rzepaku zawierają 35-45% oleju, który po wytłoczeniu ma żółtobrunatną barwę. Pobiera on z ziemi duże ilości siarki, nasiona nie gromadzą jednak metali ciężkich. Chińscy naukowcy wyhodowali nową odmianę o rekordowo wysokiej zawartości oleju bliską 55%, czyli o prawie 2% wyższą od najlepszego dotychczasowego wyniku. Odmiana wcześniej dojrzewa oraz wykazuje wyższą odporność na choroby.<sup>49</sup>

48 Dylematy przyszłych inwestorów – Ireneusz Krawczyk, Nowe Życie Gospodarcze, dodatek 26.04.2006 r.  
49 www.biodiesel.pl; Zastąpią ropę? – R. Reszel, Gazeta Wyborcza 10.10.2000 r.; KIB

Rys. 9. Najwięksi światowi producenci rzepaku w 2005 roku



Źródło: UN Food and Agriculture Organisation

Europa zbiera 40% światowego rzepaku. Z jednej tony surowca uzyskuje się przeciętnie 400 kg oleju. Na świecie produkcja rzepaku (oraz blisko spokrewnionego rzepiku) stale wzrasta, obecnie wynosi ponad 41 mln ton, mimo dość niskich przeciętnych plonów 1,5 ton z ha. Najwięcej nasion produkują Chiny, Kanada, Indie i Niemcy. Prawie trzecia część światowych zbiorów rzepaku pochodzi z Chin, z doliny rzeki Jangcy. Potencjał produkcji estru rzepakowego osiąga tam rocznie 40 mln ton.

Przy optymalnych warunkach wzrostu i rozwoju rzepak posiada wysoki potencjał plonotwórczy (plony osiągają powyżej 4 ton/ha), jednak chwasty, choroby i szkodniki obniżają plony rzepaku do 30%. Wymaga gleb żyznych, zasobnych w składniki pokarmowe, nie zakwaszonych, dobrze utrzymujących wilgoć oraz starannej pracy gleby, dobrego siewu i systematycznej ochrony przed chwastami, szkodnikami i chorobami grzybowymi.<sup>50</sup>

### 2.1.2 Polska: rys historyczny

Jeszcze w 2002 r. zanosilo się, że Polska zostanie europejskim potentatem w stosowaniu paliw ekologicznych. W tym okresie do bioetanolu zachęcały rozwiązania podatkowe (obniżona przez MF akcyza na biokomponenty). Bioetanol wówczas tankował, z reguły nieświadomie, niemal każdy użytkownik pojazdu z silnikiem benzynowym (trzecia część benzyn zawierała 4,5% bioetanolu). Przeciętne zużycie tego surowca w latach 1996-1998 wynosiło 100 mln litrów rocznie.<sup>51</sup> Nie przeszkadzało to nikomu aż do jesieni 2002 r., kiedy miała wejść ustawa porządkująca rynek biopaliw i biokomponentów. Zakładała ona m.in. obowiązek dodawania co najmniej 4,5% biokomponentu do każdego litra paliwa.

#### 2.1.2.1 Początki paliw z roślin

Armia polska jako jedna z pierwszych na świecie podczas II wojny światowej uzupełniała braki paliwowe olejem rzepakowym lub alkoholem. Na paliwie roślinnym w warunkach eksperymentalnych w Polsce jeździł już czołg T-72. W latach 70. po kryzysie paliwowym niemiecki konstruktor silników Elsbett przekonywał fabrykę silników w Andrychowie do oleju rzepakowego. Działanie pierwszych polskich estrów dodawanych do paliwa testowano w latach 1989-91 na samochodzie Tarpan. Estry badano w Instytucie Lotnictwa 1991-1994 (stosowano w samolocie I-23 Manager). Polonez Caro na biopaliwie przejechał 174 tys. km.

Wszystkie eksperymenty się powiodły, jednak biopaliwa nie uzyskały wielkiego zastosowania.

50 Krajowe Zrzeszenie Producentów Rzepaku  
51 Bioetanol nie szkodzi silnikom naszych pojazdów. – Lech Solarek, 04.12.2002 r., www.biodiesel.pl

### Jak wprowadzano biopaliwa w Polsce?

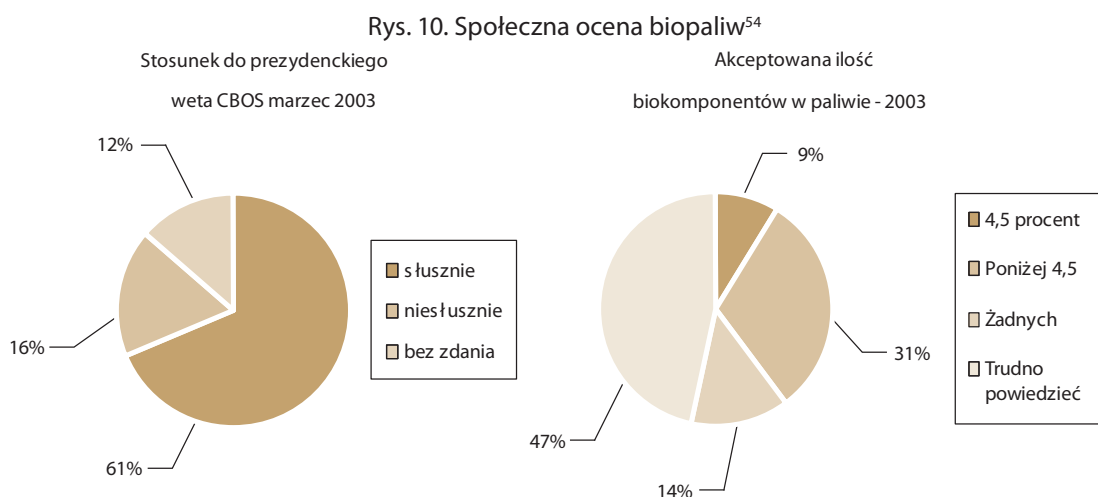
W 1992 roku wszyscy światowi producenci silników i samochodów podpisali Światową Kartę Paliw. W tym samym roku w Polsce została wprowadzona norma paliwowa dopuszczająca udział do 5% biokomponentu. W 1993 roku rozpoczęto stosowanie 4,5-5 % dodatku bioetanolu do benzyn. W latach 1996-1997, 38% sprzedawanych w Polsce benzyn zawierało bioetanol. W 2001 roku, 58% benzyn z *Rafinerii Gdańskiej* zawierało 4,5% bioetanolu.<sup>52</sup>

### Historia pierwszej ustawy biopaliwowej (2001-2003 r.)<sup>53</sup>

- październik 2001 r. – biopaliwa w umowie koalicyjnej SLD – PSL (4,5%)
- 2 lipca 2002 r. – projekt Ministerstwa Rolnictwa skierowany do Sejmu. Od 2003 r. biokomponentów w paliwie powinno być co najmniej 4,5% w każdym litrze
- początek września 2002 r. – rusza akcja lobbująca Orlenu w parlamencie
- wrzesień – listopad 2002 r. – debaty w parlamencie odnośnie limitu biokomponentów
- 13 listopada 2002 r. – Sejm niemal jednomyślnie zatwierdza 4,5%
- listopad – grudzień 2002 r. – debata publiczna na temat skutków używania biokomponentów w produkcji paliw
- 13 grudnia 2002 r. – Senat redukuje udział biokomponentów do 3,5%. Umożliwia również sprzedaż paliwa bez biododatków
- 17 stycznia 2003 r. – weto prezydenta, głównym argumentem jest przymus kupowania

#### 2.1.2.2. Wpływ krytyki medialnej na społeczny odbiór biopaliw

Z decyzji prezydenta A. Kwaśniewskiego wetującej ustawę biopaliwową najbardziej zadowolone były gospodarstwa domowe posiadające samochody osobowe. Użytkownicy innych pojazdów mechanicznych nie podzielali opinii prezydenta. CBOS wnioskował, że w tej grupie było najwięcej posiadaczy pojazdów rolniczych, bardziej otwartych na eksperymenty paliwowe. Stanowili oni grupę interesu, która na tej decyzji straciła.



Najczęstszymi argumentami kierowców przeciwko biopaliwom były głównie wyższa cena i szybsze zużycie silnika. Nie podobał się również brak możliwości wyboru paliwa. Najwięcej ankietowanych (65%) uważało, że za koncepcją wdrożenia stały przede wszystkim interesy potencjalnych producentów – właścicieli przetwórnicy, gorzelni i dużych gospodarstw rolnych. 60% uważało, że biopaliwa to szansa na nowe miejsca pracy. Dla 56% byłaby to możliwość lepszego zagospodarowania areałów i ziemi leżącej odłogiem, w konsekwencji szansa ożywienia gospodarczego. Większość ankietowanych (dwie trzecie) zgodziła się na wprowadzenie biopaliw pod warunkiem, że zwykła benzyna będzie nadal dostępna.

52 Jarosław Kalinowski dla Pulsu Biznesu (14.01.2003 r.) w artykule Moniki Romaniuk, ISB: Biopaliwa groźne nie dla silników, a dla obrotu gospodarczego

53 Wojna o biopaliwa, czyli lobbując po polsku – M. Majewski, P.Reszka, Rzeczpospolita

54 CBOS – 2003 r.

Wiosną 2003 r. Polacy byli w znacznym stopniu zdezorientowani i podzieleni w kwestii właściwości i skutków stosowania biopaliw. Wynikać to mogło ze sprzecznych informacji, które prezentowały walczące strony. Polskie sfery biznesu, prawa, nauki bezapelacyjnie uznały ustawę biopaliwową za najgorszą ustawę w 2003 r.<sup>55</sup>

Krytyka medialna zbudowała ostatecznie społeczny sceptycyzm przeciwko biopaliwom. Sparaliżowała ten rynek na kilka lat. W 2002 r. udział etanolu w całkowitej objętości paliwa stanowił ok. 1,5%, w 2005 r. spadł do 0,5%. W 2006 r. Polska planowała uzyskać wynik równy temu z 2002 r. (1,5%).

Obecnie nie odnotowuje się jednoznacznych ataków na biopaliwa. Dziennikarze, eksperci wypowiadają się w sposób bardziej merytoryczny niż retoryczny (wówczas mankamenty nazywali *groźbami*, teraz używają określeń – *trudności*). Jednak ludzie odpowiedzialni za lansowanie nieszczęść biopaliwowych zapewne nie zmienili radykalnie swych poglądów. Zmieniło się tyle, że nie ma już nikogo wystarczająco potężnego, komu mogłoby zależeć na kompromitowaniu paliw ekologicznych.

**Poniższe rysunki pokazują różnicę w postrzeganiu biopaliw w prasie polskiej i zachodniej**

Rys. 11. Wizerunek biopaliw w prasie zachodniej (maj 2006 r.)<sup>56</sup>



Francuski koncern naftowy lansuje swoje osiągnięcia: „ROZWIJAJĄC PALIWA PRZYSZŁOŚCI, CZERPIEMY NIECO Z NATURY. Czy paliwo może być przyjazne środowisku? Total był pierwszym koncernem produkującym i wprowadzającym do sprzedaży biopaliwa, obecnie jest światowym liderem wśród dystrybutorów diesla blendowanego estrem. Utrzymujemy tę pozycję, gdyż rozwijamy program badań nad produktami pochodzącymi z biomasy”

Rys. 12. Wizerunek biopaliw w Polsce (2002/2003 r.)<sup>57</sup>



55 Gazeta Prawna – grudzień 2003 r.  
 56 International Herald Tribune (należy do New York Times Company) – maj 2006 r.  
 57 Wprost 19.01.2003 r.

### 2.1.3. Polska: nowe ustawy

Przyjęta 25 sierpnia 2006 r. przez Sejm ustawa *o biokomponentach i biopaliwach ciekłych* zastępuje dokument z 2 października 2003 r. *o biokomponentach stosowanych w paliwach ciekłych i biopaliwach ciekłych*. Za organizację i kontrolę jakości paliw ciekłych odpowiada jednocześnie uchwalona nowa ustawa *o systemie monitorowania i kontrolowania jakości paliw ciekłych i biopaliw ciekłych*, która zastępuje imienniczkę z 23 stycznia 2004 r. Zasadniczą trudnością, którą musieli pokonać posłowie pracujący nad ustawą biopaliwową, była zgodność z polską Konstytucją, konieczność spełnienia wymogów dyrektywy 2003/30/WE oraz zgodność z unijnym nakazem wolnej konkurencji. W kolejnym etapie legislacji ustawa musi zostać notyfikowana przez KE. O ile nie zostanie zakwestionowana przez KE, wejdzie w życie w styczniu 2007 r.

Zniesienie ulgi akcyzowej na biopaliwa zmusiło część przedsiębiorców którzy oparli model biznesowy na wysokości akcyzy do zmiany prognozy produkcyjnej. Rafineria Trzebinia szybko wycofała się z produkcji.

#### 2.1.3.1. Ustawa o biokomponentach i biopaliwach ciekłych

##### a) W zgodzie z Konstytucją i unijnymi dyrektywami

*Rząd w sprawie upowszechniania biopaliw znalazł się w kropce. Z jednej strony dyrektywa unijna, a z drugiej ograniczenia krajowego TK. Projekt ustawy został przekazany KE do konsultacji odnośnie zgodności z prawem wspólnotowym. Ministerstwo Rolnictwa twierdziło, że nie można pozwolić sobie na to, aby kolejna ustawa została zakwestionowana przez Trybunał Konstytucyjny. Jednak ustawa teoretycznie obowiązywała w całości poza zakwestionowanymi trzema artykułami:*

##### **Art. 12 ust. 1:**

*Producenci są obowiązani wprowadzać do obrotu, w danym roku kalendarzowym, biokomponenty w ilościach określonych w przepisach wydanych na podstawie ust. 6:*

- 1) w paliwach ciekłych lub*
- 2) jako samoistne paliwa silnikowe, lub*
- 3) w biopaliwach ciekłych innych niż określone w pkt 2.*

##### **Art. 12 ust. 6:**

*Rada Ministrów, w terminie do dnia 31 października danego roku, określa, w drodze rozporządzenia, na następny rok kalendarzowy, w ułamku objętościowym wyrażonym w procentach, minimalną ilość poszczególnych biokomponentów, jaką ma obowiązek wprowadzić do obrotu producent w paliwach ciekłych lub biopaliwach ciekłych. Ilość biokomponentów wprowadzanych do obrotu w paliwach ciekłych lub biopaliwach ciekłych jest określana w ułamku objętościowym wyrażonym w procentach ogólnej ilości wprowadzanych do obrotu paliw ciekłych.*

##### **Art. 14 ust. 1:**

*Do obrotu bez oznakowania określającego procentową zawartość biokomponentów można wprowadzać wyłącznie paliwa ciekłe.*

Aby ominąć groźbę zakwestionowania artykułów nowej ustawy, autorzy zrezygnowali z pierwotnego pomysłu, polegającego na nałożeniu na producentów obowiązku dodawania *nie mniej niż 4% objętościowo* biokomponentów. W ustawie realizację NCW zapewnić ma:<sup>58</sup> *Podmiot realizujący Narodowy Cel Wskaźnikowy jest obowiązany zapewnić w danym roku co najmniej minimalny udział biokomponentów i innych paliw odnawialnych w ogólnej ilości paliw ciekłych i biopaliw ciekłych sprzedawanych, zbywanych w innej formie lub zużywanych przez niego na potrzeby własne.* Dystrybutory muszą być jednak oznaczone w sposób odróżniający od dystrybutorów pozostałych paliw. Nie wiadomo tutaj, czy obowiązek nałożony na producentów i pozostawienie swobody wyboru konsumentowi wystarczy do przekonania tych drugich.

### b) Poszerzenie definicji biokomponentów

Do zapisanych poprzednio w kategorii biokomponentów (bioetanolu i estru) dołączony zostaje biometanol, czysty olej roślinny oraz biokomponenty syntetyczne. Projekt wymienia kilka kategorii biopaliw ciekłych. Z przemysłowego punktu widzenia najważniejsze zastosowanie mieć będą:

Zestawienie 2. Benzyny silnikowe i olej napędowy
<ul style="list-style-type: none"> <li>benzyny silnikowe zawierające objętościowo powyżej 15% eteru oraz 5% bioetanolu (ewentualnie innych biokomponentów)</li> <li>olej napędowy domieszkowany objętościowo powyżej 5% estrem</li> </ul>

Ustawa wymienia jako biopaliwa również samoistne biokomponenty, m.in. ester, bioetanol, biometanol, dimetyloester i czysty olej roślinny. Życie również w tym aspekcie wyprzedza prawo, gdyż już wielu użytkowników (m.in. rolnicy, taksówkarze) stosuje do swoich diesli olej rzepakowy, opałowy czy posmażalniczy. W ustawie figuruje jako Biopaliwo ciekłe, również gaz (tzw. biogaz oraz biowodór – obydwa pochodzą z biomasy).

### c) Narodowe Cele Wskaźnikowe (NCW)

Wszystkie kraje Wspólnoty Europejskiej zobligowane są do osiągnięcia w 2010 r. 5,75% energetycznego (inaczej opałowego) udziału biokomponentów w całkowitym wolumenie sprzedawanych paliw. Unia szczegółowo definiuje na kolejne lata tzw. Cele Wskaźnikowe (Dyrektywa 2003/30/WE). Dopuszcza jednak możliwość realizacji NCW, czyli wielkości określającej odrębnie dla każdego kraju sposób dojścia do wartości 5,75%. NCW polegają na określeniu minimalnego udziału energetycznego biopaliw w ogólnej ilości paliw ciekłych w transporcie. Wymaga to sukcesywnego wzrostu konsumpcji biokomponentów. Kraje, które nie dysponują własnymi przetwórniami surowców, są zmuszone do ich importu.

Ustawa nakłada obowiązek na polski rząd:<sup>59</sup> *Rada Ministrów co 3 lata, do dnia 15 czerwca danego roku, określa w drodze rozporządzenia Narodowe Cele Wskaźnikowe na kolejne 6 lat NCW, biorąc pod uwagę możliwości surowcowe i wytwórcze, możliwości branży paliwowej oraz przepisy Unii Europejskiej w tym zakresie. Zastanawiająca jest logika pomysłu obligującego rząd do definiowania limitów na 6 lat, kiedy przed ich upływem (po 3 latach) zmuszony zostaje on do ponownego ich określenia.*

Kolejny ustęp pozwala rządowi zrezygnować z deklarowanych wartości w przypadkach uzasadnionych:<sup>60</sup> *W przypadku wystąpienia na rynku nadzwyczajnych zdarzeń skutkujących zmianą warunków zaopatrzenia w surowce rolnicze lub biomasę Rada Ministrów może obniżyć, w drodze rozporządzenia, Narodowy Cel Wskaźnikowy wyznaczony na dany rok kalendarzowy.* Przepis ten jest furtką, która sprawia, że w przypadku nadgorliwej interpretacji, wartości NCW mogą stać się fikcją.

W 2005 r. Polska osiągnęła zaledwie 0,5% udziału energetycznego biokomponentów zamiast unijnego 2,0% (ok. 3% objętości). W 2005 r. w Polsce rozpoczęto produkcję i sprzedaż biodiesla (estru), wcześniej jedynymi biokomponentami były bioetanol produkowany przez instalacje należące do Rafinerii Gdańskiej (Grupy Lotos) oraz eter (substancja uzyskiwana z bioetanolu o zbliżonych do niego właściwościach) produkowany przez Orlen.

Tab. 1. Porównanie europejskich Celów Wskaźnikowych (CW) udziału biokomponentów i pierwotnych Narodowych Celów Wskaźnikowych (NCW) – proc.						
	2005 r.	2006 r.	2007 r.	2008 r.	2009 r.	2010 r.
CW Dyrektywy 2003/30/WE	2,00	2,75	3,50	4,25	5,00	5,75
NCW <sup>61</sup>	0,50	1,50	2,75	3,75	4,75	5,75

<sup>59</sup> Art. 24 ust. 1

<sup>60</sup> Art. 24 ust. 2

<sup>61</sup> Podane wartości NCW długo były rozważane przez parlament. Ostatecznie zrezygnowano z ustalania dokładnych wielkości, lecz można oczekiwać, że podawane NCW będą zbliżone.

#### d) Zasady przeprowadzania kontroli, sprawozdawczości, kar

Ustawa reguluje ministerialną sprawozdawczość dla Komisji Europejskiej. Narzuca również na wytwórców i producentów obowiązek sporządzania sprawozdawczości. *Producenci są obowiązani do przekazywania, w terminie do 45 dni po zakończeniu kwartału, Prezesowi Urzędu Regulacji Energetyki, sprawozdań kwartalnych sporządzonych na podstawie faktur VAT lub innych dokumentów<sup>62</sup> w szczególności dotyczących liczby, rodzajów, kosztów wytworzonych i wprowadzonych do obrotu biopaliw i biokomponentów. Wytwórcy dodatkowo są zobligowani przedłożyć sprawozdania prezesowi Agencji Rynku Rolnego.<sup>63</sup> Za nieprzestrzeganie wymogów produkcji, importu, wprowadzania do obrotu grożą kary pieniężne, które zasilać będą Narodowy Fundusz Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej. Kontrolę w zakresie jakości biokomponentów, oznakowania dystrybutorów, zamieszczania informacji o biopaliwach przeprowadzać będzie Inspekcja Handlowa.*

#### e) Przywileje dla rolników

Po uzyskaniu wpisu do rejestru rolnicy będą mogli produkować biopaliwa na własny użytek. Ustawa zabrania wprowadzania biopaliw do obrotu i rozcieńczania z paliwami ropopochodnymi. Biopaliwa rolnicze mogą spełniać niższe normy jakościowe, dochowane jednak w pełni muszą być jednak wymogi dotyczące ochrony środowiska.

Ustawa zwalnia Biopaliwo rolnicze z akcyzy (porównaj z późniejszym rozporządzeniem Ministra Finansów załącznik nr 1). Musi być ono jednak samoistnym paliwem, a jego produkcja powinna być limitowana (rocznie 100 litrów/ha). Można się spodziewać, że najbardziej popularnym biopaliwem produkowanym przez rolników będzie olej roślinny. Przemawia za nim stosunkowa prostota i bezpieczeństwo produkcji. Wysokie kary mają zapobiegać pokusie odsprzedaży domowego biopaliwa. W przypadku wytwarzania oleju roślinnego rolnik (grupa rolników) będzie zmuszony do posiadania tzw. składu podatkowego (miejsce szczególnego dozoru podatkowego, dotyczy produktów zwolnionych z akcyzy). Prowadzeniu składów podatkowych towarzyszą skomplikowane procedury formalne oraz, co budziło szczególny opór środowisk chłopskich, złożenie depozytu (zabezpieczenia akcyzowego). W ustawie nie znalazł się jednak zapis, który zwalniałby rolnika ze złożenia depozytów w ramach prowadzonych składów podatkowych.

#### f) Modyfikacja zasad kontraktacji

Dotychczas dopuszczone było wytwarzanie biokomponentów wyłącznie na zasadzie kontraktacji. Według nowej ustawy wytwórca musi pozyskiwać surowiec w rocznej wielkości nie mniej niż 75% na podstawie umów kontraktacyjnych z gospodarstwami leżącymi na terytorium WE. Reguluje to zapis:<sup>64</sup> *Udział biokomponentów wytwarzanych z biomasy pozyskiwanej w inny sposób niż określony w ust. 1 nie może przekraczać w skali roku 25% całości biokomponentów wytwarzanych przez tego wytwórcę.*

Nowa ustawa, podobnie jak poprzednia, reguluje zasady w łańcuchu produkcyjnym między wytwórcą biomasy, pośrednikiem i producentem. Umowy będą zawierane na okres nie krótszy niż 5 lat. Asekurancki zapis przeforsowany przez lobby rolnicze, gwarantujący pewność zbytu surowca, może okazać się dla nich niekorzystny, w szczególności że nic nie wskazuje na trudności ze zbytem roślin energetycznych, takich jak rzepak.

W trakcie prac rządowych nad projektem ustawy wiele poprawek odnośnie zgodności z prawem wspólnotowym zgłaszał Urząd Komitetu Integracji Europejskiej (UKIE). Uwagi te w większości zostały zaakceptowane. Jeden z takich kontrowersyjnych zapisów dotyczył obowiązku umownej kontraktacji dostaw surowców do produkcji biokomponentów. Teoretycznie zapis mógł budzić obawy o zgodność z art. 28 TWE dotyczącego swobody przepływu towarów. Jednak klauzula mówiąca o pozyskiwaniu surowców z przynajmniej jednego państwa członkowskiego według komitetu zabezpiecza przed zakwestionowaniem przez KE.

#### Zestawienie 3. Dla producentów rolnych 5-letnia kontraktacja nie musi być korzystna

- naraża na kary ze strony odbiorców – niewywiązywanie się z zadeklarowanych dostaw może mieć miejsce np. podczas nieurodzaju lub klęsk żywiołowych
- ogranicza zyski – krępuje swobodę działalności gospodarczej wykluczając możliwość zmiany odbiorcy i kalkulacji rynkowej. Dotychczasowe zasady sprzedaży były automatycznie regulowane przez rynek – występuje tutaj również kontraktacja, lecz na krótszy okres

62 Art. 30 ust. 1  
63 Art. 30 ust. 2  
64 Art. 11 ust. 1



### 2.1.3.2. Rozporządzenie jakościowe

Poważnym problemem dla producentów biopaliw ciekłych dotychczas był brak rozporządzenia w sprawie wymagań jakościowych, które zaakceptowałaby KE. Ministerstwo Gospodarki przygotowało dokument przyjmujący normę unijną dla czystych estrów oraz krajową dla biopaliwa B20. Rozporządzenie spotkało się z uwagami KE (8 maj 2006 r.), co wstrzymało prace na 3 miesiące.<sup>65</sup>

Uwagi zgłosili potencjalnie najwięksi konkurenci Polski w produkcji biodiesla: Austria, Włochy i Francja (za Niemcami, największy producent estrów). Dotyczyły wymagań jakościowych, które nie występują w innych krajach Wspólnoty, a przy jednoczesnym braku klauzuli wzajemnego uznania są równoznaczne z ograniczeniami w swobodnym przepływie towarów, co narusza art. 28 Traktatu ustanawiającego Wspólnotę Europejską. Polscy producenci stanęliby teoretycznie w uprzywilejowanej pozycji, gdyż biopaliwa produkowane w innym państwie WE, Turcji lub jakimkolwiek należącym do EFTA (Europejskie Porozumienie o Wolnym Handlu) byłyby nielegalne w Polsce.

Przedsiębiorstwa zainteresowane inwestycjami w blendowanie paliw w Polsce wstrzymywały lub modyfikowały decyzje o w rozpoczęciu produkcji, gdyż mogłyby narazić się na konsekwencje skarbowe. Szacowano, że rozporządzenie wejdzie dopiero późną jesienią. Dzięki konsultacjom Ministerstwa Gospodarki z KE okazało się, że wystarczy nieznacznie zmodyfikować treść rozporządzenia uzupełniając dokument o tzw. klauzulę wzajemnego uznania, czyli dopuszczenie do obrotu paliw produkowanych poza naszym krajem. Ministerstwo podpisało je we wrześniu 2006 r.

### 2.1.3.3. Ustawa o ulgach podatkowych (rozporządzenie Ministra Finansów)

Przepisy obowiązujące w naszym kraju (rozporządzenie Ministra Finansów w sprawie zwolnień od podatku akcyzowego – 26 kwietnia 2004 r.) były dosyć korzystne dla inwestorów. Ich wadą była nieprzejrzystość. Politycy zdawali sobie sprawę, że potrzebne są nowe rozwiązania fiskalne – zapisy, które jednocześnie pobudziłyby zainteresowanie inwestorów i nie uszczupliłyby nadto budżetu. Rocznie budżet zasilają miliardy złotych z tytułu akcyzy – około 10% wszystkich wpływów.

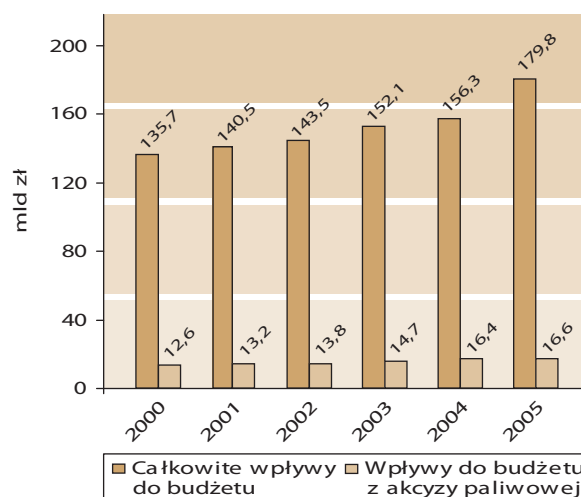
Rząd przyjął rozporządzenie w sprawie zwrotu akcyzy dla biopaliwa rolniczego (koniec czerwca). Ulga wynosi 45 gr za litr. Minister rolnictwa Andrzej Lepper zapewnił, że budżet wyasygnuje na ten cel 650 mln zł.<sup>66</sup>

W grudniu 2006 roku Minister Finansów

Zyta Gilowska wydała rozporządzenie faktycznie zmniejszające ulgę na biopaliwa o połowę. Spotkało się to z krytyką środowisk zainteresowanych produkcją biopaliw. Takie rozwiązanie prawne stawia produkcję paliw na granicy opłacalności. W części zakładów może to spowodować zaprzestanie produkcji. W innych, całość produkcji może zostać przeznaczona na eksport. Ministerstwo Finansów tłumaczy, że rozporządzenie to było niezbędne ze względu na fakt, że poprzednie regulacje były niezgodne z prawem Unii Europejskiej.

Jedne z najbardziej klarownych i atrakcyjnych zwolnień podatkowych w zakresie biopaliw występują w Niemczech – akcyza płacona jest tylko za zawarty w biopaliwie olej napędowy lub benzynę. Biokomponenty są tam całkowicie zwolnione z akcyzy, jednak zapewne tylko do końca roku, pomimo wcześniejszych gwarancji, jakoby miały obowiązywać do 2013 r. władze wycofują obietnice na skutek zainteresowania biznesu i konsumentów znacznie przekraczających wcześniejsze najśmielsze prognozy.

Rys. 13 Wpływy do budżetu z akcyzy



Źródło. GUS i Ministerstwo Finansów

65 Notatka dotycząca procesu notyfikacji w Komisji Europejskiej projektu rozporządzenia Ministra Gospodarki w sprawie wymagań jakościowych dla biopaliw ciekłych – z dnia 26 czerwca 2006 r. – za KIB

66 Tańsze paliwo dla wsi – mak, Rzeczpospolita 28.06.2006 r.

#### 2.1.3.4. Kalendarium polskiej legislacji biopaliwowej<sup>67</sup>

- październik – grudzień 2002 r. – Parlament przegłosował pierwszą polską ustawę o biopaliwach
- styczeń 2003 r. – Prezydent A. Kwaśniewski wetauje ustawę biopaliwową. Powodem był brak możliwości wyboru innego paliwa oraz przymus produkowania i zakupu paliwa.
- lipiec 2003 r. – Upadek projektu drugiej ustawy. Projekt wycofał Marszałek Sejmu, gdyż ktoś dopisał niekorzystny tekst dla środowisk rolniczych „oraz inne rośliny”, który dopuszczał import olejów roślinnych konkurencyjnych dla rodzimego rzepaku (palmowego, sojowego itp.).
- 2 października 2003 r. – Ustawa ***o biokomponentach stosowanych w paliwach ciekłych i biopaliwach ciekłych*** (DzU nr 199, poz. 1934 z późn. zm.). Ona również miała niefortunną kontynuację – Trybunał Konstytucyjny uznał niektóre jej zapisy za niezgodne z konstytucją (21 kwietnia 2004 r.). Powód był analogiczny do przypadku odrzucenia prezydenckiego.
- 6 stycznia 2004 r. – Rozporządzenie Ministra Rolnictwa i Rozwoju Wsi w sprawie trybu wydawania świadectw jakości biokomponentów i trybu orzekania w sprawach jakości biokomponentów przez akredytowane jednostki certyfikujące oraz akredytowane laboratoria badawcze.
- 6 stycznia 2004 r. – Rozporządzenie Ministra Rolnictwa i Rozwoju Wsi w sprawie określenia akredytowanych jednostek certyfikujących oraz akredytowanych laboratoriów badawczych.
- 12 stycznia 2004 r. – Rozporządzenie Rady Ministrów w sprawie trybu powołania i pracy oraz liczby członków Komisji do spraw biokomponentów stosowanych w paliwach ciekłych i biopaliwach ciekłych.
- 23 stycznia 2004 r. – Ustawa ***o systemie monitorowania i kontrolowania jakości paliw ciekłych i biopaliw ciekłych*** (DzU nr 34 poz. 293 z późn. zm.). Zastąpiona nową ustawą (25 sierpnia 2006 r.)
- 23 stycznia 2004 r. – Ustawa ***o podatku akcyzowym***. Reguluje ona zasady i tryb wprowadzania do obrotu wyrobów objętych akcyzą, definiuje istotny dla biopaliw termin składu podatkowego.
- 10 marca 2004 r. – Rozporządzenie Ministra Gospodarki, Pracy i Polityki Społecznej w sprawie sposobu oznakowania dystrybutorów do sprzedaży biopaliw ciekłych.
- 26 kwietnia 2004 r. – Rozporządzenie ministra finansów w sprawie zwolnień od podatku akcyzowego. Postuluje 3 progi odliczeń, w zawity sposób reguluje upusty podatkowe dla producentów biopaliw. Jest to jednak korzystny i niezwykle istotny zapis dla rozwoju biznesu biopaliwowego.
- 27 kwietnia 2004 r. – Rozporządzenie Rady Ministrów w sprawie szczegółowych warunków udzielania pomocy publicznej na inwestycje związane z odnawialnymi źródłami energii. Dokument wyklucza jednak możliwość uzyskiwania przez polskich przedsiębiorców kredytów na inwestycje obejmujące produkcję biokomponentów.
- 10 marca 2006 r. – Ustawa ***o zwrocie podatku akcyzowego zawartego w cenie oleju napędowego wykorzystywanego do produkcji rolnej***. Określa zasady i tryb zwrotu podatku akcyzowego zawartego w cenie rolniczego oleju napędowego.
- 25 sierpnia 2006 r. – Sejm uchwalił nowe biopaliwowe ustawy
  - 1) ***o biokomponentach i biopaliwach ciekłych***
  - 2) ***o systemie monitorowania i kontrolowania jakości paliw ciekłych***
- Od początku 2007 roku obowiązuje rozporządzenie Ministra Finansów dotyczące zmniejszenia ulgi dla producentów biopaliw.

## 2.1.4. Biopaliwa w polsce

Od 1993 r. paliwa w Polsce są systematycznie domieszkowane biokomponentami. W 2002 r. stanowiły one 1,5% wszystkich paliw ciekłych (wartość przewidziana na 2006 r.). Przed nieprzychylną kampanią medialną mogło wydawać się, że zostaniemy jedną z europejskich potęg w produkcji i konsumpcji paliw ekologicznych. W 2005 r. całkowity dodatek biokomponentów (czyli praktycznie bioetanolu i eteru ETBE) wyniósł 0,5% energetycznej wartości wszystkich paliw. Pod tym względem znaleźliśmy się na 14 miejscu za Grecją (0,7%), przed Węgrami (0,4%), daleko za czołówką (Szwecja – 3%; Czechy – 2,84%; Austria – 2,5%).

Dyrektywa 2003/30/WE ma charakter rekomendacji, jednak WE nie wyklucza nałożenia sankcji na kraje, które wybitnie odstają od zaleconych wskaźników. Do 2010 r. wartość rynku biopaliw w Polsce może osiągnąć poziom 5 mld zł. Jeżeli nowa ustawa zostanie uchwalona zgodnie z rządowymi intencjami, to w 2007 roku producenci paliw mogą potrzebować ok. 150 tys. ton bioetanolu oraz ok. 270 tys. ton estrów. W 2006 r. produkowane w Polsce biokomponenty do paliw ciekłych trafiły głównie na eksport.<sup>68</sup>

Wzrasta wykorzystanie biopaliw w niektórych miastach w komunikacji publicznej. W taborach autobusowych we Wrocławiu, Kielcach, Starachowicach, Słupsku są pojazdy napędzane prawie czystym biodieslem. Warszawa natomiast planuje wprowadzenie kilku autobusów na wodór, co jest realne po wstąpieniu stolicy do klubu C-20, czyli grupy światowych metropolii (m.in. Nowy Jork, Paryż, Delhi, Londyn, Stambuł), które deklarują dbałość o środowisko naturalne. C-20 współpracuje z Fundacją Billa Clintona, która skutecznie pozyskuje od wielkiego biznesu środki na walkę z zagrożeniami cywilizacyjnymi (m.in. na zahamowanie wzrostu emisji dwutlenku węgla do atmosfery). Koszt jednego pojazdu wynosi kilka milionów złotych, kilkaset tysięcy złotych natomiast budowa stacji paliwowej. Do wiosny 2007 r. powinny zapaść konkretne decyzje o finansowaniu tych inwestycji.<sup>69</sup>

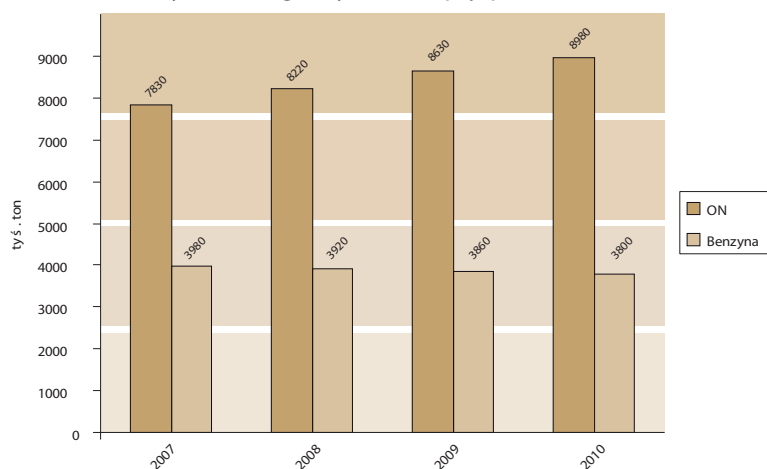
Usunięcie ulgi akcyzowej spowoduje, że znaczna część produkcji będzie szła na eksport, gdyż sprzedaż krajowa będzie nieopłacalna.

### 2.1.4.1. Bioetanol

Bioetanol zajmuje dominującą pozycję wśród biokomponentów. Na skalę przemysłową został wprowadzony do paliw benzynowych w połowie poprzedniej dekady. Jego największe zużycie przez przemysł petrochemiczny wystąpiło w roku 1997 (ok. 111 mln litrów). W 2005 roku na rynek trafiło 52,4 mln litrów bioetanolu (42,8 tys. ton)<sup>70</sup>.

Podstawowym surowcem do produkcji bioetanolu jest destylat uzyskiwany w gorzelniach głównie z żyta i ziemniaków. Znaczenie ziemniaków jednak sukcesywnie spada, wzrasta natomiast zainteresowanie burakiem cukrowym, pszenżytem i kukurydzą oraz odpadami przemysłowymi. System produkcji bioetanolu jest dwuetapowy: destylat z gorzelnii trafia do zakładów odwadniających. Metoda jest kosztowna, dlatego realizowane (lub planowane) są inwestycje produkcji jednoetapowych. Planuje się wybudowanie kilku obiektów o wydajności 50-100 mln litrów/rok, co zmodernizuje ten sektor.<sup>71</sup>

Rys. 14. Prognozy konsumpcji paliw – Polska<sup>72</sup>



68 Biokomponenty w każdym baku – b.d., Rzeczpospolita, 09.05.2006 r.

69 Autobusy od Clintona dla Warszawy – M. Hadaj, Dziennik 08.08.2006 r.

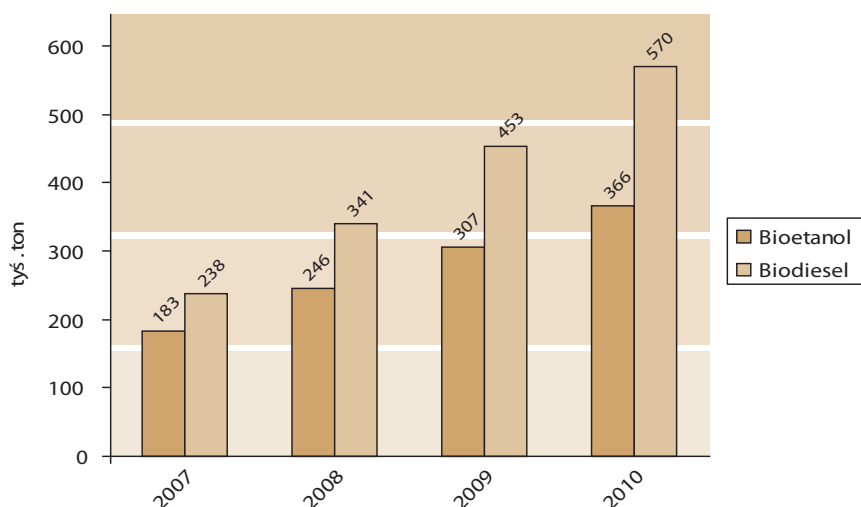
70 II Raport dla Komisji Europejskiej opracowany w Ministerstwie Rolnictwa i Rozwoju Wsi czerwiec 2005 r.

71 Dr T. Zakrzewski – KIB

72 Opracowanie za IERiGŻ-PIB – Nowe Życie Gospodarcze nr 8/2006, 26.04.2006 r.

Tab. 2. Konsumpcja paliw i biokomponentów w Polsce <sup>73</sup>					
Rok	Zużycie benzyn (łącznie z bioetanołem)		Bioetanol		Udział bioetanolu
	(mln litrów)	(tys. ton) <sup>74</sup>	(mln litrów)	(tys. ton) <sup>75</sup>	(proc.) <sup>76</sup>
1994	7300	5548	27	21,33	0,37
1995	8300	6308	63	49,77	0,76
1996	6200	4712	101	79,79	1,63
1997	6700	5092	111	87,69	1,65
1998	6700	5092	100	79	1,5
1999	7800	5928	83	65,57	1,07
2000	6800	5168	51	40,29	0,75
2001	6200	4712	66	52,14	1,07
2002	5600	4256	83	65,57	1,47
2003	5500	4180	76	60,04	1,4
2004	5600	4256	48	37,92	0,94
2005	5200	3952	54	42,66	1,05

Rys. 15. Prognozy konsumpcji biokomponentów – Polska



Źródło: Opracowanie za IERiGŻ-PIB – Nowe Życie Gospodarcze nr 8/2006, 26.04.2006 r.

#### 2.1.4.2. Potrzebny będzie rzepak

Przemysł tłuszczowy należy do najbardziej skoncentrowanych w branży spożywczej. Na polskim rynku przetwórców rzepaku i producentów wyrobów tłuszczowych liczy się 9 firm. Największymi przetwórcami są: Zakłady Tłuszczowe Kruszwica (należy do Grupy Bunge) oraz Zakłady Tłuszczowe Szamotuły (do grupy ADM). Razem dysponują 50% udziałem w rynku skupu rzepaku oraz 75% rynku produkcji oleju.<sup>77</sup>

Kluczowym surowcem dla biznesu estrowego będzie olej rzepakowy. W produkcji rzepaku w UE zajmujemy miejsce za Niemcami, Francją i Wielką Brytanią (cała UE ok. 10 mln). Rocznie produkujemy ponad milion ton nasion rzepaku (w 2005 r. 1250 tys. ton), z którego największa część zasila głównie przemysł spożywczy lub eksport do Niemiec (głównie do biopaliw).

<sup>73</sup> Raport dla Komisji Europejskiej (...) za 2005 r. – Ministerstwo Rolnictwa i Rozwoju Wsi

<sup>74</sup> Gęstość benzyny = 0,76 g/cm<sup>3</sup>

<sup>75</sup> Gęstość etanolu = 0,79 g/cm<sup>3</sup>

<sup>76</sup> Uwaga: udział biokomponentów jest liczony objętościowo, dla CW potrzebny jest udział energetyczny!

<sup>77</sup> www.kib.pl

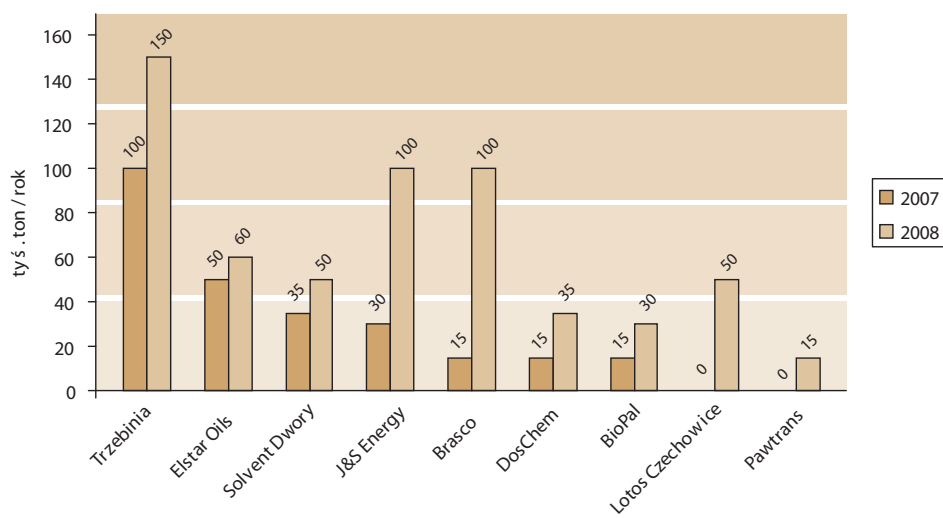
Tab. 3. Prognozy dla rzepaku w Polsce <sup>78</sup>		
	2006 r.	2008 r.
Powierzchnia upraw (tys. ha)	530	750
Zbiór rzepaku (tys. ton)	1 400	2 100
Produkcja oleju rzepakowego (tys. ton)	495	882
Olej do produkcji estrów (tys. ton)	159	546
Powierzchnia upraw (tys. ha)	530	750

W Polsce rzepak jest najbardziej popularną rośliną oleistą. W 2005 r. powierzchnia upraw wyniosła 550 tys. ha, z której zebrano 1,5 mln ton rzepaku (drugi rezultat w historii po 2004 r.). Uzyskane plony 2,7 t/ha były wyższe od średniej ok. 30%. Areał ziem uprawnych wynosi ok. 14 mln ha. Przestrzegając zasad zmianowania i uprawy, ok. 10% areału może być obsiane rzepakiem, czyli 1,4 mln ha. Trzykrotny wzrost powierzchni upraw rzepaku jest realny pod warunkiem podnoszenia kwalifikacji plantatorów. W Niemczech wydajność nasion rzepaku z 1 ha wynosi 3,6 t, podczas gdy nasi rolnicy zbierają 2,6 tony.<sup>79</sup>

### 2.1.4.3. Zainteresowanie produkcją biodiesla

Po ogłoszeniu zamiarów inwestycyjnych w estry FAME akcje deklarujących spółek zdecydowanie zwyżkowały. Akcje Skotanu skoczyły w ciągu pół roku o ponad 1000% (jednak jeden z akcjonariuszy złożył zawiadomienie do prokuratury o manipulowanie kursem Skotanu, a spółka wycofała się z inwestycji).<sup>80</sup> Zwyżkowały również akcje Lotosu, Elstar Oils, a nawet Z.A. Puławy, które nie podjęły jeszcze ostatecznej decyzji.

Rys. 16. Prognozy produkcji FAME<sup>81</sup>



Źródło : Krajowa Izba Biopaliw lub bezpośrednio od firm

#### a) Rafineria Trzebinia

Orlen uruchomił w Trzebini (grudzień 2004 r.) pierwszą w Polsce instalację produkującą biodiesel na skalę przemysłową (w 1995 r. pierwsza doświadczalna przetwórnica – Mochełek, rocznie 1000 ton estrów, przerób 3600 ton rzepaku). Orlen zainwestował w fabrykę 120 mln zł. Jej obecny potencjał produkcyjny stanowi 150 tys. ton rocznie, produkcja wynosi 100 tys. ton.

Spółka zakończyła 2005 r. ze stratą 50 mln zł. Zarząd przyjął plan oszczędnościowy. Na polecenie Orlenu opracowano projekt „Południe”, zakładający konsolidację spółek zależnych zlokalizowanych na południu Polski. W dalszych planach jest budowa rurociągu z Bronowa do Trzebini oraz wydzierżawienie terminala paliwowego należącego do rafinerii. Związki zawodowe rafinerii nie podzielają optymizmu zarządu dotyczącego realizacji projektu.<sup>82</sup>

78 Na podstawie szacunków J&S Energy

79 KZPR; KIB

80 Drobny inwestor Impexmetal szantażuje Boryszew? – M.Śliwiński, Parkiet, 19-20.08.2006 r.; Tak – dla oleju, stop dla ziarna – M.Grzegorzczak, Puls Biznesu 04.09.2006 r.

81 ibidem

82 Czy Rafinerii Trzebinia grozi zamknięcie? – Dziennik Polski; 21.07.2006 r.

Orlen blenduje estrami z Trzebini własny ON uzyskując w ten sposób biopaliwo. Koncern pierwotnie sprzedawał biopaliwo odbiorcom hurtowym (firmom transportowym, PKP) oraz na eksport. Po pół roku dopuścił paliwo B20 z oznakowanych dystrybutorów do obrotu detalicznego). Produkcja estrów metylowych była wówczas i nadal jest kosztowniejsza niż ON, mogła być zatem konkurencyjna jedynie dzięki ulgom akcyzowym. B20 pierwotnie kosztował ok. 10% mniej niż ON.

W okresie kiedy uchwalono ustawy biopaliwowe, Rafineria Trzebinia stanęła paradoksalnie przed dylematem zaprzestania produkcji, gdyż za sprzedaż B20 URE może wymierzyć wielomilionową karę. Rafineria produkując biopaliwa wypełniała ustawowy obowiązek wprowadzania biokomponentów na rynek, jednak tym samym popełniła przestępstwo, gdyż nie ukazało się jeszcze stosowne rozporządzenie jakościowe, które zablokowały Francja, Austria i Włochy.

Ministerstwo Gospodarki, tłumacząc zasadność kar, poprosiło obywateli o samodzielną ocenę sytuacji: *Takiego produktu poza Czechami nie można wprowadzać do obrotu w innych krajach członkowskich, więc proszę ocenić, czy jest to bałagan, czy działanie idące do przodu, które może z tej racji, że idzie do przodu powoduje pewne perturbacje. (...) Były trzy komentarze krajów członkowskich, wszystkie absolutnie wynikające z braku znajomości polskiego prawa.*<sup>83</sup> Narzucająca się interpretacja jest oczywista: jest to bałagan, a Trzebinia wyprzedziła działaniami prawo. Wiceprezes KIB Henryk Zamojski ocenił: *Byłby to niespotykany na skalę światową przypadek, gdyby ktoś nie z własnej winy, za to, że władze państwowe nie dopełniły jakichś obowiązków, zostaje ukarany. Ale również byłby to niesamowicie zły sygnał dla rynku, dla wszystkich inwestorów.*

#### **b) Elstar Oils**

Elstar Oils planuje również produkcję zarówno biokomponentów, jak i biopaliw. Do 2008 r. przeznaczy ogółem na inwestycje 120 mln zł. Elstar Oils rozpocznie produkcję biodiesla jesienią. Na samo zwiększenie mocy produkcyjnych estrów w Malborku (docelowo 100 tys. ton) spółka wyasygnuje 35 mln zł. Spółka zaciągnęła kredyt na zakup surowca 80 mln zł. Środki pójdą również na zwiększenie mocy przerobowych rzepaku zakładu w Czerninie (ze 150 do 250-300 tys. ton). Firma nie wyklucza również budowy nowego zakładu produkcji estrów na południu Polski o mocach 100-150 tys. ton rocznie (najprawdopodobniej w SSE Wałbrzych).<sup>84</sup>

Uruchomienie produkcji estrów nastąpi pod koniec sierpnia, pierwsze partie towaru o odpowiedniej jakości firma będzie mogła zaoferować nie wcześniej niż w październiku. Nie wiadomo jeszcze, czy odbiorcą estrów będą Niemcy, z którymi firma ma podpisane umowy przedwstępne, czy też polskie przedsiębiorstwa. Dyrektor Elstar Oils Aleksander Rysiewicz ocenia, że ustawa jest neutralna dla biznesu biopaliwowego, a produkcja „domowa” nie zakłóci popytu na rynku, gdyż jest zbyt mała.<sup>85</sup> (opinia wypowiedziana przed wejściem w życie rozporządzenia Ministra Finansów załącznik 1).

#### **c) Grupa Lotos**

Od 1997 r. spółka produkuje paliwa z dodatkiem bioetanolu. Obecnie, planowane jest uruchomienie instalacji do produkcji biodiesla w rafinerii Czechowice o potencjale wytwórczym sięgającym 100 tys. ton (koszt 71 mln zł). Na początku czerwca spółka podpisała z MAN Ferrostal umowę na budowę instalacji do produkcji kwasów tłuszczowych. Lotos może uniknąć kłopotów z dostępem do surowca, wybierając taką instalację, która pozwoli na przerób alternatywnego do rzepaku surowca.<sup>86</sup>

#### **d) J&S Energy**

J&S buduje dwie instalacje do produkcji biokomponentów w Brzegu i w Stobnie k. Szczecina. Planowany koszt inwestycji to 200 mln zł. J&S rozważa wybudowanie w Europie pięciu takich instalacji. W przeciwieństwie do Trzebini, spółka J&S wycofała się z blendowania paliw biokomponentami, tym samym uniknęła konsekwencji skarbowych. – *Jesteśmy w stałym kontakcie z wszystkimi instytucjami, które są odpowiedzialne za nadzór nad rynkiem paliwowym i od kiedy tylko pojawiły się rozbieżności w interpretacji obowiązujących przepisów, wstrzymaliśmy taką działalność* – wyjaśnił Grzegorz Zambrzycki, prezes J&S Energy S.A.

83 TVN24, 24.07.2004 r.

84 Coraz dłuższa kolejka chętnych do rynku biopaliw – M. Zwierzchowski, Życie Warszawy 25.04.2006 r.; Elstar Oils stawia na biopaliwa - Rzeczpospolita 13.10.2005 r.

85 Biopaliwa Elstaru Oils jesienią na rynku – Parkiet, 22.07.2006 r.

86 02.06.2006 r. – PAP

**e) Spectra**

W 2005 r. Jerzy Starak nabył ZPT Warszawa (49 mln zł) – firmę, z której prywatyzacji wycofał się w 2003 r. Aleksander Gudzowaty. Olej produkowany w ZPT Warszawa zostanie docelowo przeznaczony również do produkcji biopaliw. Natomiast w Polpharmie ze Starogardu Gdańskiego, Spectra zapowiadało inwestycję w budowę instalacji do odwadniania etanolu o rocznym potencjale wytwórczym na poziomie 200 tys. ton.

**f) Zakłady Azotowe Puławy**

Firma rozważa budowę estrowni o mocach produkcyjnych sięgających 100 tys. ton rocznie. Do tej wartości potrzeba 270-300 tys. ton rzepaku, co stanowi więcej niż obecne możliwości produkcyjne Lubelszczyzny. Dodatkową korzyścią obniżającą koszty produkcji estrów mogłoby być stosowanie właśnie puławskich nawozów przez rolników z Lubelskiego.<sup>87</sup>

**g) Brasco**

Obecny prezes Brasco Wiesław Kaczmarek zapowiadał opanowanie 50% krajowego rynku produkcji bioetanolu oraz 25% rynku estrów. Brasco jest obecnie największym producentem bioetanolu, dysponuje potencjałem o rocznej wartości 150 mln litrów bioetanolu. Bioetanol stanowi 38% produkcji Akwawitu oraz 55% KS Wratislavia, pozostałą część stanowi spirytus. Najważniejszymi celami strategicznymi Brasco jest konsolidacja Akwawity i Wratislavi i skupienie mocy wytwórczych w oddzielnej spółce. Zakłady czeka restrukturyzacja, nastąpi integracja funkcji zarządczych.<sup>88</sup>

Jak twierdzi W. Kaczmarek, granicę produkcji wyznacza wydajność sektora gorzelnianego. Dlatego firma zamierza podjąć działania organizujące zaplecze surowcowe. Obecnie 70% produkcji bioetanolu wytwarzanego przez Brasco trafia na eksport, w kraju głównymi odbiorcami są Orlen i Lotos. Wrocławski Polmos rozpoczął budowę estrowni o wydajności 150 tys. ton rocznie. Koszt inwestycji szacowany jest na co najmniej 100 mln zł. Jej start nastąpi w czwartym kwartale 2006 r.<sup>89</sup>

**2.1.4.4. Prognozy dla Polski**

Na rynku będą się liczyć najwięksi producenci biopaliw. Małe zakłady produkcyjne, olejarnie czy agrorafinerie nie będą miały szans konkurować z potentatami. Większa fabryka (wyższe inwestycje) estrów osiąga mniejszy jednostkowy koszt produkcji. Potwierdzają to doświadczenia produkcyjne estrowni z Kanady, Niemiec, Francji.

W Polsce rozważane są inwestycje o skali kilku miliardów złotych. Do dnia 19 czerwca wpis do rejestru przedsiębiorców wytwarzających lub magazynujących biokomponenty uzyskało 85 podmiotów (w tym 27 wytwarzających bioetanol). Pochodzące z Trzebini biopaliwo estrowe można w Polsce kupić na 200 stacjach.<sup>90</sup>

Roczne zdolności Produkcyjne (tys. ton)	Koszt inwestycji (mln dolarów kan.)	Koszt produkcji (dolar kan./tona)
1,7	1,33	782
10	4,75	475
50	13,50	270
100	21,0	210

Przeciwdziałac wzrostowi cen rzepaku może istotne zwiększenie areału jego upraw. Roślina ta wymaga jednak dobrych gleb i odpowiednich warunków termicznych (ciepłolubna), dlatego jej uprawy będą możliwe jedynie w niektórych regionach kraju (najlepiej w Małopolsce). Alternatywą może być import tańszego oleju rzepakowego spoza UE, np. Ukrainy. Innym rozwiązaniem problemu niedoboru surowca może być import tańszego oleju palmowego lub sojowego. Uzyskanie z takich substytutów produktu jakościowo zbliżonego do estru rzepakowego będzie wyzwaniem technologicznym dla inżynierów. Trafione technologie, gwarantujące najniższe koszty produkcji biopaliw i biokomponentów zapewnią sukces rynkowy.<sup>92</sup>

87 [www.zapulawy.pl](http://www.zapulawy.pl)

88 PAP: Ogłoszenie strategii Grupy Brasco S.A.(...) 12.07.2006 r.

89 Szkodzą nam politycy... – Anna Bytniewska, Puls Biznesu 01.06.2006 r.

90 Zarobić na rzepaku – T.Dąbrowski, Dziennik 13.06.2006 r.

91 I. Krawczyk, NZG, maj 2006 r.

92 Potrzeba więcej rzepaku – M. Kozmana, Rzeczpospolita 08.03.2006 r.

Rolnicy uprawiający rzepak są spokojni – prognozowana podaż tego surowca nie zaspokoi zapotrzebowania sektora spożywczego, paliwowego oraz zobowiązań eksportowych. Przewaga popytu w konsekwencji doprowadzi do wzrostu cen. Sektor spożywczy, czyli dotychczasowy beneficjent relatywnie niskich cen rzepaku najbardziej straci na omawianych zmianach rynkowych.

Wydaje się, że wielu polskich decydentów działa raczej pod wpływem unijnego przymusu niż wewnętrznego przekonania. Najtrudniejszym wyzwaniem dla środowisk biopaliwowych będzie przekonanie społeczeństwa i polityków, że omawiana idea to nie tylko obowiązek, ale jedna z niewielu szans na poprawę konkurencyjności naszej gospodarki.

## 2.2. Analiza sytuacji na świecie

### 2.2.1 Inicjatywy i legislacja proekologiczna w UE

Inicjatywy w zakresie ochrony środowiska odnoszą się zazwyczaj do Protokołu z Kioto (1997 r.). Jednym z najbardziej istotnych punktów porozumienia była 5,2% średnioroczna redukcja emisji gazów cieplarnianych w okresie 2008 -2012 r. w stosunku do poziomu 1990 r. Polska podpisała protokół w 1998 r., a ratyfikowała w 2002 r. UE aktywnie uczestniczy w realizacji tych postanowień, co znajduje odzwierciedlenie w szeregu dokumentów, dyrektyw, strategii wizji i planów.

#### 2.2.1.1. UE wobec biopaliw

Zainteresowanie Komisji Europejskiej w kwestii biopaliw koncentruje się na zagadnieniach związanych z transportem. Transport bowiem odpowiada za powstanie 21% gazów cieplarnianych. KE jest zaangażowana w działania wdrażające paliwa ekologiczne na wielu płaszczyznach:<sup>93</sup>

- inicjuje stosowanie wszelkich ulg podatkowych na biokomponenty;
- zachęca, aby w ramach zamówień publicznych kupowano pojazdy ekologiczne, głównie napędzane biopaliwami;
- zabiega o ustanowienie instytucji, zajmującej się badaniem możliwości rozwoju regionów wiejskich dzięki biomasie;
- zachęca państwa członkowskie do uprzywilejowanego traktowania biopaliw drugiej generacji;
- weryfikuje możliwości usunięcia barier technicznych logistyki biopaliw;
- zaleca wprowadzanie szerszej gamy olejów roślinnych do produkcji biodiesla, bez znaczących ujemnych skutków dla jakości paliwa;
- wspiera poza unijne kraje rozwijające produkcję bioetanolu, co ma ułatwić unijnym producentom zbyt surowca (głównie cukrowniom);
- rozważa zastosowanie bioetanolu w silnikach diesla oraz zastąpienia metanolu etanolem w produkcji estrów.

#### 2.2.1.2. Energia z biomasy

Strategia wykorzystania Odnawialnych Źródeł Energii (OZE) w UE zawiera wytyczne dla narodowych działań w zakresie rozwiązań administracyjnych, fiskalnych, gospodarczych i prawnych. KE przyjęła plan działania, którego celem jest upowszechnianie energii uzyskanej z rolnictwa, leśnictwa i gospodarki odpadami (grudzień 2005 r.). Celem UE jest zastąpienie paliw konwencjonalnych alternatywnymi, w wysokości 20% energetycznie (do 2020 r.). Proces podzielono na 3 etapy.

Zestawienie 4. Najważniejsze spośród biopaliwowych dyrektyw
<ul style="list-style-type: none"> <li>• 2003/30/WE Parlamentu Europejskiego i Rady UE w sprawie wspierania zastosowania w transporcie biopaliw i innych paliw odnawialnych (8 maj 2003 r.)</li> <li>• 2001/77/WE Parlamentu Europejskiego i Rady UE w sprawie promocji energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych (27 wrzesień 2001 r.)</li> <li>• 2003/96/WE Rady UE z 27 października 2003 roku w sprawie restrukturyzacji wspólnotowych przepisów ramowych dotyczących opodatkowania produktów energetycznych i energii elektrycznej</li> </ul>



#### Zestawienie 5. Etapy procesu zastępowania paliw konwencjonalnych

- do 2010 r. rozwój sektora biopaliwowego
- 2010-2015 r. promocja gazu ziemnego
- 2015-2020 r. promocja ogniwo wodorowych

Unijna polityka spójności określa rozwój odnawialnych i alternatywnych źródeł energii (m.in. biomasy). Inwestycje w przetwórstwo niewykorzystanej biomasy mają zostać inicjowane poprzez dopłaty w ramach polityki rozwoju obszarów wiejskich. Przy ocenie wpływu programów wsparcia dla biopaliw, KE ma wziąć pod uwagę ich potencjalne oddziaływanie na tradycyjne rynki etanolu, żywności, leśnictwa i ropy.

Produkcja biopaliw ma odbywać się zgodnie z zasadami Strategii Zrównoważonego Rozwoju (SDS), przyjętej przez Radę Europy w 2001 r. (Goeteborg), nowelizowanej w czerwcu 2006 r. Model ten określa działania oparte na wzorach konsumpcji najłagodniej ingerujących w środowisko naturalne. Zagadnienia ujmują plan działania wobec biomasy:<sup>94</sup>

#### Zestawienie 6. Pomysły

- promocja biopaliw w UE i krajach rozwijających oraz gwarancje ich bezpieczeństwa dla środowiska
- umasowienie konsumpcji biopaliw dzięki zachętom cenowym, optymalizację upraw energetycznych oraz badania biopaliw „drugiej generacji”, wspieranie wprowadzenia biopaliw do obrotu;
- badanie możliwości krajów rozwijających się w zakresie roślin energetycznych i biopaliw.

W kwietniu 2005 r. KE przedstawiła propozycje struktury, budżetu i zakresu tematycznego 7. Programu Ramowego. Zadania te realizowane będą w latach 2007-2013 (budżet ok. 53 mld euro – prawie dwukrotny wzrost w stosunku do budżetu 6. Programu Ramowego). W Programie szczegółowym „Współpraca” badania będą się koncentrować na:<sup>95</sup>

#### Zestawienie 7. Program szczegółowy „Współpraca”

- **rozwoju technologii energetycznej** – obniżenie kosztów jednostkowych paliw poprzez poprawę technologii konwencjonalnych i rozwój biopaliw drugiej generacji (np. biodiesel Fischera-Tropscha, przetwarzanie ligninowo-celulozowe, etanol oraz biodimetyloeter)
- **Rozwoju technologii żywności, rolnictwa i biotechnologii** – stosowanie nauk przyrodniczych i biotechnologii do poprawy systemów produkcji biomasy

W promocji i realizacji europejskiej wizji produkcji i stosowania biopaliw mają pomagać programy badawczo-promocyjne. Jednym z największych jest Europejska Platforma Technologiczna „Biopaliwa”, która reprezentuje zainteresowane strony: rolnictwo, leśnictwo, sektor spożywczy, producentów biokomponentów i biopaliw, firmy paliwowe, dystrybutorów, koncerny motoryzacyjne oraz instytuty badawcze. Pozostałe Platformy Technologiczne to m.in. „Rośliny dla przyszłości”, „Sektor Leśno-Drzewny” i „Zrównoważona Chemia”.<sup>96</sup>

### 2.2.1.3. Generacje paliw ekologicznych

UE dostrzegła ograniczenia i niebezpieczeństwa związane z uzyskiwaniem biokomponentów z surowców tradycyjnie przeznaczanych na cele spożywcze. Dlatego patrząc perspektywicznie, wyodrębniła numeratycznie kilka generacji biopaliw:<sup>97</sup>

**Pierwsza (konwencjonalna).** Odpowiada ona tradycyjnej produkcji biokomponentów głównie z ziaren zbóż, trzciny cukrowej, roślin oleistych, roślinnych i zwierzęcych odpadów. Technologie te polegają na fermentacji, wyciskaniu, syntezie chemicznej, trawieniu, estryfikacji.

94 Komunikat Komisji – Polityka spójności wspierająca wzrost gospodarczy i zatrudnienie, 2005 r.; Komunikat Komisji – Plan działania w sprawie biomasy; Komisja Wspólnot Europejskich; 2005 r.

95 www.mnii.gov.pl; Komunikat Komisji – Strategia UE na rzecz biopaliw, Komisja Wspólnot Europejskich; 2006 r.

96 Komunikat Komisji – Strategia UE na rzecz biopaliw, Komisja Wspólnot Europejskich; 2006 r.

97 ibidem

**Druga.** Stanowią niedaleką przyszłość dla biokomponentów, nie konkurują z sektorem spożywczym. Technologie obecnie są w fazie intensywnych badań naukowych (m.in. Szwecja, Hiszpania, Dania). Uzyskuje się je w reakcji syntezy, gazyfikacji, zaawansowanej hydrolizy. Najbardziej zaawansowane są badania nad biopaliwami pozyskiwanymi z materiałów lignocelulozowych (drewno, łodygi roślin, słoma), inne opracowywane metody to biodiesel Fischera-Tropscha i biometyloester.

**Wyższe.** Określają dalszą przyszłość biopaliw, odnoszą się jednak w zasadzie tylko do wodoru. Zastosowanie ogniw wodorowych umożliwi eksploatację praktycznie bez emisji CO<sub>2</sub>. Wprowadzenie ich jest bardzo kosztowne, gdyż wymaga modernizacji technologii produkcji silników, dużych inwestycji w zakłady produkujące wodór oraz nowego systemu dystrybucji.

#### 2.2.1.4. UE – Świat. Porozumienia handlowe i negocjacje

Dotychczas nie powstała w UE żadna osobna klasyfikacja celna biopaliw. KE zamierza wprowadzić dla różnych biokomponentów oddzielne kody celne. Obecnie import etanolu, nasion oleistych i oleju roślinnego przeznaczonych na biopaliwa jest traktowany jednakowo. Odbywa się bezcłowo zgodnie z poniższymi zasadami handlu preferencyjnego:<sup>98</sup>

- inicjatywa *Wszystko oprócz broni* z krajami najsłabiej rozwiniętymi;
- umowa z Kotonu z krajami Afryki, Karaibów i Pacyfiku (AKP);
- nowy system zachęt *GSP plus* (specjalne zachęty na rzecz SDS i dobrego zarządzania);
- niektóre dwustronne umowy preferencyjne, szczególnie z Układem Eurośródziemnomorskim.

KE angażuje się w monitoring skutków zapotrzebowania na biopaliwa w Europie oraz wśród partnerów handlowych spoza UE. Komisja obecnie prowadzi dwustronne i wielostronne negocjacje z krajami produkującymi etanol. Prowadzone rokowania będą miały wpływ na kształt rynków bioetanolu:

- na szczeblu wielostronnym – runda z Doha: W stosunku do bioetanolu dopuszcza ulgi taryfowe. Temat dostępności bioetanolu poruszany jest podczas negocjacji w sprawie handlu i środowiska, dostępu produktów przemysłowych stosowanych jako blend do biopaliw;
- na szczeblu regionalnym: umowa o wolnym handlu między UE i Mercosurem (Argentyną, Brazylią, Paragwajem i Urugwajem).

#### 2.2.1.5. WPR i interesy rolników

Reforma Wspólnej Polityki Rolnej z 2003 r. (WPR) wprowadza specjalne dotacje dla upraw energetycznych. Gwarantuje rolnikom dopłaty w wysokości 45 euro/ha. WPR redukuje dotowanie rolnictwa, kładąc nacisk na jego urynkowanie. Subsydiowanie uzależnione będzie od spełniania wymagań ekologicznych, wyższa jakość produkcji ma poprawić wzrost konkurencyjności. Postanowiono przesunąć środki (1 mld euro rocznie licząc od 2007 r.) z obszaru dopłat bezpośrednich na działania na rzecz rozwoju wsi.

W 2006 r. osiągnięto porozumienie w sprawie zasadniczej reformy organizacji rynku cukru. Buraki cukrowe uprawiane na bioetanol nadal nie będą objęte kontyngentami. Komisja podtrzyma propozycję zakwalifikowania powierzchni upraw buraka cukrowego na bioetanol jako wykorzystanie gruntów obowiązkowo odłogowanych do prowadzenia upraw nieżywnościowych oraz kwalifikującego do objęcia dopłatami z tytułu upraw roślin energetycznych.<sup>99</sup> Obowiązkowe odłogowanie ziemi, czyli czasowe wyłączenie jej spod uprawy, w celu zmniejszenia plonów, zostało wprowadzone przez reformę z 1992 r. Teren zgłoszony do odłogowania objęty jest szczególnym nadzorem agrotechnicznym, ponadto nie może być ugiem od ponad 2 lat. Grunty odłogowane zwykle nie mogą być wykorzystywane do prowadzenia jakiejkolwiek produkcji, ale dopuszcza się uprawę roślin wykorzystywanych w celach nieżywnościowych (w tym energetycznych) pod warunkiem, że wykorzystanie biomasy będzie zagwarantowane na mocy kontraktu lub przez rolnika. W takiej sytuacji rolnik nie traci dotacji z tytułu odłogowania otrzymując również zapłatę za uprawę.<sup>100</sup>

98 ibidem

99 ibidem

100 Komunikat Komisji – Strategia UE na rzecz biopaliw, Komisja Wspólnot Europejskich, 2006 r.; Centrum Informacji Europejskiej – 03.2006 r.

Do odłogowania zobowiązane będą gospodarstwa posiadające powierzchnię zdolną do wyprodukowania 92 ton plonów. Rolnicy otrzymają z tego tytułu tzw. płatności kompensacyjne, czyli dotacje wypłacane każdemu uprawiającemu wszelkiego rodzaju zboże lub rośliny oleiste. Dopłaty są wyliczane już przed uzyskaniem zbiorów na zasadzie plonów referencyjnych czyli średnich plonów z danego kraju, z ostatnich 5 lat po odrzuceniu dwóch wyników skrajnych. Polska uzyskuje plony referencyjne w ok. 3 t/ha, co odpowiada minimalnej 30 ha powierzchni upraw. Dopłaty wyliczane są jako iloczyn powierzchni uprawnej, plonów referencyjnych oraz stawki płatności.<sup>101</sup>

### 2.2.2. Koncerny motoryzacyjne, naftowe o biopaliwach

Poparcie przemysłu motoryzacyjnego jest kluczowym czynnikiem dla powodzenia jakichkolwiek inicjatyw w zakresie napędu pojazdów, w tym upowszechniania biopaliw. Żaden polityk, dziennikarz, ekolog czy nawet naukowiec wypowiedziami o słuszności idei biopaliw nie będzie w stanie tak silnie oddziaływać na opinie społeczeństwa jak producent pojazdów mechanicznych, podzespołowi silników. Kilka lat temu, cytowane w polskiej prasie prawdziwe lub mniemane opinie przedstawicieli koncernów samochodowych, o zabójczym wpływie biopaliw na silniki, istotnie przyczyniły się do ugruntowania społecznych uprzedzeń do biokomponentów.<sup>102</sup>

Wśród przeciwników i sceptyków biopaliw wymieniano m.in. Toyotę, Forda, Renaulta, Peugeota, Seata, Fiata, Daewoo, Opla, Hondę oraz producenta oleju Bosch. Znamienne, że w prawie wszystkich przypadkach nie podawano pełnionej funkcji opiniodawców, zatem czytelnik nie wiedział, czy nie miał do czynienia np. z szeregowym dealerem, mechanikiem czy sekretarką.<sup>103</sup>

Niektóre koncerny wychodzą naprzeciw trendom wdrażania paliw z alternatywnych źródeł energii, często licytując się w zaawansowaniu badań nad AFV (Alternative Fuel Vehicles). Warunkiem koniecznym prawidłowej pracy silników spalinowych są odpowiednie, stabilne parametry paliwa. Stosowanie biopaliw bez dokonania modyfikacji silnikowych wymaga spełnienia norm określonych dla paliw ropopochodnych, co jest łatwe do osiągnięcia przez mieszaniny paliw odnawialnych i konwencjonalnych.<sup>104</sup>

#### 2.2.2.1. ACEA i BEST

Przemysł samochodowy dostrzegł szansę na pozyskanie unijnych funduszy. W lipcu 2006 r. Europejskie Stowarzyszenie Producentów Samochodów ACEA (należą m.in. Fiat, BMW, GM, Daimler Chrysler, Renault, Volkswagen) zaapelowało do KE, aby ta zaangażowała się w promocję biopaliw poprzez szereg upustów dla producentów pojazdów emitujących najmniejsze ilości dwutlenku węgla. Stowarzyszenie zapowiedziało, że przedłoży Komisji szczegółowe propozycje promocji biopaliw. W tym roku przewodnictwem nad pracami organizacji sprawuje Fiat. Koncerny, które jeszcze niedawno zdawały się być przeciwnikami biopaliw, stają się ich najgorętszymi zwolennikami.<sup>105</sup>

W styczniu 2006 r., dzięki wsparciu finansowemu ze strony UE, powołano 4-letni projekt badawczy BEST (BioEthanol for Sustainable Transport). Zaangażowano do niego trzech producentów pojazdów (Saaba, Scania i Forda), pięciu producentów bioetanolu (m.in. SEKAB, Sweden Nedalco, Wessex) i cztery uniwersytety. Inicjatywa ma za zadanie przeprowadzenie badań ułatwiających wprowadzanie biopaliw w Europie.<sup>106</sup>

#### 2.2.2.2. Koncerny samochodowe

##### Scania

Większość modeli ciężarówek wyprodukowanych w ciągu ostatnich 8 lat (ponad 300 tys. pojazdów) może stosować czysty biodiesel. Szwedzki producent ogłosił w lipcu 2006 r., że gwarantuje prawidłową eksploatację pojazdów z silnikami wyposażonymi w tzw. „unit injectors”. Tym posunięciem, jak twierdzi, wychodzi naprzeciw rynku który oczekuje deklaracji bezpieczeństwa stosowania czystego biodiesla do ciężarówek. Według Scanii podstawowym ograniczeniem dla szerokiego zastosowania biodiesla w transporcie jest niedostateczna ilość ziemi rolnej pod uprawę rzepaku, zmaksymalizowanie uprawy rzepaku w Unii Europejskiej pozwoliłoby uzyskać produkt zastępujący tylko 10-15% oleju napędowego.<sup>107</sup>

101 KIB; Wspólna Polityka Rolna zasady funkcjonowania oraz ich reforma – MRiRW, 2003 r.

102 M.in. Rządu pęd do roślin – A. Kublik, Gazeta Wyborcza, 25.11.2002 r.; Opel też ostrzeża – A. Kublik 28.11.2002 r. GW; Co mówią producenci aut – A. Kublik, Gazeta Wyborcza, 05.12.2002; Biobubel – K. Trębski, J. Fijor, J. Piński Wprost, 1051, 19 stycznia 2003 r.; Balcerowicz wprost - Silnik i demokracja, Wprost 1051, 19.01.2003 r.;

103 Dodatek – wypowiedzi producentów aut

104 Program Rozwoju Biopaliw – KIB

105 Wypowiedź prezesa Fiata w dodatku do niniejszego raportu

106 www.miljobarometern.stockholm.se

107 www.biodiesel.pl

## Saab

Firma zachwala auta z silnikami typu flex, czyli przystosowanymi do zasilania benzyną w dowolnej proporcji blendowanej bioetanołem: <sup>108</sup>

*najlepiej jest jak najczęściej tankować bioetanol (E85), ale jeśli jest on niedostępny na danym obszarze, silnik pracuje normalnie na benzynie.*

Wbrew lansowanym w Polsce tezom, bioetanol stosowany w silnikach Saaba dostarcza większej mocy i pozostawia mniejszą ilość osadów:

*silnik osiąga dużo wyższą moc i moment obrotowy. Ponadto efektywniejszy proces spalania oznacza mniejszą ilość związków sadzy (...)*

Silniki jednak wymagają modyfikacji, głównie przeprogramowania systemu sterowania. Okazuje się, że firma potrafi poradzić sobie z mankamentami bioetanolu:

*zawory i ich gniazda zostały wykonane ze zmodyfikowanych stopów. Podobnie inne komponenty układu paliwowego, wliczając bak, zostały odpowiednio zmienione.*

Firma rozwija również technologię napędu hybrydowego – silnika spalinowego na czysty bioetanol oraz silnika elektrycznego. Układ silników hybrydowych samochodu może generować maksymalnie do 260 KM mocy i 785 Nm momentu obrotowego.

Rys. 17. Producent przekonuje, że możliwa jest dynamiczna jazda na bioetanolu



Źródło: www.saab.pl

## Ford

Ford prowadzi od wielu lat badania nad pojazdami napędzanymi AFV. Producent szczeni się osiągnięciami na polu różnorodności stosowanych biopaliw:

*Pojazdy napędzane AFV emitują spaliny w mniejszej ilości i mniej szkodliwe dla środowiska niż benzyna czy olej napędowy. Od 40 lat Ford przewodzi badaniom nad pojazdami AFV i technologią ich konstrukcji. Żaden inny producent nie wprowadza na rynek samochodów, które używają tak szerokiej gamy paliw, w tym sprężonego gazu ziemnego, paliwowego gazu płynnego, metanolu, etanolu oraz energii elektrycznej.<sup>109</sup>*

W Londynie w drugiej połowie lipca 2006 r. odbyły się Międzynarodowe Targi Motoryzacyjne, na które zawitało ponad 200 wystawców. Najważniejszym tematem były paliwa ekologiczne, metody produkcji i technologie przyjazne dla środowiska. Ford prezentował swoje nowe auto typu flex. Jest to pierwszy biopaliwowy samochód dostępny na rynku brytyjskim. Producent zapewniał, że cena takiego samochodu nie będzie wyższa niż jego tradycyjnego odpowiednika.<sup>110</sup>

108 Cytaty i zdjęcia ze strony internetowej www.saab.pl

109 www.ford.com.pl

110 Bilans – TVN24, 20.07.2006 r.; www.Ford.com

Rys. 18. Ford napędzany biopaliwem Międzynarodowe Targi Motoryzacyjne (Londyn 2006 r.)



### BP, Shell i Dupont

Shell buduje gorzelnie w Brazylii, gdzie wspólnie z BP zamierza zainwestować ok. 6 mld USD. BP i Dupont ogłosiły w czerwcu 2006 r., że kończą badania nad nowym udoskonalonym paliwem pochodzącym z roślin. Nowy produkt – biobutanol ma dostarczać większej energii w wyniku spalania niż bioetanol, może być łatwiej stosowany do napędu pojazdów, a silniki nie wymagają modyfikacji. Podczas gdy z etanolu można uzyskać 75% energii odpowiadającej benzynie, butanol dostarcza 95%. Prace nad technologią zostaną ukończone w 2010 r. Jest ona jednak bardzo droga i obecnie nieopłacalna.<sup>111</sup>

### Toyota

Do ekstremalnych testów napędu biodieslowego w trakcie rajdu do Dakaru (2007 r.) przygotowywała się Toyota. Pierwsze całkowicie biopaliwowe auto na rajdzie jest napędzane biodieslem pochodzącym z tłuszczów posmażalniczych. Land Cruisera poprowadził rajdowy debiutant, były kierowca Formuły 1 Ukyo Katayama, Kierowca otrzymał wsparcie techniczne ze strony naukowców z Uniwersytetu Osaka Sangyo.<sup>112</sup>

### 2.2.3. Prognozy dla biopaliw na świecie

Świat oswoił się z perspektywą transportu samochodowego zasilanego energią pochodzącą z produktów rolno-spożywczych. Paliwa są i będą blendowane biodieslem i bioetanolem. W produkcji biokomponentów etanol stanowi ok. 90% światowej produkcji, resztę stanowi biodiesel i inne komponenty. W 2005 r. produkcja bioetanolu była dwukrotnie wyższa niż w 2000 r. (35 mld l – 2005 r.), natomiast biodiesla wzrosła czterokrotnie (3,5 mld l). Zdolność produkcyjna biodiesla w 2006 roku wynosiła 6,069 mld l.

Europa dominuje w produkcji i spożyciu biodiesla. Szczególnie wysoką aktywność w inwestycje estrowe wykazują Niemcy i Francja. Natomiast w produkcji bioetanolu światowymi potentatami są USA i Brazylia. Bioetanol zdobył także uznanie w Azji. Silne zainteresowanie wykazują nim Chiny, Indie, Filipiny i Tajlandia.

Wśród światowych przedsiębiorstw zapowiadających znaczące inwestycje w biopaliwa są Archer Daniels Midland, Cargill, DaimlerChrysler, Dupont, Stell. W estry inwestują również Richard Branson (Virgin), Vinod Khosla (Sun Microsystems), Bill Gates (Microsoft). Koncerny samochodowe Ford, General Motors, Volkswagen prowadzą zaawansowane prace nad pojazdami przystosowanymi do biopaliw.<sup>113</sup>

Tab. 5. Bioetanol – produkcja w wybranych regionach świata (mld l) <sup>114</sup>					
	2002 r.	2003 r.	2004 r.	2005 r.	2006 r.
USA	8,2	10,6	12,9	14,8	18,2
Brazylia	12,6	14,7	14,7	16,1	16,7
UE	0,4	0,5	0,6	1,0	1,4
Chiny	0,3	0,8	1,0	1,0	1,0
Indie	-	0,2	0,1	0,3	0,5
Kolumbia	-	-	-	0,2	0,3
Kanada	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3

111 BP and DuPont in biofuel breakthrough – Financial Times 21.06.2006 r.; KIB

112 www.channel4.com

113 Biofuels for transportation - June 2006 r., Worldwatch Institute

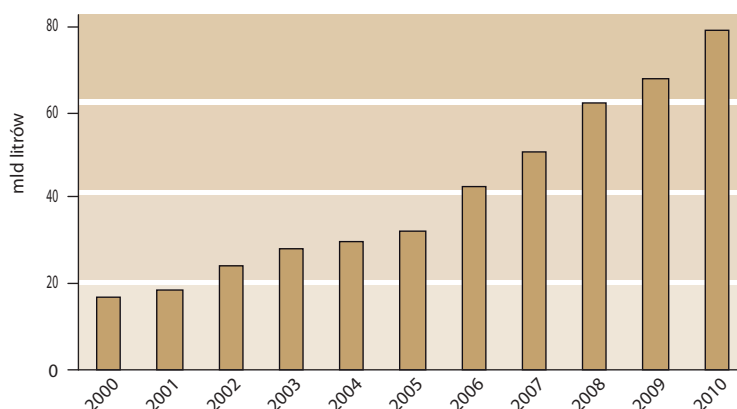
114 F.O.Licht's Word Etanol and Biofuels Report, Vol 09.05.2006

### 2.2.3.1. Światowi potentaci

Szacuje się, że w 2006 r. całkowita produkcja etanolu osiągnęła 50 mld litrów (wzrost o 5 mld l), z tego ok. 67% (33,6 mld l) przeznaczone miało być na bioetanol. Największymi producentami bioetanolu są USA, Brazylia, Chiny i Indie. W 2005 r. nastąpiła po raz pierwszy w historii zmiana na pozycji lidera produkcji – USA wyprzedziły Brazylię. Obydwa kraje osiągnęły rekordowy wynik przekraczając minimalnie 160 mln hl – w sumie (320 mln hl). Razem wyprodukowały 3 razy więcej tego surowca niż reszta świata.<sup>115</sup> W USA czy Brazylii na większości stacji można tankować czysty bioetanol (E100). W Europie E100 można zatankować jedynie na wybranych stacjach w Niemczech i Szwecji.<sup>116</sup>

Przeciętna wartość CAGR (Roczny Zintegrowany Wskaźnik Wzrostu) dla produkcji bioetanolu za okres 2000-2005 r., była bardzo wysoka i wyniosła 14%. W następnych 5 latach spodziewana jest jeszcze wyższa wartość CAGR – na poziomie 19%. Największy w tym udział będą miały USA.<sup>117</sup>

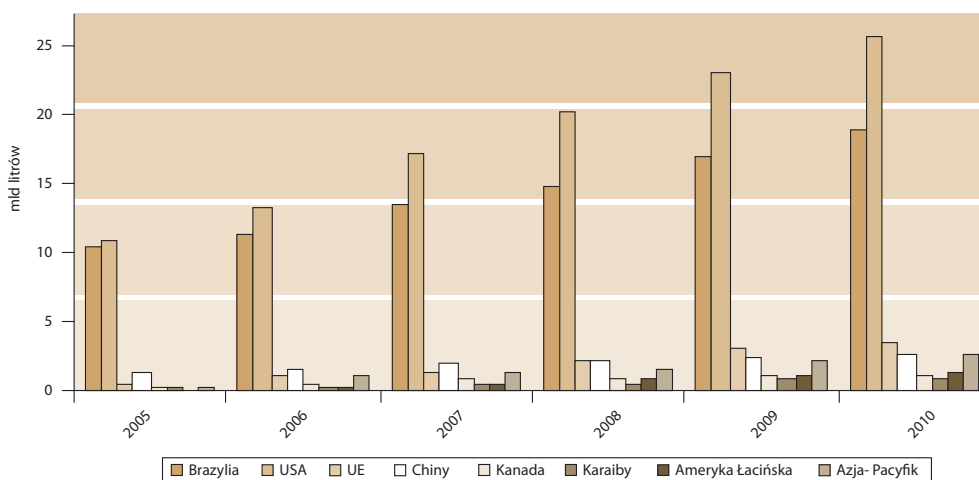
Rys. 19. Bioetanol – światowa produkcja<sup>118</sup>



#### a) USA

Kraj ten jest największym producentem i konsumentem bioetanolu. W 2005 r. USA po raz pierwszy przejęło pozycję lidera, wyprzedzając nieznacznie Brazylię (rekordowa produkcja w obu krajach). Prognozy pokazują, że dystans ten w najbliższych latach będzie się powiększał. Zapotrzebowanie na bioetanol jest tak wysokie, że krajowa podaż nie zaspokaja potrzeb wewnętrznych, dlatego USA są zmuszone do importu tego surowca. Przemysł bioetanolowy jest bardzo rozdrobniony, 12 największych firm wypełnia 50% rynku, pozostałą część 69 kolejnych producentów. Zdecydowanie największym producentem jest ADM, zajmuje ok. 25% rynku.<sup>119</sup>

Rys. 20. Bioetanol – globalna podaż<sup>120</sup>



115 F.O.Licht's Word Etanol and Biofuels Report, Vol 09.05.2006 r.

116 Zapanują biopaliwa – M. Rybarczyk, Przekrój, nr 36/2005

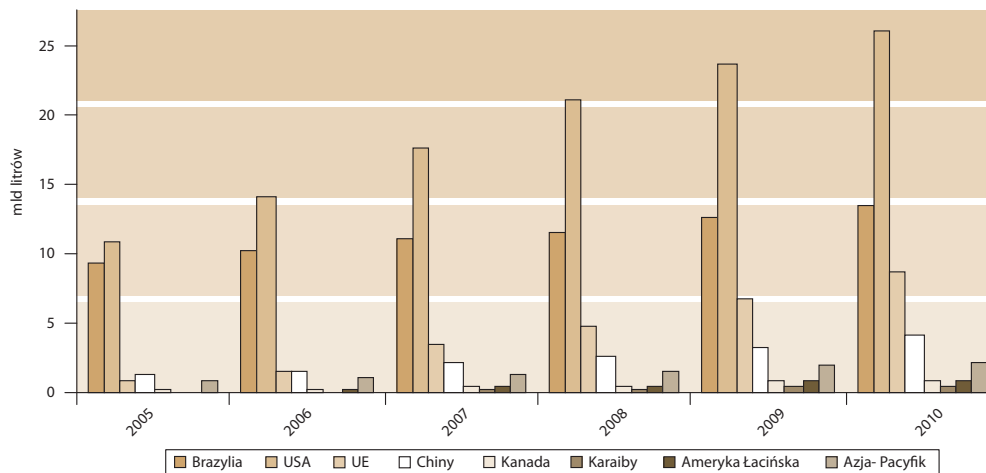
117 Ethanol: A High-Octane Player in Energy Sector – Friedman, Bilings, Ramsey & CO., 27.03.2006 r.

118 Ethanol: A High-Octane Player in Energy Sector – Friedman, Bilings, Ramsey & CO., 27.03.2006 r.

119 Ethanol: A High-Octane Player in Energy Sector – Friedman, Bilings, Ramsey & CO., 27.03.2006 r.

120 Ethanol: A High-Octane Player in Energy Sector – Friedman, Bilings, Ramsey & CO., 27.03.2006 r.

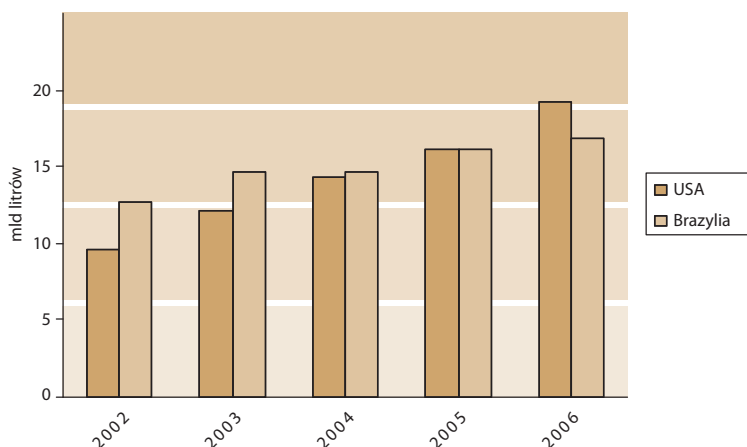
Rys. 21. Bioetanol – globalny popyt<sup>121</sup>



W USA najpopularniejsze są silniki benzynowe. W największej skali jako dodatek wykorzystywany jest bioetanol – około 10% benzyny zawiera jego domieszkę w różnych proporcjach. Etanol obecnie stanowi 3% energetyczny udział w całkowitym zużyciu paliw samochodowych, w 2010 r. jest realny 10% udział, gdyż corocznie wskaźnik wzrostu wynosi ok. 20%.

Najpopularniejsze paliwa z etanolem to E10. W USA jest 5-6 mln aut napędzanych paliwem E85. GM, Ford i DaimlerChrysler zapowiedziały, że do 2010 r. każdy z nich podwoi produkcję pojazdów napędzanych bioetanołem lub innymi odnawialnymi paliwami do 2 mln rocznie. Takie paliwo jest oferowane z dużą ulgą podatkową.<sup>122</sup>

Rys. 22. Produkcja bioetanolu w USA i Brazylii<sup>123</sup>



Amerykanie entuzjastycznie podchodzą do bioetanolu. Debiut na giełdzie Wall Street drugiego producenta etanolu z kukurydzy VeraSun Energy w czerwcu 2006 roku zakończył się wielkim sukcesem, w ciągu pierwszych dni spółka zyskała ponad 30% wartości. Inny producent Aventine Renewable Energy, wyemitował pół miliona akcji więcej, a kolejne firmy planują giełdowy debiut. Zapotrzebowanie na bioetanol jest następstwem wycofania z rynku eteru MTBE, który jak okazało się jest rakotwórczy. Cena galona bioetanolu wynosi ok. 5 USD i jest znacznie wyższa niż benzyny (ok. 3 USD). W 2007 r. Amerykanie spodziewają się spadku jego cen, gdy kolejne firmy zaangażują się w produkcję.<sup>124</sup>

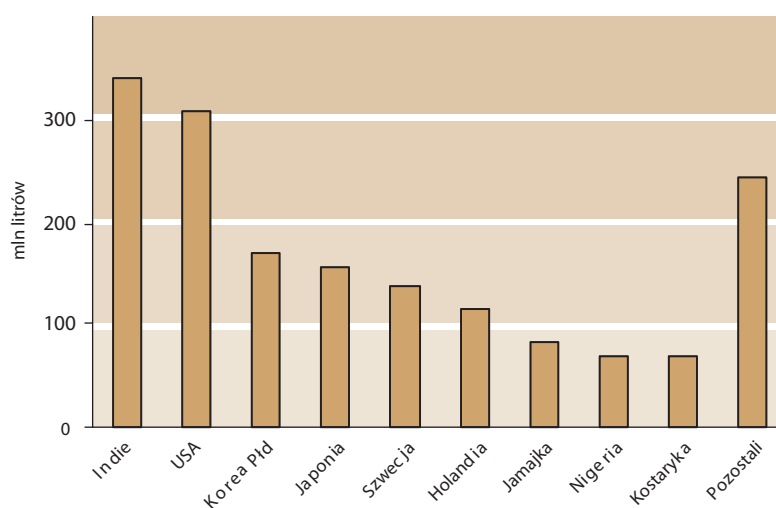
121 Ethanol: A High-Octane Player in Energy Sector – Friedman, Bilings, Ramsey & CO., 27.03.2006 r.  
 122 www.bloomberg.com  
 123 F.O.Licht’s Word Etanol and Biofuels Report, Vol 09.05.2006 r.  
 124 Wall Street kocha etanol – T. Deptuła, Dziennik, 29.06.2006 r.

USA są najwyżej w klasyfikacji produkcji biodiesla wśród krajów pozaeuropejskich (3. miejsce w 2005 r., produkcja 250 tys. ton). Nie ustają wysiłki zmierzające do aprobaty B20 przez wszystkich producentów silników. Działaniom tym patronuje National Biodiesel Board (Krajowa Rada Biodiesla). Obecnie większość czołowych producentów popiera stosowanie biopaliwa B5. New Holland i DaimlerChrysler zaaprobowwały biopaliwo B20, jednak tylko w pojazdach zamawianych przez agencje rządowe, siły zbrojne i klientów flotowych. Potentat naftowy Chevron również planuje zarobić na biodieslu. W tym celu nabył 22% udziałów w firmie Galveston Bay Biodiesel, która stawia fabrykę biodiesla w Teksasie – jedną z pierwszych tego rodzaju instalacji w USA. Początkowa moc produkcyjna będzie wynosić około 75 tys. ton biodiesla rocznie.<sup>125</sup>

## b) Brazylia

Brazylia dysponuje 300 fabrykami do produkcji bioetanolu, uzyskuje go przede wszystkim z trzciny cukrowej. Popyt zapewniają przepisy z 1993 r. wymuszające na producentach obowiązkowy dodatek rocznie 25% biokomponentów do benzyny. Bioetanol jest powszechnie dostępny na 29 tys. stacji w całym kraju, a spożycie osiąga 9,45 mld w 2005 r. Kraj ten był wiceliderem w produkcji i konsumpcji bioetanolu. Ponad połowa samochodów jest przystosowana do paliw wysokoetanolowych. Ten odsetek będzie stale się zwiększał. W 2010 r. prognozowana produkcja osiągnie 18,9 mld litrów (10,8 mld w 2005 r.).<sup>126</sup>

Rys. 23. Odbiorcy brazylijskiego bioetanolu<sup>127</sup>



Początki brazylijskich biopaliw sięgają kryzysu paliwowego w latach 70-ych, kiedy rządząca junta wprowadziła przymus stosowania bioetanolu. Dekadę później 90% tamtejszych aut jeździło na bioetanolu, obecnie stanowi on jedną trzecią wolumenu produkcji przemysłu paliwowego. W trakcie budowy jest 50 gorzelni. BP i Shell planują zainwestować w Brazylii 6 mld dolarów w produkcję biopaliw.

Brazylia jest największym eksporterem bioetanolu, dostarcza produkt do krajów całego świata. Utratę pozycji lidera w produkcji zamierza powetować sobie umocnieniem pozycji eksportowej. Sprzyja tym planom ekonomia – baryłka bioetanolu jest ponad dwukrotnie tańsza niż ropy naftowej.<sup>128</sup> Ze względu na rosnący popyt, jednym z kluczowych odbiorców jest największy światowy producent bioetanolu – USA.

### 2.2.3.2. Europa – popyt na biodiesel, nadpodaż bioetanolu

W Europie konsumpcja biokomponentów wśród paliw ciekłych w transporcie wynosi ok. 1%, wartość ta jednak systematycznie rośnie.<sup>129</sup> Europa jest światowym liderem w produkcji i największym konsumentem biodiesla. Tutejsze pojazdy w większości mają silniki wysokoprężne. Wszystko wskazuje, że udział sprzedawanych aut z silnikiem diesla będzie się powiększać względem benzynowych. W efekcie prognozowany jest deficyt oleju napędowego, co wprowadzi konieczność importu tego paliwa. W ostatnich latach Europa została drugim po Chinach, największym importerem oleju palmowego (surowiec do biodiesla).

125 www.biodiesel.pl; Biofuels for transportation - June 2006 r., Worldwatch Institute; F.O.Licht's Word Etanol and Biofuels Report, Vol 09.05.2006 r.

126 Ethanol: A High-Octane Player in Energy Sector – Friedman, Billings, Ramsey & CO., 27.03.2006 r.

127 ibidem

128 Zapanują biopaliwa – M. Rybarczyk Przekrój, nr 36/2005 r.

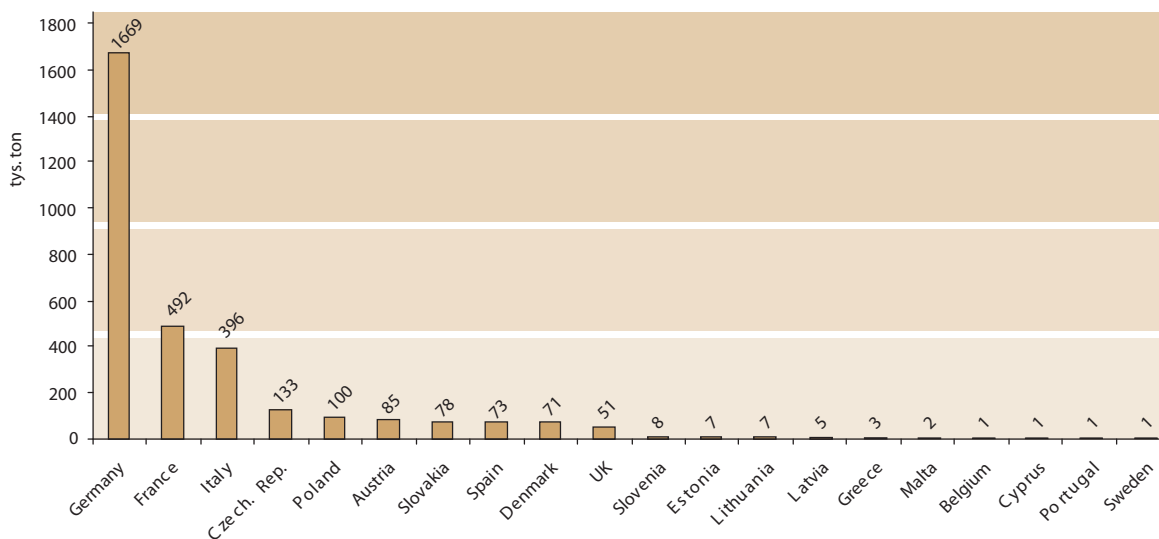
129 Opinia EKES w sprawie „Rozwój zrównoważony w rolnictwie, leśnictwie i rybołówstwie a wyzwania wynikające ze zmian klimatu” (2006/C 69/02); www.biodiesel.pl



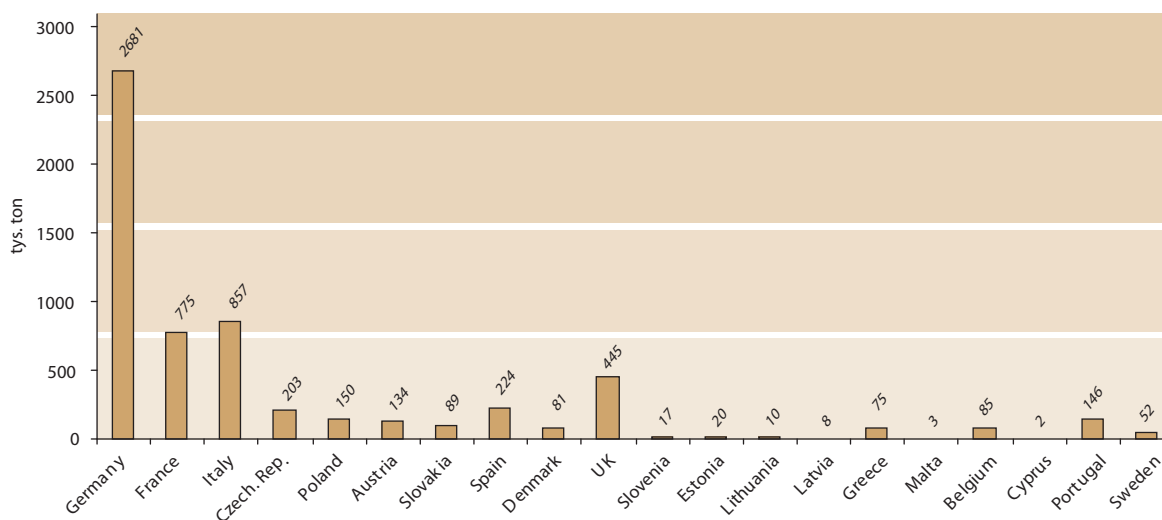
Widoczny jest dynamiczny rozwój estrów w Europie. Obecnie 20 krajów produkuje biodiesel na skalę przemysłową (było 11 w 2005 r.). Estrы osiągnęły w sumie ok. 80% unijnej produkcji biokomponentów. Całkowita produkcja w 25 krajach wspólnoty wzrosła z 1,9 mln w 2004 r. do prawie 3,2 mln ton w 2005 r. (70% wzrost, w poprzednich latach był niższy 30-35%). Potencjał produkcyjny biodiesla w 2006 r. wyniesie 6 mln ton (90% wzrost!).

Rys. 24. Biodiesel w UE<sup>130</sup>

Produkcja biodiesela w 2005 roku w UE



Zdolność produkcyjna biodiesela w 2006 roku w UE



Od kilku lat niekwestionowanym światowym liderem w produkcji i konsumpcji biodiesla są Niemcy. W 2005 r. wyprodukowały 1,6 mln ton tego surowca, czyli tyle co reszta Europejskiej Wspólnoty. Na drugiej pozycji znalazła się Francja (prawie 500 mln) przed Włochami (prawie 400 mln), za nią Czechy (133 mln) i Polska (100 mln). Podobnym do Polski potencjałem produkcyjnym dysponuje Austria.<sup>131</sup>

W 2006 r. w UE produkcja bioetanolu może osiągnąć 3,2 mld l. Największa dynamika wzrostu zapowiada się w Niemczech (57%), również wysoki wzrost odnotuje Hiszpania. Największa wartość produkcji jest we Francji. W Polsce dynamika wzrostu produkcji bioetanolu jest stabilna i od kilku lat osiąga kilkuprocentowy wzrost. Wraz ze wzrostem światowej produkcji etanolu spadną koszty wytwarzania tego paliwa. Ocenia się, że koszt produkcji jednego litra E85 w 2030 r. może zejść do 0,50 zł<sup>132</sup>

130 European Biodiesel Board, 2005 r.  
 131 ibidem  
 132 US Department of Energy za www.saab.pl

Tab. 6. Europa – produkcja etanolu na cele spożywczo-paliwowe (mln litrów)<sup>133</sup>

	2006 r.	2005 r.	2004 r.	2003 r.	2002 r.
Francja	95	91	83	81,7	84,4
Niemcy	55	35	23	28	27,5
Włochy	16,25	15	15	14,9	20
Polska	23	22	20	17	16,5
Hiszpania	47,5	37,6	33,4	29,2	25,8
Szwecja	11,5	11	10,5	10	9,7
Wlk.Brytania	28	29	35	41	40
Rosja	77	7,5	78	74,5	72,8
Ukraina	27	24,5	25	28,6	27,4

### Niemcy

Parlament niemiecki aktywnie wspiera program biopaliw. W tym celu powołano organizację upowszechniającą produkcję i spożycie biopaliw – „Związek na rzecz Biopaliw z Produktów Rolnych” (niem. LAB), na CEO wybrano członka Bundestagu. Organizacja zrzesza m.in. związki farmerów, destylatorów, producentów zbóż i biokomponentów. Niemieckie Ministerstwo Rolnictwa, Gospodarki Żywnościowej i Ochrony Konsumenta (niem. BMELV) proponuje właścicielom gospodarstw rolniczych refundację budowy lub modernizacji stacji paliwowych, dostosowanych do dystrybucji biopaliw. Wsparcie może osiągnąć 40% kosztów. Podmioty z sektora gospodarki leśnej i rolnictwa dalej będą mogły korzystać z biopaliw (biodiesla i oleju rzepakowego) nieobciążonych ww. podatkiem.<sup>134</sup>

Niemcy zajmują w Europie wiodącą pozycję pod względem produkcji i dystrybucji organicznych surowców odnawialnych. Pozycja ta jest możliwa dzięki intensywnemu wsparciu przez państwo badań naukowych, aktywnej promocji społecznej biopaliw. Występuje tutaj wielki popyt na surowiec do produkcji zarówno biopaliw, jak i smarów oraz olejów technicznych. Pierwsze duże wytwórnie biopaliw zostały uruchomione w 1999 i 2000 r. W 2002 r. pod uprawę surowców odnawialnych przeznaczono 700 tys. ha ugoru (6% całkowitej powierzchni upraw), najwięcej pod uprawę rzepaku (340 tys. ha).<sup>135</sup>

W Niemczech biopaliwa królują wśród silników wysokoprężnych, większość kierowców kupuje mieszankę B5. Od 2002 r. produkcja biodiesla potroiła się i wynosi 1.5 mln ton, obejmując 4% rynku paliw do diesla i 2% rynku paliw ogółem. ADM – największy producent biodiesla w Niemczech planuje zwiększyć moce produkcyjne w Hamburgu uruchamiając dodatkową instalację do rafinowania oleju palmowego. Nowa rafineria ma mieć największą w Europie zdolność produkcyjną – 350 tys. ton rocznie.<sup>136</sup>

### Francja

Rząd zapowiedział (2006 r.) plan potrojenia produkcji biopaliw w ciągu trzech lat. Do końca 2007 r. jedna trzecia paliwa dla pojazdów administracji publicznej ma być biopaliwem, do 2025 r. na biopaliwa ma przejść cały transport publiczny.<sup>137</sup>

W 2005 r. Francja wyprodukowała prawie pół miliona ton biodiesla. W Grand Couronne znajduje się największa europejska fabryka biodiesla (290 tys. ton rocznie). Krajowa produkcja diesla nie wystarcza do zaspokojenia wewnętrznego popytu. Obecnie co drugie auto z silnikiem diesla we Francji korzysta z biopaliwa do 5 % biokomponentów. Kilka tysięcy aut (m.in. użytkowych) testuje pilotażowo B30.

Cargill zainwestuje we Francji ponad 50 mln euro w instalację do wytłaczania oleju do biodiesla w Montoir w zachodniej Francji. Inwestycja zostanie wykonana wspólnymi środkami z Sofiproteol. Docelowy potencjał produkcyjny ma wynieść 250 tys. ton rocznie, z czego 80% oleju przekazywane będzie rurociągiem do firmy Diester (strategicznego partnera Cargilla), która przerobi go na estry. Firma spodziewa się, że produkcja pozwoli zaspokoić biopaliwowe normy narzucone przez francuski rząd. Są one bardziej wyśrubowane niż unijne (2008 – 5,75%; 2010 – 10%).<sup>138</sup>

133 F.O.Licht's Word Etanol and Biofuels Report, Vol 09.05.2006 r.

134 www.biodiesel.pl

135 Z drugiej strony Odry – Marek Jastrzębski, Nowe Życie Gospodarcze, dodatek 26.04.2006 r.

136 www.biodiesel.pl

137 Francja: więcej biopaliw – Rzeczpospolita, 03.02.05

138 F.O.Licht's Word Etanol and Biofuels Report, Vol 09.05.2006 r.

Francja produkuje 5 razy mniej bioetanolu, niż biodiesla. Bardzo niskie zapotrzebowanie sprawia jednak, że większość eksportuje głównie do Niemiec, Włoch, Belgii i Wielkiej Brytanii. Według koncernu Total rozwój przemysłu bioetanolowego to chybiony pomysł wspierania sektora rolniczego, gdyż w Europie są nadwyżki tego surowca.

### Szwecja

W sierpniu 2006 r. norweski Statoil rozpoczął w Szwecji produkcję biodiesla B5, który zastąpi dotychczas sprzedawane czyste paliwo dieslowskie (docelowo 46 mln litrów ON rocznie). Biopaliwo trafiło na stacje paliwowe już jesienią, pojawiło się również na 4 stacjach koncernu w Norwegii. Firma Perstorp Oxo buduje instalację do produkcji biodiesla o potencjale 160 tys. ton rocznie. Produkcja ruszy na początku 2007 r.<sup>139</sup>

W Szwecji popularne jest paliwo E85. Etanol jest produkowany z własnej biomasy i odpadów przemysłu drzewnego. Obecnie wszystkie autobusy miejskie w Sztokholmie jeżdżą na bioetanolu. Szwecja stosuje ulgi podatkowe dla właścicieli domów opalanych biopaliwem i dla posiadaczy ekologicznych samochodów. W ciągu najbliższych 15 lat zamierza całkowicie zastąpić paliwa ropopochodne biokomponentami. Już dziś Szwecja jest mniej uzależniona od ropy, niż inne kraje UE. W ciągu ostatnich 30 lat konsumpcja oleju opałowego do ogrzewania domów zmniejszyła się o 70%. Od 1994 r. mimo wzrostu produkcji przemysłowej o 70% zużycie ropy jest stałe.<sup>140</sup>

### Austria

W czerwcu 2006 r., we Wiedniu uruchomiono pierwszy w Europie rurociąg do transportu estrów metylowych. Po przejściu testów miał ruszyć z pełną mocą jesienią 2006 r. Rurociąg łączy terminal paliwowy koncernu petrochemicznego OMV z oddaloną o 3 km estrownią (docelowa moc 95 tys. ton na rok), gdzie będzie blendowany olejem napędowym.<sup>141</sup>

### Hiszpania

W Hiszpanii znajduje się największy europejski producent etanolu – firma Abengoa (rocznie 260 tys. ton). Kraj ten planuje również budowę m.in. w Bilbao, Ferrolu (200 tys. ton) jednych z największych w Europie fabryk biodiesla. Produkcja biodiesla miałyby się rozpocząć w 2007 i 2008 r.<sup>142</sup>

### Słowacja

W 2006 r. konsumpcja benzyn miała wynieść ok. 750 tys. ton., oleju napędowego 1 mln ton, produkcja ETBE utrzymać się na poziomie 50 tys. ton. Słowacki rząd zaakceptował obowiązek dodawania 2% biokomponentów do biopaliw.<sup>143</sup>

Koncern Envirat rozpoczął budowę pierwszej nowoczesnej fabryki bioetanolu w mieście Leopoldow niedaleko Trnavy (285 mln zł, potencjał – 120 tys. ton). Bioetanol wytwarzany będzie z kukurydzy. Termin oddania do użytku planowany jest na początek 2007 r. Ma on trafiać do rafinerii Slovnaftu, spółki zależnej od węgierskiego MOLa.<sup>144</sup>

### Czechy

Czechy mają kilkunastoletnie doświadczenie z programem produkcji biodiesla, posiadają sprawdzone technologie produkcji i obróbki. W 2005 r. wyprodukowały 133 tys. ton biodiesla wyprzedzając pod tym względem Polskę (100 tys. ton).

Jedną z większych krajowych instalacji do odwadniania bioetanolu, o potencjale wytwórczym 80 tys. ton rocznie, powstaje w północnych Czechach. Planowany termin otwarcia to 2007 r. Fabryka wyeksportuje większą część swojej produkcji głównie do Niemiec.<sup>145</sup>

### Węgry

Od 2008 r. sprzedaż paliw zawierających przynajmniej 4,4% biokomponentów i niskosiarkowych będzie obłożona niższym podatkiem. Notowany na warszawskiej giełdzie węgierski potentat naftowy MOL rozpoczyna biopaliwowe inwestycje. Spółka pozyskała kilku kontrahentów, celem dostaw biokomponentu. Planowany koszt inwestycji wyniesie 32 mln euro, produkcja ruszy w drugiej połowie 2007 r. Od 2008 r. MOL będzie kupować 150 tys. ton gotowego biodiesla lub substratów do jego produkcji.<sup>146</sup>

139 www.biodiesel.pl

140 ibidem

141 ibidem

142 F.O.Licht's Word Etanol and Biofuels Report, Vol 09.05.2006 r.

143 ibidem

144 Słowacja będzie dla nas konkurencją – B. Mayer, Parkiet 17.02.2006 r.

145 www.biopact.com

146 Nie stracą na produkcji biopaliw, Parkiet, 03.07.2006 r.

Rząd zapowiedział, że 40% energii zużywanej przez Węgry ma pochodzić z energii uzyskiwanej z biomasy. Do 2010 r. energia odnawialna stanowiłaby 7% zaopatrzenia energetycznego (obecnie zaspokaja 4-5% potrzeb kraju). W 2005 roku nadwyżki zboża wystarczyłyby na wytworzenie 800mln litrów bioetanolu. Na lata 2007-2013 r. na realizację planów inwestycji proekologicznych kraj może otrzymać dotacje w wysokości 300 mln euro. Węgry chwalą się również sukcesem w zakresie genetyki roślin – w regionie Szarvas wyhodowano nowy gatunek trawy. Według biotechnologów dostarcza ona plony energetycznie przewyższające wszystkie znane uprawy energetyczne, a porównywalna jest z węglem brunatnym.<sup>147</sup>

### 2.2.3.3 Azja stawia na bioetanol

Azji produkcja biopaliw miała osiągnąć w końcu 2006 r. 7,1 mld litrów (wzrost ok. 8%). W najbliższych latach przewidywany jest sukcesywny wzrost zapotrzebowania produkcji bioetanolu na całym obszarze Azji i Pacyfiku. W 2010 r. popyt osiągnie 2,7 mld litrów rocznie, co daje wartość 10-krotnie wyższą niż w 2005 roku (-0,27 mld). Następujące kraje intensywnie rozwijają program wprowadzania biopaliw (litrów rocznie):<sup>148</sup>

Zestawienie 8. Bioetanol w Azji
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Tajlandia – zamierza wytwarzać ponad 350 mln.;</li> <li>• Australia – od 2008 r. produkcja biopaliw na poziomie 350 mln;</li> <li>• Indonezja – do 2007 r. roczna produkcja osiągnie 60 mln;</li> <li>• Japonia – planuje import 500 mln biopaliw;</li> <li>• Pakistan – w 2006 r. wprowadzi benzynę E10;</li> <li>• Filipiny – obecnie wszystkie benzyny zawierają 10% bioetanolu,</li> <li>• w 2010 r. jest planowany dodatek 20%, będzie to odpowiadać 5,4 mln litrów;</li> </ul>

#### a) Chiny

Chiny są czołowym światowym producentem i konsumentem bioetanolu. Obecnie bioetanol stanowi 20% krajowej konsumpcji wszystkich paliw, co osiągnęły dzięki narodowej inicjatywie. W związku ze wzrostem cen wywołanym konkurencją rynku paliwowego ze spożywczym o jednakowy surowiec, Chiny zamierzają upowszechnić bardziej ekonomiczne płody rolne (np. ziemniaki, celuloza). Rozważają również możliwość budowania fabryk w Brazylii.

W 2005 r. cztery instalacje do odwadniania bioetanolu oficjalnie dostarczyły 1 mln ton bioetanolu. Fabryka na północy kraju w prowincji Jilin planuje zwiększenie potencjału produkcyjnego do 2010 r. do wartości 1 mln ton rocznie, z 300 tys. ton w 2005 r. Konsumpcja zgodna z narodowym planem wyniesie 2 mln ton w 2010 r. oraz 10 mln w 2020 r.<sup>149</sup>

#### b) Indie

W Indiach przewidywana jest największa dynamika produkcji bioetanolu. Szacunkowa produkcja cukru będzie tam wyższa o prawie 1 mln ton, niż pierwotnie zakładał rząd i wyniesie 19,1 mln t. 8,7 mln melasy wystarczy do produkcji 2 mln litrów alkoholu. Wznowienie programu promocji biopaliw zwiększy konsumpcję o 350 mln litrów.

#### c) Japonia

Rząd Japonii postawił za cel zastąpienie biokomponentami przynajmniej 0,2% całkowitej energetycznej konsumpcji paliw. Odpowiednia miała zostać uchwalona w 2006 r. i ma obowiązywać od marca 2007 r. Zapisy mają mieć charakter zachęty, nie zaś przymusu, dopuszczają blendowanie ON 5% biodieslem. W Japonii, trzeciej gospodarce świata pod względem konsumpcji ropy naftowej, rafinerie mogą dodawać obecnie do benzyn 3% etanolu. Roczny popyt na paliwo dieslowskie wynosi tam ok. 37 mln ton, dla benzyn ok. 61 mln ton.

147 www.budapestsun.com

148 F.O.Licht's Word Etanol and Biofuels Report, Vol 09.05.2006 r.

149 Ethanol: A High-Octane Player in Energy Sector – Friedman, Bilings, Ramsey & CO., 27.03.2006 r.; F.O.Licht's Word Etanol and Biofuels Report, Vol 09.05.2006 r.

#### 2.2.3.4. „Zielony OPEC” w Afryce

Piętnaście krajów Afryki zawiązało w Dakarze (lipiec 2006 r.) porozumienie – PANPP (Związek Krajów Afryki Producentów Nie-Naftowych), którego ambicją jest uzyskanie znaczącej światowej pozycji w produkcji biopaliw. Organizacja zrzesza kraje, które nie posiadają złóż ropy na kontynencie, natomiast dysponują istotnymi możliwościami produkcji rolnej i leśnej. Wśród założycieli są głównie kraje Zachodniej Afryki (m.in. jedne z najuboższych: Sierra Leone, Niger czy Burkina Faso) oraz Kongo, Zambia i Madagaskar. Według pomysłodawców inicjatywa może pomóc krajom afrykańskim w wydobyciu się z ubóstwa i uniezależnieniu od ropy.<sup>150</sup>

Założyciele związku przyznają, że inspiracją był olbrzymi sukces biopaliw w Brazylii. W Afryce uprawia się wiele roślin, które mogą stanowić surowiec do produkcji biopaliw, m.in. trzcina i burak cukrowy, kukurydza, sorgo (na etanol) oraz orzeszki ziemne i jatrofa (na biodiesel).

## Podsumowanie

Na przestrzeni ostatniego półwiecza, w wyniku zmniejszania się zasobów strategicznego surowca (ropy naftowej) oraz za sprawą coraz częstszego posługiwania się surowcami energetycznymi jako narzędziem polityki międzynarodowej, zwiększyło się tempo prac nad alternatywnymi źródłami energii.

Są miejsca (np. Brazylia), gdzie od wielu lat kierowcy jeżdżą na biopaliwie. W innych (USA) za sprawą proaktywnej polityki rządu w kwestii bezpieczeństwa energetycznego, produkcja biopaliw wzrasta w szybkim tempie. Również w Azji (Chiny, Japonia, Indie) dostrzegane są długofalowe trendy zmian w energetyce, czego wyrazem są inwestycje w biopaliwa oraz zmiany w legislacji.

Korzystanie z biopaliw, niesie ze sobą również problemy wymagające rozwiązania. Szczególnie silnie są one dyskutowane w Europie. Podnoszone są kwestie deficytu obszarów przygotowanych pod uprawę surowca, degradacja obszarów przygotowywanych pod uprawę surowca, manipulacje cenami surowców na biopaliwa, oraz w końcu wzrostu cen żywności spowodowanego wzrostem cen surowców energetycznych wykorzystywanych na biopaliwa. (rzepak, soja etc.)

Ochrona środowiska, alternatywa dla ropy naftowej oraz brak realnych alternatyw dla biopaliw, wydają się być wystarczającymi argumentami, żeby wykorzystanie biopaliw wzrastało. Według scenariusza rysowanego przez Prof. Katarzynę Duczkowską-Małysz ze SGH w Warszawie, ceny żywności (przy najmniej w Polsce) nie będą rosły, ponieważ producenci biopaliw będą się zaopatrywać u zagranicznych tańszych dostawców.

Pojawiają się jednak głosy, że teraz wielkość posiadanych gruntów pod uprawy surowców na biopaliwa może stać się takim samym narzędziem polityki (uzależniania), co obecnie dostęp do ropy. Dlatego należy wspierać rodzimy przemysł biopaliwowy i rolników w Polsce.

W takiej sytuacji najsensowniej inwestować w rozwój nowych technologii, obniżających koszty produkcji biopaliw, zwiększających wydajność produkcji z tony surowca oraz w poszukiwanie i rozwijanie nowych technologii energetycznych. (np. ogniwa wodorowe, które mimo że na obecnym etapie badań są bardzo kosztowne, już teraz są wykorzystywane w pojedynczych autobusach np. w Pekinie, na razie, jako element prestiżu)

**Indeks skrótów**

- ester (głównie metylowy tzw. FAME – z ang. Fat Acid Methyl Esther)
- KE – Komisja Europejska
- UE – Unia Europejska
- WE – Wspólnota Europejska
- OZE – Odnawialne Źródła Energii
- TWE – Traktat ustanawiający Wspólnotę Europejską
- CW – Europejskie Cele Wskaźnikowe
- NCW – Narodowe Cele Wskaźnikowe
- TK – Trybunał Konstytucyjny
- URE – Urząd Regulacji Energetyki
- UKIE – Urząd Komitetu Integracji Europejskiej
- WPR – Wspólna Polityka Rolna
- ON – Olej Napędowy
- SDS (Sustainable Development Strategy) – Strategia Zrównoważonego Rozwoju
- FAME (Fat Acid Methyl Ester) – Estry Metylowe Kwasów Tłuszczowych
- ETBE (Ethyl Tertio Buthyl Ether) – Eter etylowy
- MTBE (Methyl Tertio Buthyl Ether) – Eter metylowy
- AFV (Alternative Fuel Vehicle) – Pojazd napędzany paliwami alternatywnymi
- FFV (Flex Fuel Vehicle) – Pojazd napędzany biopaliwem E85
- NGO (Non - Government Organization) – Organizacja Pozarządowa
- B20 – Olej Napędowy domieszkowany w 20% energetycznie biodieslem
- E85 – Benzyna domieszkowana w 15% bioetanolem

**Słowniczek podstawowych pojęć**

- Biomasa** – substancja pochodzenia rolnego, leśnego (ziarna, łądygi, drzewo, odpady itp.)
- Blendowanie** – domieszkowanie paliwa, inaczej uszlachetnianie, komponowanie mieszaniny
- Biokomponent** – substancja uzyskiwana z biomasy, dodawana do paliw lub stanowiąca samoistne paliwo. Najpopularniejsze biokomponenty:
- **Bioetanol (lub biometanol)** – odwodniony alkohol etylowy (lub metylowy)
  - **Eter (ETBE, MTBE)** – biokomponent uzyskiwany z alkoholu (odpowiednio etanolu, metanolu)
  - **Biodiesel** – ester metylowy kwasu tłuszczowego (inaczej FAME – Fat Acid Methyl Ester) stosowany jako alternatywa dla ON w silnikach wysokoprężnych
- Biopaliwo** – paliwo blendowane biokomponentem. W praktyce jest to benzyna z odwodnionym alkoholem (bioetanol) lub olej napędowy z dodatkiem

**Rysunki, tabele, zestawienia, załączniki****Rysunki**

- |         |   |    |
|---------|---|----|
| Rys. 1. | Lokalizacja odkrytych złóż węglowodorów na tle rozmieszczenia koncesji Petrobaltic S.A. | 8  |
| Rys. 2. | Przesył ropy z Rosji w kierunku niemieckim i polskim rurociągiem PERN „Przyjaźń”        | 9  |
| Rys. 3. | PGNiG krajowe wydobycie ropy w latach 2000-2008 r.                                      | 12 |
| Rys. 4. | Ceny spot i dyferencjał – Brent-Rotterdam vs Urals-Mediterranean, USD/bbl               | 19 |
| Rys. 5. | Wolumeny sprzedaży i wydobycia gazu   | 23 |
| Rys. 6. | PGNiG zysk netto i przychody za 3 kwartały 2005/2006 r.                                 | 23 |
| Rys. 7. | Istniejące i planowane terminale importowe LNG w Europie                                | 25 |
| Rys. 8. | Nasiona oleiste na świecie  | 32 |
| Rys. 9. | Najwięksi światowi producenci rzepaku w 2005 roku                                       | 33 |

Rys. 10. Społeczna ocena biopaliw	34
Rys. 11. Wizerunek biopaliw w prasie zachodniej (maj 2006 r.)	35
Rys. 12. Wizerunek biopaliw w Polsce (2002/2003 r.)	35
Rys. 13. Wpływy do budżetu z akcyzy	39
Rys. 14. Prognozy konsumpcji paliw – Polska	41
Rys. 15. Prognozy konsumpcji biokomponentów – Polska	42
Rys. 16. Prognozy produkcji FAME	43
Rys. 17. Producent przekonuje, że możliwa jest dynamiczna jazda na bioetanolu	50
Rys. 18. Ford napędzany biopaliwem Międzynarodowe Targi Motoryzacyjne (Londyn 2006 r.)	51
Rys. 19. Bioetanol – światowa produkcja	52
Rys. 20. Bioetanol – globalna podaż	52
Rys. 21. Bioetanol – globalny popyt	53
Rys. 22. Produkcja bioetanolu w USA i Brazylii	53
Rys. 23. Odbiorcy brazylijskiego bioetanolu	54
Rys. 24. Biodiesel w UE	55
Produkcja biodiesela w 2005 roku w UE	55
Zdolność produkcyjna biodiesela w 2006 roku w UE	55

### Zestawienia

Zestawienie 1. Sektory gospodarki	29
Zestawienie 2. Benzyny silnikowe i olej napędowy	37
Zestawienie 3. Dla producentów rolnych 5-letnia kontraktacja nie musi być korzystna	38
Zestawienie 4. Najważniejsze spośród biopaliwowych dyrektyw	46
Zestawienie 5. Etapy procesu zastępowania paliw konwencjonalnych	47
Zestawienie 6. Pomysły	47
Zestawienie 7. Program szczegółowy „Współpraca”	47
Zestawienie 8. Bioetanol w Azji	58

### Tabele

Tab. 1. Porównanie europejskich Celów Wskaźnikowych (CW) udziału biokomponentów i pierwotnych Narodowych Celów Wskaźnikowych (NCW) – proc.	37
Tab. 2. Konsumpcja paliw i biokomponentów w Polsce	42
Tab. 3. Prognozy dla rzepaku w Polsce	43
Tab. 4. Zestawienie kosztów produkcji biokomponentu w zależności od inwestycji w estrownię na przykładzie kanadyjskim	45
Tab. 5. Bioetanol – produkcja w wybranych regionach świata (mld l)	51
Tab. 6. Europa – produkcja etanolu na cele spożywczo-paliwowe (mln litrów)	56

### Załączniki

Załącznik nr 1	
Rozporządzenie Ministra Finansów zmieniające rozporządzenie w sprawie zwolnień od podatku akcyzowego (8 grudnia 2006 r.)	63
Załącznik nr 2	
Terminale LNG w wybranych krajach Azji i Ameryki Północnej	64



**Załącznik nr 1 Rozporządzenie Ministra Finansów****ROZPORZĄDZENIE MINISTRA FINANSÓW<sup>1)</sup>**

z dnia 22 grudnia 2006 r.

**zmieniające rozporządzenie w sprawie zwolnień od podatku akcyzowego**

(Dz. U. z dnia 27 grudnia 2006 r.)

Na podstawie art. 24 ust. 2 i art. 25 ust. 5 ustawy z dnia 23 stycznia 2004 r. o podatku akcyzowym (Dz. U. Nr 29, poz. 257 i Nr 68, poz. 623, z 2005 r. Nr 160, poz. 1341 oraz z 2006 r. Nr 169, poz. 1199) zarządza się, co następuje:

§ 1. W rozporządzeniu Ministra Finansów z dnia 26 kwietnia 2004 r. w sprawie zwolnień od podatku akcyzowego (Dz. U. z 2006 r. Nr 72, poz. 500 i Nr 99, poz. 688) w § 12:

1) ust. 1 otrzymuje brzmienie:

"1. Zwalnia się od akcyzy:

- 1) biokomponenty przeznaczone do paliw ciekłych i biopaliw ciekłych, w rozumieniu odrębnych przepisów, spełniające wymagania jakościowe określone w odrębnych przepisach;
- 2) spełniające wymagania jakościowe określone w odrębnych przepisach i zawierające powyżej 2 % biokomponentów:
  - a) benzynę silnikową nieetylizowaną - w wysokości 1,50 zł od każdego litra biokomponentów dodanych do tej benzyny,
  - b) olej napędowy - w wysokości 1,00 zł od każdego litra biokomponentów dodanych do tego oleju napędowego- z tym że zwolnienie nie może być wyższe niż należna kwota akcyzy z tytułu sprzedaży tych paliw;
- 3) biokomponenty, stanowiące samoistne paliwo, spełniające wymagania jakościowe, określone w odrębnych przepisach - w wysokości 1.680 zł/1.000 l, z tym że zwolnienie nie może być wyższe niż należna kwota akcyzy z tytułu sprzedaży tych biokomponentów.";

2) ust. 3 otrzymuje brzmienie:

"3. Zwolnienie, o którym mowa w ust. 1 pkt 2, ma zastosowanie pod warunkiem, że:

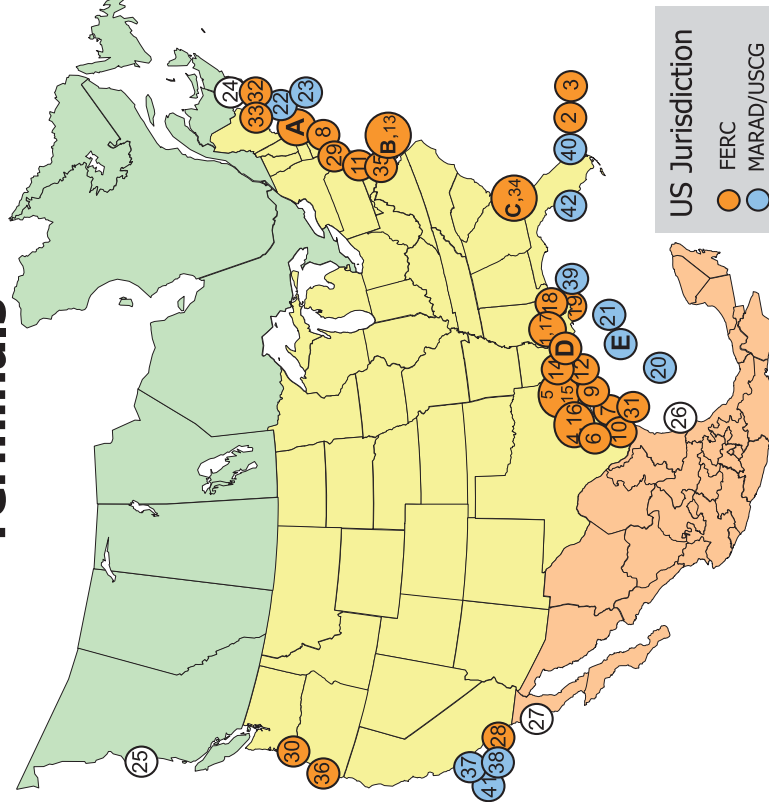
- 1) podmiot korzystający ze zwolnienia produkujący paliwa ciekłe z zawartością biokomponentów lub biopaliwa ciekłe prowadzi dokumentację techniczną wskazującą na sposób wytworzenia takich paliw ciekłych lub biopaliw ciekłych i zawartość w nich biokomponentów;
- 2) podmiot nabywający paliwa ciekłe z zawartością biokomponentów lub biopaliwa ciekłe w celu ich odsprzedaży korzystający ze zwolnienia prowadzi ewidencję pozwalającą na wyodrębnienie wyrobów zwolnionych i wyrobów nieobjętych zwolnieniem."

§ 2. Rozporządzenie wchodzi w życie z dniem 1 stycznia 2007 r.

Załącznik nr 2 Terminale LNG w wybranych krajach Azji i Ameryki Północnej

**FERC**

**Existing and Proposed  
North American LNG  
Terminals**



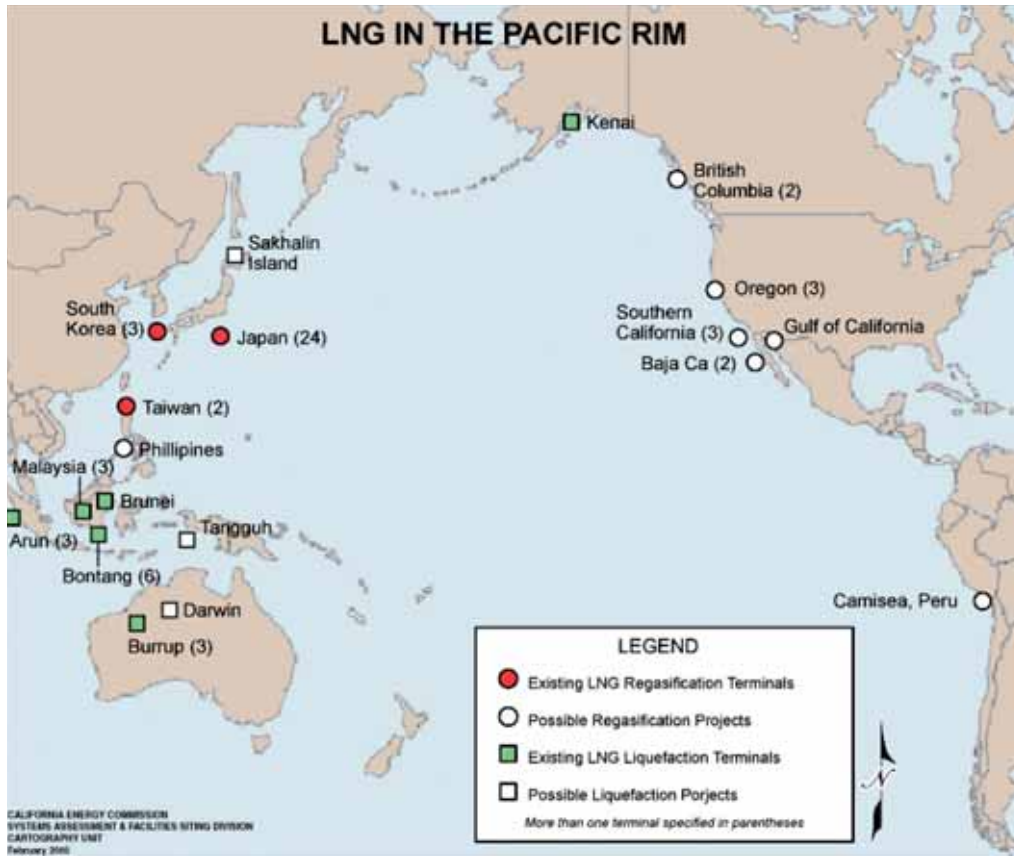
As of May 4, 2007

\* US pipeline approved; LNG terminal pending in Bahamas

\*\* Construction suspended

*Office of Energy Projects*

- CONSTRUCTED**
- A. Everett, MA : 1.035 Bcfd (DOWAC - SUEZ LNG)
  - B. Cove Point, MD : 1.0 Bcfd (Dominion - Cove Point LNG)
  - C. Elba Island, GA : 1.2 Bcfd (El Paso - Southern LNG)
  - D. Lake Charles, LA : 2.1 Bcfd (Southern Union - Trunkline LNG)
  - E. Gulf of Mexico: 0.5 Bcfd (Gulf Gateway Energy Bridge - Excelerate Energy)
- APPROVED BY FERC**
- 1. Hackberry, LA : 1.5 Bcfd (Cameron LNG - Sempra Energy)
  - 2. Bahamas : 0.84 Bcfd (AFS Ocean Express)\*
  - 3. Bahamas : 0.83 Bcfd (Calyпсо Tractebel)\*\*
  - 4. Freeport, TX : 1.5 Bcfd (Cheniere/Freeport LNG Dev.)
  - 5. Sabine, LA : 2.6 Bcfd (Sabine Pass Cheniere LNG)
  - 6. Corpus Christi, TX: 2.6 Bcfd (Cheniere LNG)
  - 7. Corpus Christi, TX : 1.1 Bcfd (Vista Del Sol - ExxonMobil)
  - 8. Fall River, MA : 0.8 Bcfd (Weaver's Cove Energy/Hess LNG)
  - 9. Sabine, TX : 2.0 Bcfd (Golden Pass - ExxonMobil)
  - 10. Corpus Christi, TX: 1.0 Bcfd (Ingliside Energy - Occidental Energy Ventures)\*\*
  - 11. Logan Township, NJ : 1.2 Bcfd (Crown Landing LNG - BP)
  - 12. Port Arthur, TX: 3.0 Bcfd (Sempra Energy)
  - 13. Cove Point, MD : 0.8 Bcfd (Dominion)
  - 14. Cameron, LA: 3.3 Bcfd (Creole Trail LNG - Cheniere LNG)
  - 15. Sabine, LA: 1.4 Bcfd (Sabine Pass Cheniere LNG - Expansion)
  - 16. Freeport, TX: 2.5 Bcfd (Cheniere/Freeport LNG Dev. - Expansion)
  - 17. Hackberry, LA : 1.15 Bcfd (Cameron LNG - Sempra Energy - Expansion)
  - 18. Pascagoula, MS: 1.5 Bcfd (Gulf LNG Energy LLC)
  - 19. Pascagoula, MS: 1.3 Bcfd (Bayou Casottie Energy LLC - Chevron/Texaco)
- APPROVED BY MARAD/COAST GUARD**
- 20. Port Pelican: 1.6 Bcfd (Chevron/Texaco)
  - 21. Offshore Louisiana : 1.0 Bcfd (Main Pass McMoran Exp.)
  - 22. Offshore Boston: 0.4 Bcfd (Neptune LNG - SUEZ LNG)
  - 23. Offshore Boston: 0.8 Bcfd (Northeast Gateway - Excelerate Energy)
- CANADIAN APPROVED TERMINALS**
- 24. St. John, NB : 1.0 Bcfd (Canaport - Irving Oil/Repsol)
  - 25. Kitimat, BC: 1.0 Bcfd (Kitimat LNG - Galveston LNG)
- MEXICAN APPROVED TERMINALS**
- 26. Altamira, Tamulipas : 0.7 Bcfd (Shell/Total/Mitsui)
  - 27. Baja California, MX : 1.0 Bcfd (Energia Costa Azul - Sempra Energy)
- PROPOSED TO FERC**
- 28. Long Beach, CA : 0.7 Bcfd (Mitsubishi/ConocoPhillips - Sound Energy Solutions)
  - 29. LI Sound, NY: 1.0 Bcfd (Broadwater Energy - TransCanada/Shell)
  - 30. Bradwood, OR: 1.0 Bcfd (Northern Star LNG - Northern Star Natural Gas LLC)
  - 31. Port Lavaca, TX: 1.0 Bcfd (Calhoun LNG - Gulf Coast LNG Partners)
  - 32. Pleasant Point, ME : 2.0 Bcfd (Quoddy Bay, LLC)
  - 33. Robbinston, ME: 0.5 Bcfd (Downeast LNG - Kestrel Energy)
  - 34. Elba Island, GA: 0.9 Bcfd (El Paso - Southern LNG)
  - 35. Baltimore, MD: 1.5 Bcfd (AES Sparrows Point - AES Corp.)
  - 36. Coos Bay, OR: 1.0 Bcfd (Jordan Cove Energy Project)
- PROPOSED TO MARAD/COAST GUARD**
- 37. Offshore California : 1.5 Bcfd (Cabrillo Port - BHP Billiton)
  - 39. Gulf of Mexico: 1.4 Bcfd (Blenville Offshore Energy Terminal - TORP)
  - 40. Offshore Florida: 1.9 Bcfd (SUEZ Calypso - SUEZ LNG)
  - 41. Offshore California: 1.2 Bcfd (OceanWay - Woodside Natural Gas)
  - 42. Offshore Florida: 1.2 Bcfd (Hoegh LNG - Port Dolphin Energy)





## ZESPÓŁ REDAKCYJNY

---

### **Janusz Leszczyński**

---

Kierownik projektu. Absolwent wydziałów psychologii społecznej London School of Economics and Political Science (MSc) oraz University of Kent at Canterbury (BSc). Pracował jako Researcher, a potem Menedżer w niezależnym instytucie badań ekonomicznych i społecznych. Pracował przy projektach doradztwa strategicznego i public affairs dla firm z branży telekomunikacyjnej, IT, energetycznej, budowlanej i finansowej.

### **Rafał Kasprów**

---

Partner zarządzający. Odpowiada za sektor ropy naftowej i gazu, telekomunikację i nowe technologie. Ukończył studia na Wydziale Nauk Politycznych Uniwersytetu Warszawskiego oraz Executive MBA w Szkole Głównej Handlowej (SGH) i University of Quebec at Montreal (UQAM). W latach 90. pracował jako dziennikarz „Rzeczpospolitej”, „Życia” oraz programu publicystycznego „Puls Dnia” w TVP. Jego publikacje prasowe i reportaże telewizyjne dotyczyły głównie obszarów gdzie ściera się gospodarka i polityka. Za swoje artykuły otrzymał m.in. Nagrodę Główną Stowarzyszenia Dziennikarzy Polskich i kilka wyróżnień. Po roku 2000 pracował jako konsultant w Ministerstwie Skarbu Państwa, był członkiem Rady Nadzorczej Polskiego Górnictwa Naftowego i Gazownictwa S.A. oraz TP Internet Sp z o.o.

### **Maciej Gorzeliński**

---

Partner zarządzający. Odpowiada za media, zarządzanie kryzysowe i telekomunikację. W latach 90. pracował jako dziennikarz śledczy w „Gazecie Wyborczej”, współautor głośnych artykułów: „Korupcja w policji poznańskiej”, „Państwo Elektromis”. Autor „WIRR-ówki”, pierwszego w Polsce tekstu demaskującego manipulacje kursami spółek giełdowych. Redaktor telewizyjnego programu „Tok Szok” Jacka Żakowskiego i Piotra Najstuba. Dziennikarz radiowy w jednej z pierwszych prywatnych stacji radiowych „Radio S” w Poznaniu i korespondent wojenny (była Jugosławia i Czeczenia). Laureat Nagrody Głównej Stowarzyszenia Dziennikarzy Polskich za „Korupcję w policji poznańskiej”, II Nagrody im. B. Prusa, oraz „Złotej Kobyry” na Festiwalu Mediów w Łodzi.

### **Tamara Surman**

---

Dyrektor zarządzający. Odpowiada za sektor finansowy, energetyczny i farmaceutyczny. Absolwentka wydziału Prawa i Administracji na UW. Była dziennikarz Radia Wolna Europa. Jej materiały radiowe dotyczyły głównie polskiego życia politycznego i gospodarczego. Account Executive w agencji reklamowej Gruppa 66 - praca dla Volvo, Ciechu, Kredyt Banku. Pracowała w departamencie marketingu we francuskiej firmie Guerlain. Ukończyła kurs dla dziennikarzy i prezenterów telewizyjnych, organizowany przez TVP. W grudniu 2005 roku ukończyła szkolenie, dotyczące obowiązków informacyjnych spółek i relacji inwestorskich na tle nowych regulacji na rynku kapitałowym.

### **Tomasz Wojtaszuk**

---

Research. Absolwent ekonomii (specjalność – prawo handlowe) na Wyższej Szkole Handlu i Prawa. Obecnie przygotowuje pracę magisterską na Wydziale Zarządzania Uniwersytetu Warszawskiego z zakresu zarządzania przedsiębiorstwem pt. „Innowacje w zarządzaniu konfliktami w przedsiębiorstwach sektora energetycznego.” Posiada doświadczenie w badaniach rynku, reklamie, oraz branży FMCG.



Raport „*Analiza sytuacji na polskim rynku paliwowym*” przygotowany przez MDI Strategic Solutions porusza kwestię bezpieczeństwa energetycznego Polski w kontekście dostaw surowców energetycznych, rozwoju infrastruktury magazynowo-przesyłowej oraz produkcji biopaliw. Raport omawia mechanizmy oraz uwarunkowania ekonomiczne i geopolityczne kształtujące politykę energetyczną Państwa w tych trzech obszarach. Autorzy wskazują na możliwość wykorzystania potencjału sektora prywatnego w budowie bezpieczeństwa energetycznego kraju.



MDI Strategic Solutions, ul. Karowa 31a, 00-324 Warszawa  
tel. (22) 31 23 800, faks (22) 31 23 806, email: [mdi@mdi.com.pl](mailto:mdi@mdi.com.pl)  
[www.mdi.com.pl](http://www.mdi.com.pl)