

27 lutego 2009

Aktualizacja raportu

**Rafineryjny**

Polska

<b>Cena bieżąca</b>	<b>21,45 PLN</b>
<b>Cena docelowa</b>	<b>40,20 PLN</b>
Kapitalizacja	9,174 mld PLN
Free float	6,177 mld PLN
Średni dzienny obrót (3 mies.)	59,35 mln PLN

**Struktura akcjonariatu**

Nafta Polska	17,30%
Skarb Państwa	10,20%
ING OFE	5,17%
Pozostali	67,33%

**Strategia dotycząca sektora**

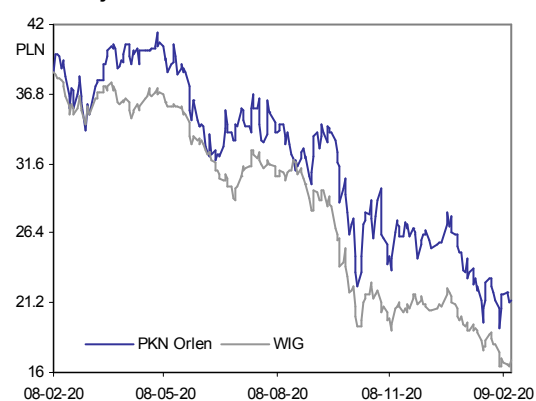
Obecnie w sektorze rafineryjnym mamy do czynienia ze znaczną zmiennością warunków makro, ale powoli kształtują się tendencje pozytywne dla rafinerii, które powinny umożliwić stabilizację przepływów pieniężnych na solidnych poziomach. Widzimy również szansę na wzrost cen ropy, co będzie poprawiać nastroje w sektorze.

**Profil spółki**

PKN Orlen jest największą rafinerią w regionie, posiadającą 14,1 mln ton mocy głębokiego przerobu ropy naftowej rocznie. Ponadto poprzez spółki zależne, PKN Orlen jest aktywny w segmencie chemicznym (Anwil) i petrochemicznym (BOP). W 2005 roku PKN Orlen przejął czeską grupę Unipetrol, a w 2006 sfinalizował transakcję nabycia Mazeikiu Nafta na

**Ważne daty**

30.04- publikacja skonsolidowanego raportu za 2008r.  
14.05- publikacja skonsolidowanego raportu za 1Q'09

**Kurs akcji PKN Orlen na tle WIG****Kamil Kliszcz**

(48 22) 697 47 06

kamil.klischcz@dibre.com.pl

www.dibre.com.pl

# PKN Orlen

**Kupuj**

PKN.WA; PKN.PW

(Niezmieniona)

## Wzrost dyferencjału i kurs USD/PLN

Kurs Orleń od początku roku zachowywał się znacznie gorzej od innych regionalnych spółek z sektora tracąc ponad 17%, podczas gdy Lotos stracił w tym czasie tylko 6%, a MOL 4%. W naszej opinii nie ma to uzasadnienia fundamentalnego i nadal podtrzymujemy naszą rekomendację kupuj. Widoczny w wynikach 4Q spadek wolumenów w chemii i petrochemii będzie co prawda infekował rentowność w 2009 roku, ale powinno to być neutralizowane przez wysokie zyski i przepływy pieniężne generowane z działalności rafineryjnej. Taki scenariusz powinien wspierać prognozowany przez nas wzrost dyferencjału, wysoki kurs dolara oraz niższe koszty zużycia własnych ropy. Właśnie ze względu te parametry Orlen będzie pozytywnie wyróżniać się na tle innych europejskich rafinerii, dla których rok 2008 był rokiem rekordowych marż przerobowych (benchmark dla PKN zanotował w zeszłym roku spadek, co oznacza niską bazę). Pozytywnie na notowania Spółki może mieć wpływ także globalna poprawa nastrojów w sektorze oil&gas, której spodziewamy się w związku ze wzrostem cen ropy.

**Wyniki za 4Q i perspektywa na 2009**

Wyniki za 4Q'08 były w naszej opinii dobrej jakości (szczególnie w segmencie rafineryjnym) mimo wysokiej nominalnej straty, która wynikała głównie z zapisów księgowych, co potwierdza 1,1 mld PLN dodatnich przepływów z działalności operacyjnej. Przy naszych założeniach kursu złotego można oczekiwać, że 1Q'09 przyniesie ponownie wysokie odpisy przeszacowujące kredyty w EUR o ponad 1 mld PLN, ale w kolejnych kwartałach efekt ten powinien zostać odwrócony w związku z oczekiwaną aprecjacją polskiej waluty. EBIT LIFO powinien dzięki dobremu wynikowi rafinerii i detalu utrzymać poziom z 2008 roku mimo słabych wyników w petrochemii.

**Szansa na wzrost dyferencjału i notowań ropy naftowej**

W drugiej połowie zeszłego roku doszło do drastycznego ograniczenia dyferencjału Ural/Brent, na który rentowność Orleń jest niezwykle wrażliwa (przy kursie 3,39 USD/PLN zmiana o 1 USD/Bbl implikuje zmianę EBIT o ponad 500 mln PLN). Analiza sytuacji eksporterów rosyjskich oraz relacji cracków na ON i HSFO skłania nas ku tezie, że spadek dyskonta miał charakter krótkoterminowy i należy oczekiwać jego wzrostu. Spodziewamy się również odwrócenia trendów wzrostowych na zapasach paliw i ropy w USA, co powinno przełożyć się pozytywnie na notowania surowca.

**Złamanie kowenantów na kredytach nie takie groźne**

W raporcie za 4Q Orlen poinformował, że w wyniku osłabienia złotego oraz finalizacji transakcji odkupu akcji Polkontela dług netto wzrósł do 12,6 mld PLN z 9,8 mld PLN. Jednocześnie odpisy LIFO spowodowały mocny wzrost wskaźnika długu do EBITDA i przełamanie poziomów granicznych uzgodnionych w umowach kredytowych. W tym kontekście, choć nie widzimy ryzyka wypowiedzenia kredytów, to możliwe, że banki wymuszą renegotiację marż. Spadek rynkowych stóp procentowych powinien jednak zneutralizować te ewentualne wyższe koszty.

(mln PLN)	2007	2008P	2009P	2010P	2011P
Przychody	63 793,0	79 535,0	62 292,5	74 645,2	82 028,6
EBITDA	5 035,3	3 249,0	5 260,5	5 059,3	5 793,9
marża EBITDA	7,9%	4,1%	8,4%	6,8%	7,1%
EBIT	2 603,9	758,0	2 524,6	2 250,1	2 679,7
Zysk netto	2 412,4	-659,0	2 033,6	1 730,5	1 717,9
DPS	0,00	1,62	0,00	0,00	0,83
P/E	3,8	-13,9	4,5	5,3	5,3
P/CE	1,9	5,0	1,9	2,0	1,9
P/BV	0,5	0,5	0,4	0,4	0,4
EV/EBITDA	4,1	7,5	4,9	5,3	4,8
DYield	0,0%	7,6%	0,0%	0,0%	3,9%

## Wyniki za 4Q'08- solidny cash flow z rafinerii

### Skonsolidowane wyniki kwartalne GK PKN

(mln PLN)	IVQ 2008	IVQ 2007	zmiana	IVQ 2008P*	wynik vs. prognoza	konsensus	wyniki vs. konsensus	2008	2007	zmiana
Przychody	16 449	16 902	-2,7%	16 284	1,0%	18 610	-11,6%	79 535	63 793	24,7%
EBITDA	-1 275	730	-	-1 196	-6,7%	-888	-43,6%	3 249	5 035	-35,5%
marża EBITDA	-7,8%	4,3%	-	-8,2%	-	-4,8%	-	4,1%	7,9%	-48,2%
EBIT	-1 965	104	-	-1 804	-9,0%	-1 566	-25,5%	758	2 604	-70,9%
Zysk brutto	-3 586	676	-	-3 615	0,8%	-	-	-533	3 011	-
Zysk netto	-3 047	634	-	-3 400	10,4%	-2 774	-9,8%	-659	2 480	-

\*w naszych oficjalnych prognozach po publikacji szacunków danych operacyjnych przez Orlen dokonaliśmy zmiany wysokości oczekiwanego ujemnego efektu LIFO z -1,9 mld PLN do -2,5 mld PLN

Źródło: PAP, Orlen, szacunki DI BRE

Porównywanie zaprezentowanych przez Orlen wyników z rynkowym konsensusem może w tym kwartale być nieco utrudnione ze względu na dużą ilość zdarzeń o charakterze „jednorazowym”, tak więc skupimy się na odniesieniu do naszych prognoz. W tym kontekście zysk operacyjny, choć nominalnie nieco odbiegał in minus od naszych szacunków to po oczyszczeniu o efekt LIFO prezentuje się znacznie lepiej niż oczekiwaliśmy (efekt LIFO ostatecznie wyniósł -2,7 mld PLN vs. -2,5 mld PLN uwzględnione w naszych skorygowanych prognozach po publikacji przez Spółkę szacunkowych danych operacyjnych 3 lutego). EBIT LIFO ukształtował się bowiem na poziomie 748 mln PLN vs. oczekiwane przez nas 696 mln PLN i 117 mln PLN rok temu (po korekcie o one-offy i remonty). Głównym źródłem zaskoczenia okazał się segment rafineryjny, gdzie Spółka wypracowała licząc wg. LIFO aż 935 mln PLN zysku (-1,8 mld PLN straty raportowanej), podczas gdy my oczekiwaliśmy 474 mln PLN, a rok temu po oczyszczeniu EBIT LIFO było to 25 mln PLN. Tak dobry rezultat na tej działalności to przede wszystkim efekt większych wolumenów w Orlenie i Unipetrolu (+210 mln PLN), poprawy wyniku w Możejkach o 470 mln PLN (poprawa uzysków, wolumenów) oraz niższych kosztów energetycznych (+240 mln PLN). Zwracamy uwagę na fakt, iż Grupa przerobiła o ponad 35% ropy więcej niż przed rokiem. W segmencie detalicznym zaskoczenia nie było i EBIT wyniósł 165 mln PLN vs. oczekiwane 174 mln PLN, a głównymi czynnikami decydującymi o poprawie rezultatu 67 mln PLN sprzed roku były poprawa wolumenów (+59 mln PLN), marż detalicznych (+17 mln PLN) oraz marż pozapaliwowych (+28 mln PLN). Odchylenie in minus pojawiło się natomiast w segmentach chemicznym i petrochemicznym. Grupa Anwilu wypracowała tylko 33 mln PLN zysku vs. oczekiwane 52 mln PLN, głównie z powodu większych niż uwzględnione przez nas spadków wolumenów w PVC. Problem z wolumenami wystąpił również w petrochemii, gdzie zanotowano spadek o 14% r/r mimo dużej liczby przestojów w ubiegłym roku. My uwzględnialiśmy przede wszystkim spadek marż na poliolefinach, ale nie wzięliśmy pod uwagę tak dużego spadku sprzedaży (oczekiwaliśmy go dopiero w 1Q'09). Ostatecznie petrochemia zanotowała stratę operacyjną -97 mln PLN vs. nasza prognoza +158 mln PLN (o odchyleniu oprócz niższych wolumenów zdecydowały ujemne odpisy zapasów w wysokości 130 mln PLN). Na pozostałej działalności operacyjnej wynik był zgodny z naszymi oczekiwaniami i wyniósł 33 mln PLN. Odchylenie wystąpiło w kosztach nieprzypisanych, które wyniosły aż 321 mln PLN vs. oczekiwane 200 mln PLN, ale tu było to rezultatem jednorazowego odpisu na ryzyko biznesowe w wysokości 86 mln PLN.

### Skonsolidowane wyniki GK Orlen wg. segmentów

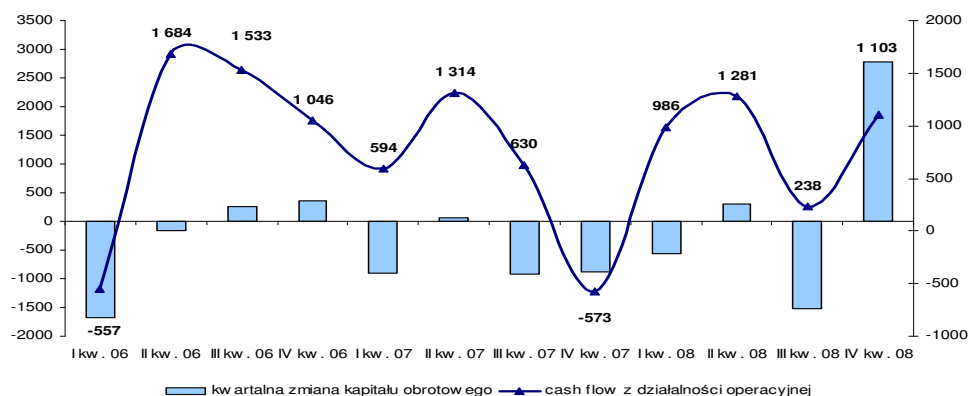
	I kw. 07	II kw. 07	III kw. 07	IV kw. 07	I kw. 08	II kw. 08	III kw. 08	IV kw. 08
<b>EBIT</b>	<b>385</b>	<b>1 311</b>	<b>848</b>	<b>120</b>	<b>565</b>	<b>1 646</b>	<b>512</b>	<b>-1 965</b>
rafineria	65	921	462	241	240	1 407	184	-1 778
LIFO	-184	596	267	564	325	860	-316	-2 713
detal	68	113	175	67	103	109	247	165
petrochemia	370	349	294	55	232	35	104	-97
chemia	83	69	56	38	91	73	87	33
pozostałe	-69	6	-9	-45	1	74	29	33
nieprzypisane	-132	-146	-130	-236	-102	-52	-139	-321
<b>EBIT LIFO</b>	<b>569</b>	<b>715</b>	<b>581</b>	<b>-444</b>	<b>240</b>	<b>786</b>	<b>828</b>	<b>748</b>
Amortyzacja	619	582	603	613	587	607	608	690
<b>EBITDA</b>	<b>1 005</b>	<b>1 893</b>	<b>1 451</b>	<b>733</b>	<b>1 152</b>	<b>2 253</b>	<b>1 120</b>	<b>-1 275</b>
Działalność finansowa	-160	186	-223	507	226	402	-388	-1621
Zysk brutto	215	1 478	611	627	790	2 048	124	-3 586
<b>Zysk netto</b>	<b>49</b>	<b>1 110</b>	<b>593</b>	<b>601</b>	<b>625</b>	<b>1 668</b>	<b>21</b>	<b>-3 047</b>

Źródło: PKN Orlen

Na działalności finansowej saldo wyniosło -1,65 mld PLN z czego odsetki to 134 mln PLN a ujemne różnice kursowe -1,5 mld (w tym -1,16 mld PLN przeszacowania kredytów w EUR). My oczekiwaliśmy ujemnego salda na poziomie -1,9 mld PLN, a okazało się ono mniejsze tylko dzięki rozliczeniu ujemnych różnic kursowych z przeszacowań kredytów dolarowych w wysokości 414 mln PLN przez kapitały (powiązано je z inwestycją w Możejki). Wyższe od naszych oczekiwań okazało się także aktywo podatkowe (+469 mln PLN vs. oczekiwane +215 mln PLN), co ostatecznie zadecydowało o wygenerowaniu mniejszej straty netto w wysokości 3 mld PLN.

W 4Q'08 Orlenowi mimo wysokiej straty nominalnej, udało się wygenerować aż 1,1 mld PLN dodatnich przepływów z działalności operacyjnej vs. -537 mln PLN rok temu. Udało się to głównie z uwagi na uwolnienie gotówki z kapitału obrotowego w kwocie 2,7 mld PLN, która w pełni zneutralizowała ujemny odpis LIFO na poziomie EBIT.

### Cash flow z działalności operacyjnej vs. saldo na kapitale obrotowym



Źródło: PKN Orlen

Negatywna informacja, jaką przekazał Orlen w raporcie za 4Q to wzrost długu netto i przekroczenie kowenantów na kilku umowach kredytowych. Szerzej tę kwestię omówimy jednak w dalszej części niniejszego raportu.

## Perspektywy na 2009

### Segment rafineryjny (hurt i detal)

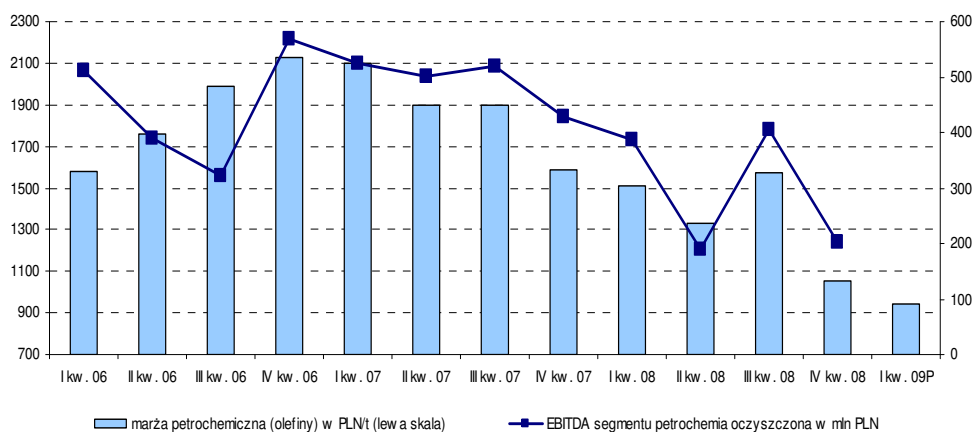
Segment rafineryjny, w kontekście słabości biznesu petrochemicznego, powinien w tym roku być w naszej opinii głównym źródłem zysku operacyjnego i przepływów pieniężnych w Grupie Orlenu. Spodziewamy się bowiem, że spadek marż przerobowych na poszczególnych produktach, jaki na pewno w obliczu osłabienia światowej koniunktury gospodarczej nastąpi, będzie zrekomensowany przez wzrost dyferencjału (w dalszej części raportu przedstawiamy szczegółowo uzasadnienie tej tezy) oraz wysoki kurs USD/PLN. Według naszych szacunków wrażliwość zysku operacyjnego PKN Orlen na zmianę dyskonta w cenie ropy Ural o 1 USD przy zakładanym przez nas średnim kursie 3,39 wynosi około 590 mln PLN. Ze względu na znaczny udział ropy słodkiej w przerobie rafinerii Unipetrolu, wzrost dyferencjału o 1 USD/Bbl powinien neutralizować spadek średniej marży rafineryjnej o 0,8 USD/Bbl. W oparciu o nasze założenia tych parametrów oczekujemy, że EBIT LIFO na działalności rafineryjnej ukształtuje się na poziomie 1,9 mld PLN, czyli mniej więcej tyle ile wyniósł w roku 2008. W związku z uwzględnianym scenariuszem wzrostu cen ropy do 60 USD na koniec roku (szerzej teza ta przedstawiona jest w kolejnym rozdziale) na korzyść 2009 przemawiać będzie także efekt przeszacowania zapasów, który powinien sięgnąć +540 mln PLN vs. -1,8 mld PLN w roku ubiegłym.

W przypadku segmentu detalicznego oczekujemy pogorszenia wyników w ujęciu r/r o około 68 mln PLN, co będzie rezultatem spadku średnich marż na stacjach benzynowych (efekt wysokiej bazy z 3Q'08 kiedy to detaliści wykorzystali spadkowe trendy w hurcie), wyhamowania wzrostu rynku oraz potencjalnego obniżenia marży pozapaliwowej. W części te ubytki zysków powinno zrekomensować planowane wyhamowanie inwestycji w przebudowę obiektów (mniej wyłączeń obiektów z tego tytułu). Zakładamy, że w tym roku capex tego segmentu spadnie z 549 mln PLN do 344 mln PLN.

## Segment petrochemiczny i chemiczny

Rok 2009 będzie bardzo trudnym rokiem dla petrochemii, zarówno jeśli chodzi o marżę przerobową, jak i poziom wolumenów sprzedaży. Po mocnym załamaniu, jakie miało miejsce w 4Q'08 rynek ten nadal nie może dojść do siebie i mimo pojawiających się co jakiś czas sygnałów o możliwym powrocie transakcyjności trudno wyrokować jak długo ta „rekonwalescencja” może potrwać. W optymistycznym scenariuszu, przy obecnych niskich cenach, sprzedaż powinna się zacząć odbudowywać już w 2Q'09, ale nawet taki wariant nie oznacza szybkiego powrotu rentowności. Oczekujemy, że najbliższe 2-3 lata mogą charakteryzować się znacznie niższymi wynikami petrochemii niż te z lat 2005-07, kiedy to średnio segment ten generował ponad 1 mld PLN EBIT-u rocznie. W 2009 prognozujemy stratę operacyjną na poziomie 141 mln PLN, która w znacznej części zostanie zaraportowana w 1Q'09.

## EBITDA petrochemiczna Orlenu vs. rynkowa marża na olefinach



\*Produkty (50% etylen+30%propylen+15%benzen+5%toluen)-Wsad(70%nafta+30%LS vacuum gasoil) wg. notowań spot  
Źródło: Bloomberg

Gorszy okres w naszej opinii czeka również segment chemiczny, głównie ze względu na spadek wolumenów i marż zarówno w przypadku nawozów azotowych (nasz pogląd, co do kształtowania się trendów na rynku nawozowym przedstawiliśmy szeroko w najnowszym raporcie analitycznym na temat ZA Puławy z 24 lutego) jak i polichloru winylu. W przypadku tych produktów odbudowanie sprzedaży ilościowej powinno jednak nastąpić szybciej niż w petrochemii, co pozwoli na osiągnięcie EBIT na poziomie 116 mln PLN vs. 285 mln PLN. Spadek zysków będzie również wynikał z oczekiwanego wzrostu amortyzacji w związku z prowadzonymi inwestycjami w zakresie wytwarzania PCW.

## Działalność finansowa

Saldo na działalności finansowej może okazać się w tym roku jednym z głównych czynników decydujących o wysokości rocznego zysku netto z uwagi na wysoką zmienność kursów walutowych, które będą wpływały na różnice kursowe generowane na kredytach denominowanych w EUR (kredyty w USD zostały powiązane z inwestycją w Możejki i ich przeszacowania dokonywane są tylko poprzez bilans). Obecne poziomy kursu sugerują, że w 1Q'09 możemy oczekiwać kolejnego wysokiego sięgającego 1 mld PLN odpisu aktualizującego te zobowiązania. Przyjęty przez nas scenariusz umacniania się złotego na przestrzeni roku powinien pozwolić na zneutralizowanie tej czysto księgowej operacji w kolejnych kwartałach. Istnieje jednak ryzyko, że polska waluta pozostanie na obecnych poziomach i wówczas wynik netto na koniec roku może znacząco różnić się od naszych bazowych prognoz (dodatni efekt na poziomie operacyjnym wynikający z większego efektu LIFO i wyższego przelicznika dolarowej marży nie będzie w stanie zrekomensować wyższych walutowych odsetek i ujemnych różnic kursowych na kredycie, które co warto przypomnieć nie stanowią kosztu podatkowego). Poniżej prezentujemy taką analizę wrażliwości.

**Analiza wrażliwości prognoz DI BRE na kurs walutowy**

	Scenariusz bazowy				
	I kw. 09P	II kw. 09P	III kw. 09P	IV kw. 09P	2009P
Kurs średni USD/PLN	3,45	3,55	3,40	3,15	3,39
Kurs USD/PLN na koniec okresu	3,60	3,50	3,30	3,00	3,00
Kurs średni EUR/PLN	4,44	4,55	4,20	4,00	4,30
Kurs EUR/PLN na koniec okresu	4,70	4,40	4,00	4,00	4,00
<b>EBIT</b>	<b>69</b>	<b>1 013</b>	<b>796</b>	<b>646</b>	<b>2 525</b>
Efekt LIFO	-120	512	89	60	542
EBITDA	752	1 698	1 481	1 330	5 261
Działalność finansowa netto	-1356	595	826	-93	-28
<b>Zysk netto</b>	<b>-1 295</b>	<b>1 419</b>	<b>1 477</b>	<b>433</b>	<b>2 034</b>
	Scenariusz utrzymania się aktualnych kursów walut				
	I kw. 09P	II kw. 09P	III kw. 09P	IV kw. 09P	2009P
Kurs średni USD/PLN	3,45	3,65	3,65	3,65	3,60
Kurs USD/PLN na koniec okresu	3,65	3,65	3,65	3,65	3,65
Kurs średni EUR/PLN	4,50	4,70	4,70	4,70	4,65
Kurs EUR/PLN na koniec okresu	4,70	4,70	4,70	4,70	4,70
<b>EBIT</b>	<b>69</b>	<b>1 161</b>	<b>1 073</b>	<b>1 183</b>	<b>3 485</b>
Efekt LIFO	-120	624	277	418	1 200
EBITDA	751	1 845	1 758	1 867	6 221
Działalność finansowa netto	-1357	-100	-109	-115	-1681
<b>Zysk netto</b>	<b>-1 295</b>	<b>844</b>	<b>769</b>	<b>850</b>	<b>1 167</b>

Źródło: szacunki DI BRE

**Akwizycje i dezinwestycje**

Zarząd Orlenu zaprezentował w ostatnim czasie swoje plany dotyczące sprzedaży Grupy Anwilu oraz posiadanych udziałów w Polkomtelu (po zakupie dodatkowych udziałów w końcu zeszłego roku łącznie pakiet należący do Orlenu wyceniamy na 3,4 mld PLN czyli 8 PLN na akcję). Obecna sytuacja makro wskazuje, że akceptowalną cenę Spółka jest w stanie uzyskać tylko w przypadku aktywów telekomunikacyjnych, ale mimo dużej determinacji kierownictwa finalizacja transakcji sprzedaży operatora może przeciągnąć się na rok 2010 (brak porozumienia polskich akcjonariuszy Polkomtela i konieczność uruchamiania procedury pierwokupu). Sprzedaż Anwilu w aktualnym otoczeniu makro i spadku wycen podobnych podmiotów na rynku wydaje się w tej chwili nieopłacalna.

Orlen planuje w tym roku również znaczące akwizycje. Pierwsza z nich, czyli odkupienie 10% pakietu Możejek od litewskiego rządu to projekt wcześniej nieplanowany i wynika z decyzji Litwy o skorzystaniu z posiadanej opcji put (koszt 290 mln USD, który uwzględniamy w prognozach dla 2Q'09). Drugi znaczący wydatek kapitałowy, jakiego można oczekiwać również w 2009 roku to zapowiadane przez Zarząd przejęcie produkcyjnego podmiotu z segmentu wydobywczego. Projekt ten jest już zaawansowany i zostały przeprowadzone analizy opłacalności przejęcia i due diligence (chodzi o spółkę notowaną na giełdzie i posiadającą złoża w różnych regionach świata). Prawdopodobnie w akwizycję kapitałowo zaangażuje się również PGNiG. Na razie nie znamy więcej szczegółów w tej sprawie więc trudno te zamierzenia komentować. Ryzyko zapłacenia zbyt wysokiej ceny w obecnym środowisku niedowartościowania aktywów wydaje się jednak ograniczone, tak więc najprawdopodobniej projekt ten przy obecnych cenach ropy będzie neutralny dla wyceny Orlenu.

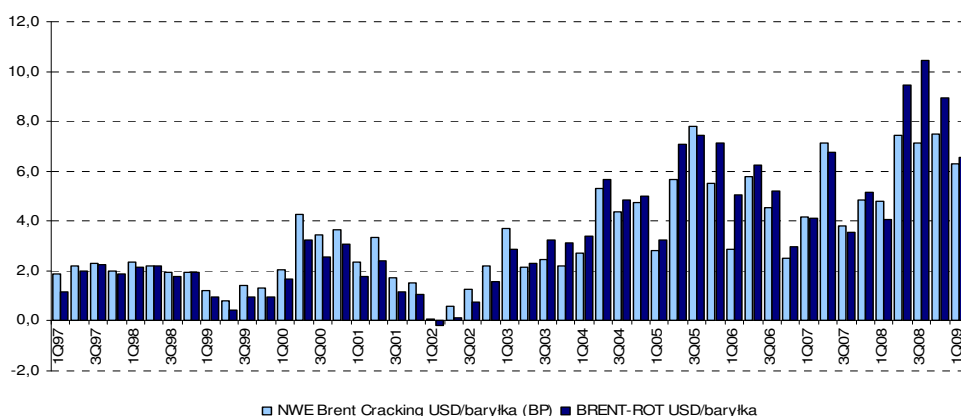
## Aktualne trendy makro i nasze prognozy

**Marża rafinerijna**

Lata 2004-2008 były z punktu widzenia rafinerii okresem wysokich ponadprzeciętnych marż przerobowych napędzanych przez światowy wzrost gospodarczy i rosnące zapotrzebowanie na paliwa przede wszystkim w krajach rozwijających się (CAGR dla Chin w latach 2004-08 wyniósł 7%). Rok 2008 był kulminacją tych trendów, a globalne problemy z zaopatrzeniem w olej napędowy wywindowały cracki na tym paliwie do niespotykanych poziomów (250-300

USD/t), co mimo już mocno słabnącego popytu na benzynę w USA, pozwoliło na ukształtowanie się marży BRENT-ROT na średnim poziomie 8,2 USD/Bbl (średnia 10-letnia 3,6 USD/Bbl). Rentowność na produkcji paliw nie spadła nawet w końcówce roku w obliczu rozwijającego się globalnego kryzysu gospodarczego, co jednak zawdzięczaliśmy już wyjątkowo dramatycznej przecenie surowca, która doprowadziła do szybkiego zmniejszenia ujemnych cracków na ciężkich pozostałościach rafinacji. Obecnie w wyniku spadków rentowności na dieslu obserwujemy systematyczny spadek benchmarkowych marż rafineryjnych w Europie i na świecie. Dodatkową presję na rentowność w sektorze wywierają spodziewane uruchomienia nowych mocy wytwórczych, szczególnie w Chinach i Indiach. Na razie większość dużych projektów ma nieplanowane lub celowe opóźnienia (problem z rozruchem wystąpił m.in. w przypadku największego na świecie kompleksu rafineryjnego w Indiach, który po rozbudowie miała przerabiać 61 mln ton surowca rocznie). Oczekuje się jednak, że ostatecznie w 2009 roku moce produkcyjne mogą wzrosnąć o około 2%, podczas gdy popyt wg. obecnych prognoz IEA może obniżyć się o 1,1%. Naszym zdaniem wpływ tych nowych mocy na sytuację w Europie może być ograniczony ze względu na fakt, iż większość nowych instalacji powstaje w Azji oraz z uwagi na nowe zastrzeżone limity zawartości siarki w paliwach zużywanych w UE, które mogą spowodować wypadnięcie z rynku części małych zakładów (przykładowo koszty instalacji hydroodsiarczania ON w Lotosie to około 450 mln PLN, a w Orlenie nowa tego typu instalacja kosztować ma 400 mln PLN- w tej chwili w Płocku funkcjonuje już 6 HON-ów). Bez wątplenia jednak pogorszenie marż nastąpi, a jego skala może sprowadzić marże do średnioterminowych średnich. Zejście do poziomów średniej 5-letniej oznaczałoby spadek marż o 25-30% w relacji do 2008 roku, natomiast w gorszym scenariuszu osiągnięcia średniej 10-letniej obniżka mogłaby sięgnąć nawet 50%. Na razie odczyty za pierwsze 2 miesiące roku nadal implikują dodatnią dynamikę w relacji do 1Q'08.

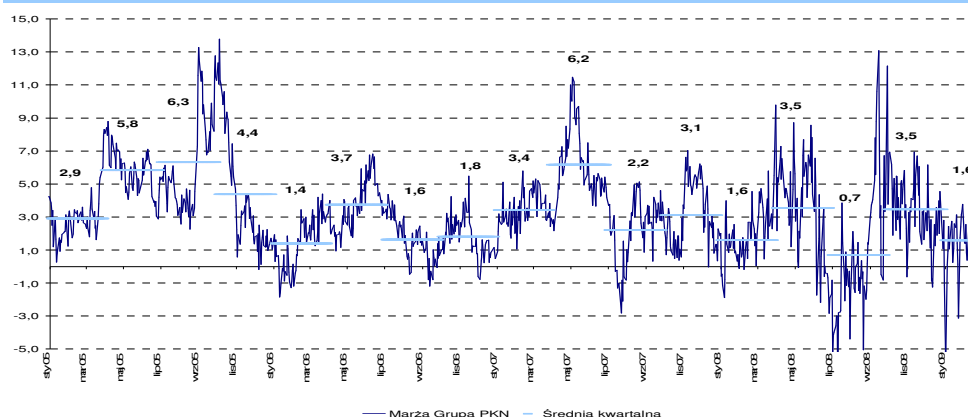
### Marża BRENT-ROT oraz NWE cracking margin wg. BP w USD/Bbl



Zródło: Reuters, BP

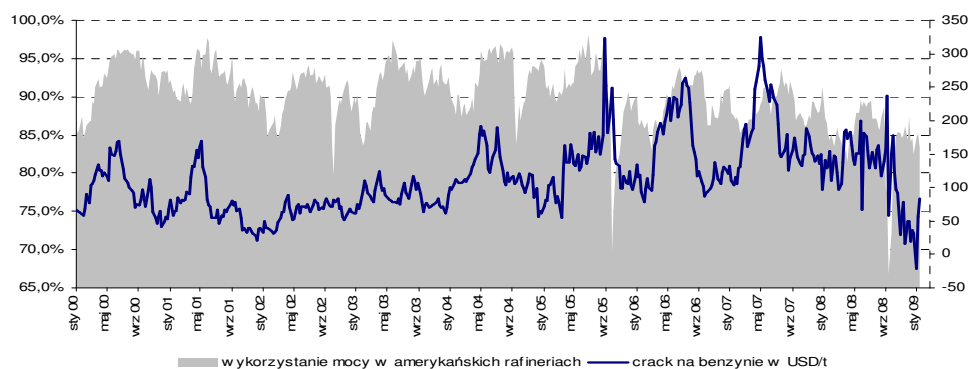
Hossa na marżach benchmarkowych w ostatnich latach była oczywiście odczuwalna dla rafinerii z Grupy Orlenu, aczkolwiek warto zauważyć że ze względu na wysoki poziom zużycia ropy na własne potrzeby energetyczne (przede wszystkim w Płocku gdzie sięga on 15% kupowanego surowca) oraz relatywnie gorszą strukturę uzysków w zakładzie w Możejkach (aż 18% produkcji stanowi ciężki olej opałowy) nominalne poziomy realizowanej marży rafineryjnej odbiegały od tych prezentowanych chociażby przez Reuters. Na przełomie 2007 i 2008 roku Orlen zanotował nawet spadek marży, właśnie z uwagi na dynamiczne wzrosty cen surowca, które nie tylko powodowały zwiększenie ujemnych cracków na HSFO, ale również mocno zmniejszały konkurencyjność energetyki opartej na pochodnych ropy. Ostatecznie więc średni poziom marży przerobowej dla GK Orlen w 2008 roku wyniósł tylko 2,9 USD/Bbl vs. 3,7 USD/Bbl w roku 2007 (nawet mimo wyraźnej poprawy rentowności po spadku cen ropy w 2H'08). W tym samym czasie marża BRENT-ROT wzrosła z 4,9 USD/Bbl do 8,2 USD/Bbl. Te relacje są ważne w kontekście wspomnianych wcześniej oczekiwań znacznego obniżenia się benchmarkowych marż w wyniku spowolnienia gospodarczego. Z powyższej analizy wynika bowiem, że Orlen powinien być bardziej odporny na te niekorzystne tendencje od zachodnioeuropejskich konkurentów, zarówno ze względu na niższą bazę z zeszłego roku jak i fakt oszczędności na paliwie energetycznym. Ważny będzie również aspekt relatywnie wysokiej ekspozycji na frakcje benzynowe (benzyna + nafta), na których po trudnym 2008 roku zaczynają odbudowywać się cracki (efekt rynku amerykańskiego). Nie można zapomnieć także o kursie USD/PLN, który w okresie aprecjacji polskiej waluty nie sprzyjał raportowaniu wysokich wyników z działalności rafineryjnej.

### Marża przerobowa GK PKN według szacunków DI BRE w USD/Bbl



Źródło: Bloomberg, szacunki DI BRE

### Wykorzystanie mocy w amerykańskich rafineriach vs crack na benzynie

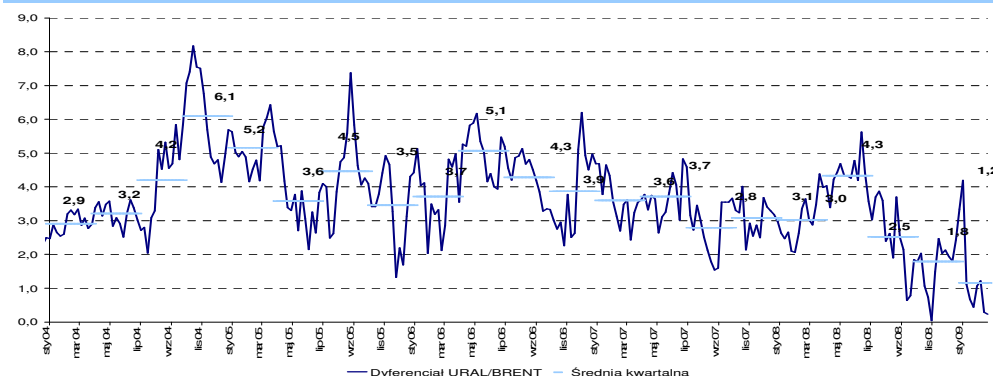


Źródło: EIA, Bloomberg, szacunki DI BRE

### Dyferencjał Ural/Brent

W drugiej połowie 2008 obserwowaliśmy systematyczny spadek dyferencjału Ural/Brent z okolicy 3 USD/Bbl do 1 USD/Bbl. Niektórzy obserwatorzy rynku stawiali tezę, iż to zawężenie różnicy w cenie ropy lekkiej i zasiarzonej ma charakter trwały gdyż wynika w dużej mierze ze świadomych kroków podjętych przez eksporterów rosyjskich, którzy dokonali zmian kierunków eksportu i w ten sposób ograniczyli podaż ropy Rebcos w Europie. My całkowicie nie zgadzamy się z taką diagnozą zjawiska i uważamy, że w środowisku spadających cen surowca i obniżania popytu światowego, warunki do takiego rosyjskiego „szantażu” odbiorców europejskich były mocno nieprzystające, abstrahując już od technicznych możliwości realizacji takiego przedsięwzięcia w tak krótkim czasie (około 60% eksportu rosyjskiej ropy nadal kierowane jest do Europy przez port w Primorsku i rurociąg Przyjaźń, a kolejne 30% przez portu na Morzu Czarnym). W naszej opinii przyczyn tak znaczącego i nagłego spadku dyferencjału w cenie ropy rosyjskiej należy szukać w relacjach marżowości produkcji diesla i ciężkich olejów opałowych oraz opłacalności eksportu dla rosyjskich koncernów naftowych.

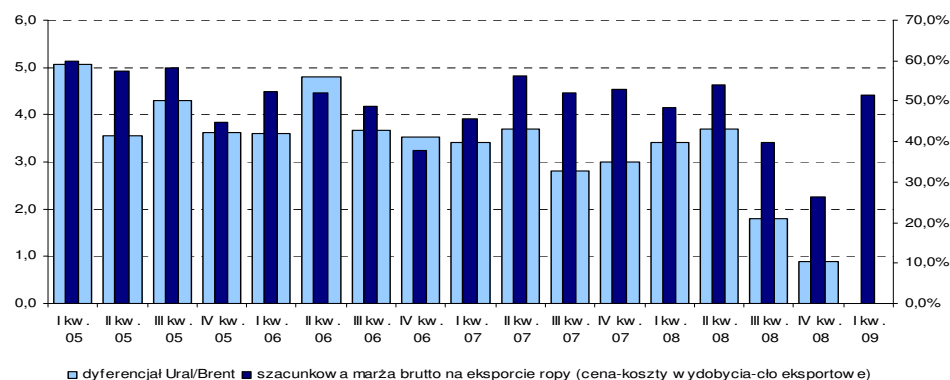
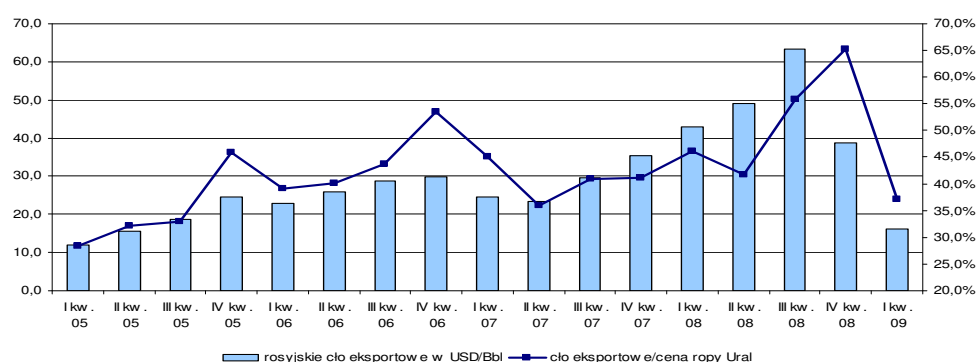
### Dyferencjał Ural/Brent w USD/Bbl



Źródło: Bloomberg, szacunki DI BRE

W pierwszej kolejności chcieliśmy się skupić na tej drugiej kwestii, a więc zmianie opłacalności eksportu w sytuacji drastycznych spadków cen ropy na rynkach światowych w 3Q'08 i 4Q'08. Analiza uproszczonej marży brutto tej działalności rosyjskich koncernów paliwowych w zależności od ceny surowca i wysokości cła eksportowego wskazuje, że w drugiej połowie zeszłego roku doszło do załamania rentowności na zagranicznej sprzedaży ropy Ural. Wynikało to przede wszystkim z mechanizmu ustalania wysokości opłaty celnej, który bazując na kroczącej średniej cenie z kwartału poprzedzającego nie był w stanie nadążyć za szybko spadającymi przychodami w związku ze spadkami cen spotowych. Z uwagi na dynamikę zniżki notowań na światowych giełdach ropy, nie pomagały również doraźne obniżki cła wprowadzane przez administrację poza istniejącym mechanizmem. Taka sytuacja mogła być właśnie jedną z przyczyn wyraźnego spadku wolumenów rosyjskiej ropy na Morzu Bałtyckim, co w części odpowiada za zawężenie się dyferencjału Ural/Brent. Obecnie, po ustabilizowaniu się cen surowca, poziom cła eksportowego zdążył się już dopasować do realiów rynkowych i naszym zdaniem będzie to owocować systematycznym zwiększaniem eksportu przez rosyjskie koncerny naftowe. Nieoficjalne sygnały od traderów potwierdzają, że wolumeny dostępne z Primorska zaczynają powoli rosnać. Nie bez znaczenia w tym kontekście są również potrzeby budżetowe państwa rosyjskiego.

### Rosyjskie cło eksportowe na ropę w USD/Bbl vs. dyferencjał



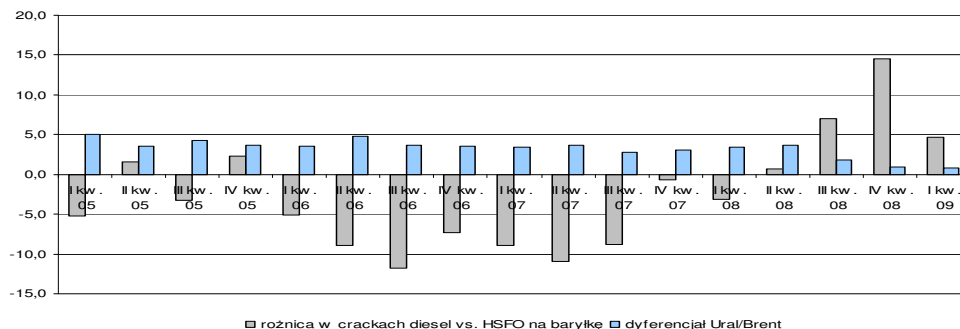
Źródło: Bloomberg, Rosneft, FTS, szacunki DI BRE

Drugim ważnym czynnikiem, który w naszej opinii odpowiada za spadek dyferencjału w 2H'08 są relacje w crackach na dieslu i ciężkim oleju opałowym, gdyż to właśnie uzyski tych produktów (oprócz poziomu zaszarczenia) stanowią podstawową różnicę w ropie Brent i Ural z punktu widzenia rafinerii. Upraszczając można bowiem stwierdzić, że przerób ropy rosyjskiej daje w relacji do ropy lekkiej nieco lepsze uzyski oleju napędowego, ale jednocześnie generuje więcej ciężkich pozostałości, które charakteryzuje ujemna marża. Właśnie dlatego konkurencyjność rosyjskiej ropy należy rozpatrywać nie tylko z poziomu dyferencjału Ural/Brent, ale również przez pryzmat marż na ON i HSFO. W pierwszej połowie 2008 roku wysoki popyt na diesla windował cracki na tym paliwie nawet do 250-300 USD/t, ale jednocześnie wysoka cena ropy decydowała o bardzo wysokich ujemnych crackach na ciężkich olejach, które kształtowały się w okolicach -250 USD/t. Takie relacje nadal dawały rafineriom mocną pozycję negocjacyjną z dostawcami ropy Ural i pozwalały na utrzymanie dyferencjału na wysokim poziomie. Sytuacja zmieniła się jednak diametralnie wraz z rozpoczęciem trendu spadkowego na cenach ropy naftowej. Taniejący surowiec w szybkim tempie zmniejszał ujemne cracki na ciężkich olejach opałowych (wpływ na to miał również rosnący popyt na HSFO ze strony energetyki, dla której szybko rosła atrakcyjność tego paliwa).



vs. gaz ziemny), co przy utrzymujących się wysokich marżach na dieslu zwiększało konkurencyjność ropy Rebco i dlatego rafinerie były skłonne zaakceptować niższe poziomy dyferencjału (wyraźną poprawę relacji obu cracków w III-cim i IV-tym kwartale doskonale obrazuje poniższy wykres). Obecnie sytuacja ulega jednak zasadniczej zmianie. Ze względu na spowolnienie gospodarcze wyraźnie wyhamowuje popyt na olej napędowy na świecie, co znalazło już odzwierciedlenie w spadku cracków na to paliwo. Zbliżają się one już do poziomu 100 USD/t i nadwyżka nad ujemnymi crackami na HSFO praktycznie została już zniwelowana. Taka relacja sankcjonuje w naszej opinii zwiększenie dyskonta w cenie ropy Ural, gdyż w innym przypadku będzie brakować ekonomicznego uzasadnienia przerabiania cięższej zasiarzonej ropy. Według naszych informacji, takie tendencje są już zauważalne i realne transakcje na Morzu Bałtyckim uwzględniają poziom dyferencjału na istotnie wyższym poziomie niż to wynika z notowań na giełdach w Europie Zachodniej (0,5 USD/Bbl).

### Różnica w crackach na diesel i HSFO vs. dyferencjał Ural/Brent w USD/Bbl



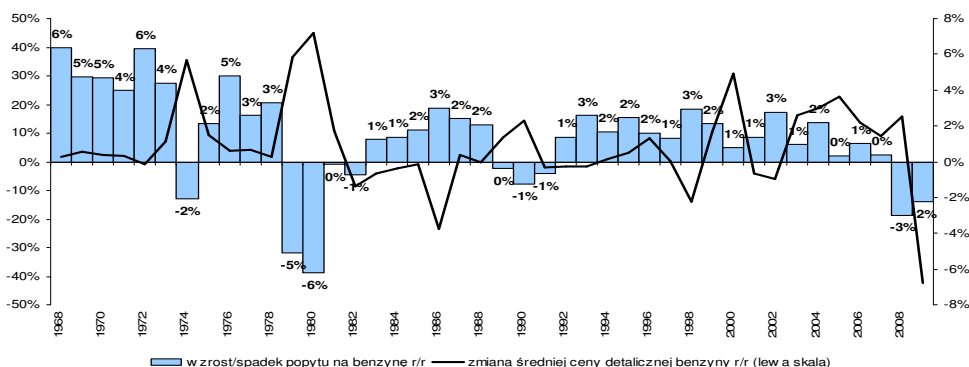
Źródło: Bloomberg, szacunki DI BRE

Podsumowując, uważamy iż obecne niskie poziomy dyferencjału nie utrzymają się długo i ze względu na przedstawione wcześniej czynniki (wzrost wolumenów eksportowych rosyjskiej ropy oraz spadek cracków na oleju napędowych) będziemy w najbliższych miesiącach obserwować trend wzrostowy tego parametru. Oczekujemy, że w II-giej połowie roku dyskonto wróci w okolice 2-2,5 USD/Bbl.

### Zapasy ropy i paliw w USA

Kluczowym czynnikiem, który w tym roku może kształtować trendy na cenie ropy naftowej będzie w naszej opinii rozwój sytuacji popytowej w USA. Oprócz niezmiennej od dawna największej wagi w światowej konsumpcji paliw, rynek amerykański ma jeszcze tę zaletę, że możemy śledzić zachodzące tam procesy z częstotliwością tygodniową wraz z publikacjami danych przez Departament Energii. Cotygodniowe komunikaty EIA stanowią więc swoisty papierek lakmusowy dla globalnego rynku ropy i to właśnie w nich powinien pojawić się ewentualny zwiastun poprawy sytuacji. Analiza bieżących i historycznych danych skłania nas ku tezie, że takie pierwsze sygnały właśnie się pojawiają.

### Wpływ zmiany ceny detalicznej benzyny na popyt w USA w latach 1968-2009P

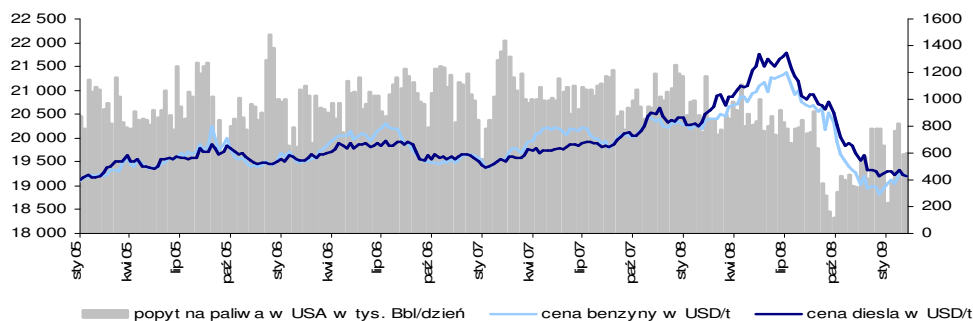


Źródło: EIA, szacunki DI BRE

Powyższy wykres ilustrujący zależność między popytem na benzynę w USA, a jej ceną detaliczną wskazuje, że istnieje wyraźna różnica między obecną sytuacją rynkową a kryzysem z lat 1979-80, z którym tak często buduje się obecnie paralele zwiastując podobne załamanie konsumpcji. Otóż 30 lat temu mieliśmy do czynienia ze znacznie większymi i trwającymi 2 lata

z rządu wzrostami średniej ceny paliwa na amerykańskich stacjach benzynowych (odpowiednio +37% i +45%), co zaowocowało trwałym zduszeniem popytu (dodatkowo dynamiki zanotowano dopiero w roku 1983). W roku 2008 obserwowaliśmy co prawda także bardzo znaczny wzrost cen, ale został w znacznej mierze zneutralizowany przez załamanie rynku ropy w 2H'08 (ostatecznie średni wzrost dla zeszłego roku wyniósł tylko 16%). Przewidywania osiągnęła taki poziom, że z punktu widzenia amerykańskiego konsumenta aktualna cena benzyny jest średnio już o 42% niższa niż w ubiegłym roku (od szczytów spadki przekraczają 55%). W tym kontekście efekt elastyczności cenowej popytu powinien w naszej opinii zacząć działać w odwrotnym niż w 1H'08 kierunku. Oczywiście mając na uwadze „kryzysowe” nastroje konsumenckie nie można oczekiwać znacznego wzrostu konsumpcji, ale wydaje się że możliwa jest jej stabilizacja na obecnym poziomie (niska baza została już wyznaczona przez spadek konsumpcji o 3% w zeszłym roku). Taki właśnie scenariusz uprawdopodobniają dane napływające z USA w ostatnich tygodniach, w których obserwujemy systematyczny spadek ujemnej dynamiki (r/r) konsumpcji benzyny liczonej dla kroczącej średniej miesięcznej. Jeszcze na początku stycznia odczyty wskazywały na spadek popytu przekraczający 4%, ale w końcu lutego dynamika zmniejszyła się praktycznie do zera. Utrzymanie się tej tendencji będzie miało w naszej opinii istotne implikacje dla trendów na zapasach paliw gotowych i ropy, które mogą pozytywnie wpłynąć na ceny surowca.

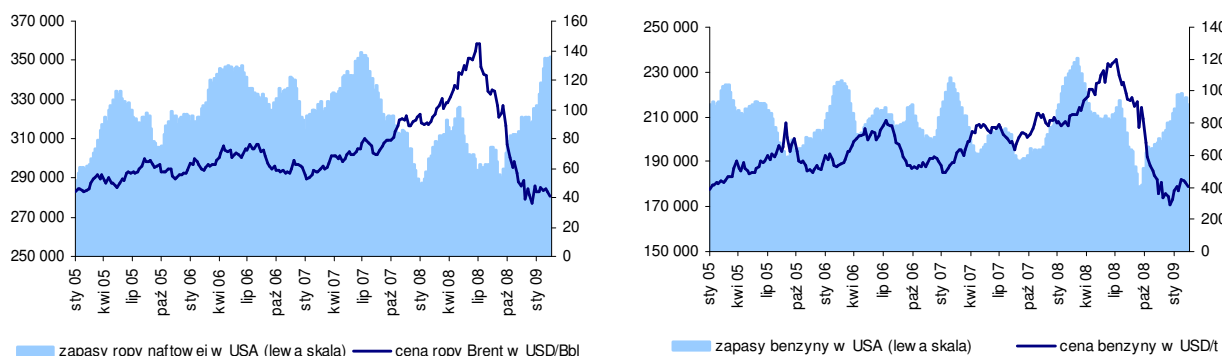
### Popyt na paliwa w USA vs. ceny



Źródło: EIA, Bloomberg

Ustabilizowanie się popytu jest naszym zdaniem warunkiem koniecznym, ale niewystarczającym do odwrócenia trendów wzrostowych na zapasach ropy i benzyny. Pozostaje jeszcze kwestia poziomu importu, który w ostatnich miesiącach miał duży udział w nadbudowaniu się ponadprzeciętnych rezerw w amerykańskich magazynach. Duża globalna podaż surowca zachęcała do jego spekulacyjnego zakupu tym bardziej, że w kontraktach terminowych contango urosło do ponad 15 USD/Bbl (luty vs. grudzień). Ten zyskowy arbitraż powinien być jednak w najbliższym czasie zamknięty przez głównych producentów, przede wszystkim ograniczeniem produkcji, co właśnie OPEC robi. Te decyzje wpłyną na spadek spekulacyjnego importu do USA, co przy oczekiwanym wzroście wykorzystania mocy przerobowych w amerykańskich rafineriach (wyraźny wzrost cracków na benzynie) powinno doprowadzić do spadku rezerw surowca. Taki scenariusz oznaczałby możliwość przebicia granicy 50 USD/Bbl i poprawę nastrojów w sektorze oil&gas, co nie pozostałoby bez znaczenia dla kursów polskich spółek paliwowych. Najnowsze dane EIA informują już o spadku rezerw benzyny przy stabilnym popycie i obniżeniu zapasów surowca w kluczowym punkcie w Cushing. Realizacja naszego scenariusza wydaje się więc prawdopodobna.

### Zapasy ropy naftowej i benzyny w USA

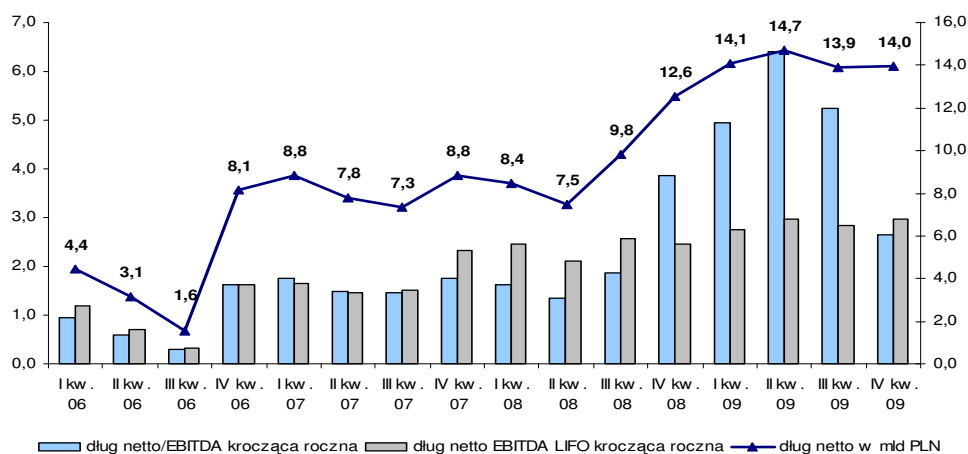


Źródło: EIA

## Zadłużenie

W 4Q'08 Orlen zanotował wyraźny wzrost skonsolidowanego zadłużenia netto z 9,8 mld PLN do 12,6 mld PLN. Zwiększenie długu w dużej mierze wynika co prawda z przeszacowań zobowiązań w walutach (+2,1 mld PLN z całej kwoty wzrostu długu o 2,7 mld PLN- pozostały wzrost to kredyt na zakup udziałów w Polkomtelu za 733 mln PLN) i ma charakter wyłącznie księgowy, ale niestety w połączeniu z ujemnymi efektami LIFO z ostatnich dwóch kwartałów doprowadziło do przekroczenia kowenantów na wskaźniku dług\_netto/EBITDA. Parametr ten dla EBITDA z 2008 roku wynosi obecnie 3,9 podczas gdy górny limit w umowach kredytowych, biorąc pod uwagę cele ze strategii, mógł wynosić 3,5. Z tego właśnie względu zgodnie z MSR Orlen musiał przekształcać znaczną część kredytów długoterminowych na krótkoterminowe, gdyż banki mogą zażądać ich wymagalności. Na razie trwają negocjacje i żadne decyzje nie zapadły (prawdopodobnie chodzi o 3 kredyty w EUR- jeden na 1 mld EUR podpisany z międzynarodowym konsorcjum, drugi na 0,8 mld EUR również z konsorcjum 6 banków oraz trzeci podpisany w styczniu 2008 na 0,3 mld EUR). W naszej opinii wypowiedzenie umów przez banki jest mało prawdopodobne (osłabienie EBITDA jest niegotówkowe a wskaźnik dług\_netto/EBITDA LIFO wynosi 2,5), ale możliwe że wykorzystają one sytuację do podniesienia marż kredytowych. Podwyżka spreadu o 200 punktów bazowych na wspomnianych kredytach oznaczałaby wzrost kosztów finansowych w skali roku o 40 mln EUR, co przy obecnym kursie oznacza prawie 190 mln PLN. Jednocześnie należy jednak zwrócić uwagę na fakt znaczącego spadku stawek EURIBOR, co w tym roku w pełni powinno zneutralizować ewentualny wzrost marż bankowych. Problem może pojawić się dopiero w kolejnych latach, kiedy spodziewane jest odwrócenie cyklu na stopach procentowych.

## Dług netto GK Orlen w relacji do EBITDA i EBITDA wg. LIFO



Źródło: Orlen, szacunki DI BRE



## Założenia makroekonomiczne

### Założenia makroekonomiczne przyjęte do modelu DCF.

USD/Bbl	2005	2006	2007	2008P	2009P	2010P	2011P	2012P	2013P	2014P	2015P	2016P	2017P	2018P
ropa Brent	54,5	65,4	72,8	98,0	52,9	70,0	80,0	90,0	90,0	90,0	90,0	90,0	90,0	90,0
ropa Ural	50,4	61,2	69,5	95,1	50,6	67,5	77,6	87,6	87,7	87,7	87,7	87,8	87,8	87,8
dyferencjał Ural-Brent	4,1	4,2	3,3	2,9	2,3	2,5	2,4	2,4	2,3	2,3	2,3	2,2	2,2	2,2
marża produktowa PKN	6,3	4,5	6,4	4,9	3,7	3,8	4,0	4,2	4,4	4,7	4,9	5,2	5,5	5,5
marża produktowa Możejki	5,4	2,1	3,6	2,7	2,0	1,5	4,8	5,0	5,3	5,5	5,7	6,0	6,2	6,2
marża produktowa Unipetrol	8,5	5,9	7,3	9,7	6,8	6,3	6,3	6,3	6,4	6,4	6,5	6,5	6,5	6,5
Przerób ropy w mln ton														
Orlen	12,8	13,7	14,0	14,2	14,3	15,7	15,7	15,7	15,7	15,7	15,7	15,7	15,7	15,7
Unipetrol	2,6	4,3	4,1	4,5	4,7	4,7	4,7	4,7	4,7	4,7	4,7	4,7	4,7	4,7
Możejki			5,0	9,2	9,6	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0
Produkcja petrochemiczna w tys. ton	1923	3051	3059	2956	2601	3204	3400	3804	3600	3804	3600	3804	3600	3805
Produkcja chemiczna w tys. ton	1326	1804	1826	1759	1767	1778	1798	1878	1878	1878	1878	1878	1878	1878
<b>Chemia i petrochemia</b>														
Marża chemiczna w EUR/t	500	535	620	609	502	530	559	587	587	579	579	579	579	579
Marża petrochemiczna w USD/t	498	559	660	553	370	452	472	524	524	507	507	507	507	507
Marża HDPE+LDPE USD/t	666	683	660	650	490	511	536	600	600	580	580	580	580	580
Marża PP USD/t	679	625	634	659	425	520	545	609	609	589	589	589	589	589
Marża PTA w USD/t			896	1041	671	862	862	922	1041	922	862	862	922	922
<b>Pozostałe założenia makroekonomiczne</b>														
kurs USD/PLN	3,23	3,11	2,77	2,42	3,39	2,96	2,80	2,69	2,69	2,69	2,69	2,69	2,69	2,69
kurs EUR/PLN	4,02	3,90	3,78	3,48	4,30	3,91	3,80	3,50	3,50	3,50	3,50	3,50	3,50	3,50

Źródło: Bloomberg, PKN, Masekiu Nafta, szacunki DI BRE



## Prognoza wyników i wycena

Na podstawie modelu DCF (po uwzględnieniu udziałów w Polkomtelu), cenę docelową akcji PKN Orlen szacujemy w perspektywie 9-mcy na poziomie 40,2 PLN.

### Wycena DCF

#### Założenia modelu

1. Przepływy pieniężne dyskontujemy na koniec 2008 roku. Przy ustalaniu wartości firmy uwzględniamy dług netto na koniec grudnia 2008 roku pomniejszony o otrzymaną w lutym transzę odszkodowania dla Możejek (63 mln USD) oraz powiększony o kwotę odkupu od rządu litewskiego 10% pakietu rafinerii w ramach opcji put (290 mln USD).
2. W modelu uwzględniamy przedstawione w poprzednim rozdziale założenia makroekonomiczne.
3. Wartość firmy powiększamy o posiadane udziały w Polkomtelu wraz z pakietem dokupionym pod koniec 2008 roku (po cenie nabycia, czyli 733 mln PLN).
4. Konsekwentnie, z uwagi na nierozstrzygnięty jeszcze spór z Agrofertem i bardzo wysokie roszczenia tej Spółki względem Orlenu wynoszące w sumie około 3 mld PLN (choć naszym zdaniem są to poziomy kompletnie nieracjonalne w kontekście kwoty zapłaconej za Unipetrol) zdecydowaliśmy się w naszej wycenie przyjąć pewien bufor dodatkowych rezerw na ten cel. Uznaliśmy, że całkowicie bezpieczny poziom to rezerwy w wysokości 1 mld PLN (40% wartości Unipetrolu w momencie transakcji z 2005 roku), a biorąc pod uwagę iż 376 mln PLN Orlen już uwzględnił w wyniku za 2005 rok, naszą wycenę z tego tytułu obniżamy o pozostałe 624 mln PLN. Jednocześnie podkreślamy, że Zarząd stoi na stanowisku iż tworzenie dodatkowych rezerw na ten cel nie będzie konieczne.
5. W roku 2018 amortyzacja jest wyższa niż CAPEX, co nie jest do utrzymania w dłuższym terminie, dlatego przy obliczaniu wartości rezydualnej, korygujemy wielkość amortyzacji do 1,9 mld PLN.
6. Przy obliczaniu  $FCF_{TV}$  do wartości rezydualnej przyjmujemy poziom sprzedaży oraz marżę EBITDA z roku 2018.
7. Po roku 2018 zakładamy wzrost FCF na poziomie 1%. Ponadto przyjmujemy stopę wolną od ryzyka na poziomie 6,15%, współczynnik beta na poziomie 1,0.



### Model DCF wyceny akcji PKN Orlen

(mln PLN)	2009P	2010P	2011P	2012P	2013P	2014P	2015P	2016P	2017	2018	2018+
<b>Przychody ze sprzedaży</b>	<b>62 293</b>	<b>74 645</b>	<b>82 029</b>	<b>91 072</b>	<b>92 060</b>	<b>92 917</b>	<b>92 800</b>	<b>93 993</b>	<b>93 997</b>	<b>95 046</b>	<b>95 046</b>
<i>zmiana</i>	-21,7%	19,8%	9,9%	11,0%	1,1%	0,9%	-0,1%	1,3%	0,0%	1,1%	0,0%
<b>EBITDA</b>	<b>5 260,5</b>	<b>5 059,3</b>	<b>5 793,9</b>	<b>6 659,7</b>	<b>6 274,6</b>	<b>6 102,8</b>	<b>6 061,0</b>	<b>6 262,5</b>	<b>6 427,7</b>	<b>6 496,9</b>	<b>6 496,9</b>
<i>marża EBITDA</i>	8,4%	6,8%	7,1%	7,3%	6,8%	6,6%	6,5%	6,7%	6,8%	6,8%	6,8%
Amortyzacja	2 735,9	2 809,2	3 114,2	2 830,0	2 642,6	2 489,4	2 343,4	2 256,3	2 173,1	2 153,9	1 925,9
<b>EBIT</b>	<b>2 524,6</b>	<b>2 250,1</b>	<b>2 679,7</b>	<b>3 829,8</b>	<b>3 632,0</b>	<b>3 613,4</b>	<b>3 717,6</b>	<b>4 006,2</b>	<b>4 254,6</b>	<b>4 343,0</b>	<b>4 571,0</b>
<i>marża EBIT</i>	4,1%	3,0%	3,3%	4,2%	3,9%	3,9%	4,0%	4,3%	4,5%	4,6%	4,8%
Opodatkowanie EBIT	479,7	427,5	509,1	727,7	690,1	686,6	706,3	761,2	808,4	825,2	868,5
<b>NOPLAT</b>	<b>2 044,9</b>	<b>1 822,6</b>	<b>2 170,5</b>	<b>3 102,1</b>	<b>2 941,9</b>	<b>2 926,9</b>	<b>3 011,3</b>	<b>3 245,1</b>	<b>3 446,2</b>	<b>3 517,8</b>	<b>3 702,5</b>
CAPEX	-3 996	-4 660	-3 945	-1 926	-1 926	-1 926	-1 926	-1 926	-1 926	-1 926	-1 926
Kapitał obrotowy	-1 336	-373	-1 354	-1 207	-20	-17	2	-24	0	-21	0
Inwestycje kapitałowe	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
<b>FCF</b>	<b>-551</b>	<b>-402</b>	<b>-15</b>	<b>2 799</b>	<b>3 639</b>	<b>3 473</b>	<b>3 431</b>	<b>3 551</b>	<b>3 693</b>	<b>3 725</b>	<b>3 702</b>
WACC	9,0%	9,1%	9,1%	9,3%	9,5%	9,6%	9,6%	9,7%	9,8%	9,8%	9,8%
<i>współczynnik dyskonta</i>	91,7%	84,1%	77,1%	70,5%	64,4%	58,8%	53,6%	48,9%	44,5%	40,5%	40,5%
PV FCF	-505	-338	-11	1 975	2 344	2 042	1 840	1 736	1 645	1 510	
<b>WACC</b>	<b>9,0%</b>	<b>9,1%</b>	<b>9,1%</b>	<b>9,3%</b>	<b>9,5%</b>	<b>9,6%</b>	<b>9,6%</b>	<b>9,7%</b>	<b>9,8%</b>	<b>9,8%</b>	<b>9,8%</b>
Koszt długu	7,2%	7,2%	7,2%	7,2%	7,2%	7,2%	7,2%	7,2%	7,2%	7,2%	7,2%
Stopa wolna od ryzyka	6,2%	6,2%	6,2%	6,2%	6,2%	6,2%	6,2%	6,2%	6,2%	6,2%	6,2%
Premia za ryzyko	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%
Efektywna stopa podatkowa	19,0%	19,0%	19,0%	19,0%	19,0%	19,0%	19,0%	19,0%	19,0%	19,0%	19,0%
Dług netto / EV	39,2%	38,7%	39,2%	34,5%	30,7%	29,5%	28,4%	27,0%	25,7%	24,8%	24,8%
Koszt kapitału własnego	11,2%	11,2%	11,2%	11,2%	11,2%	11,2%	11,2%	11,2%	11,2%	11,2%	11,2%
Premia za ryzyko	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%
Beta	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
Wzrost FCF po okresie prognozy					1,0%	<b>Analiza wrażliwości</b>					
Wartość rezydualna (TV)	41 966						<b>Wzrost FCF w nieskończoności</b>				
Zdyskontowana wartość rezydualna (PV TV)	17 015						<b>0,0%</b>	<b>1,0%</b>	<b>2,0%</b>	<b>3,0%</b>	<b>4,0%</b>
Zdyskontowana wartość FCF w okresie prognozy	12 237	WACC +1,0pp	32,2	35,8	40,2	45,7	52,8				
Dług netto	13 406	WACC +0,5pp	33,9	37,9	42,8	49,0	57,2				
Udziałowcy mniejszościowi	2 764	WACC	35,8	40,2	45,7	52,8	62,4				
Dodatkowe rezerwy na pozew Agrofertu	-624	WACC -0,5pp	37,9	42,8	49,0	57,2	68,5				
Wartość firmy	12 458	WACC -0,1,0pp	40,2	45,7	52,8	62,4	75,9				
Liczba akcji (mln)	427,7										
<b>Wartość firmy na akcję (PLN)</b>	<b>29,1</b>										
<b>Wartość udziałów w Polkomtelu na jedną akcję</b>	<b>8,0</b>										
<b>Ostateczna wartość firmy na akcję (PLN)</b>	<b>37,1</b>										
9-cio miesięczny koszt kapitału własnego	8,4%										
<b>Cena docelowa</b>	<b>40,2</b>										
EV/EBITDA('09) dla ceny docelowej	6,3										
P/E('09) dla ceny docelowej	8,5										
Udział TV w EV	51%										

**Wycena porównawcza**

	Cena	P/E				EV/EBITDA			
		2007	2008P	2009P	2010P	2007	2008P	2009P	2010P
MOL	9470	5,0	5,2	6,5	6,1	3,6	4,2	4,2	3,8
OMV	20,7	3,9	3,2	4,9	3,9	3,6	2,8	3,5	3,0
Lotos	11,2	1,6	-1,7	3,8	3,1	2,0	27,7	6,8	7,2
Tupras	15,7	3,5	4,4	4,8	4,1	3,5	2,6	3,6	3,4
Hellenic	5,5	6,1	6,5	8,0	7,1	5,8	5,9	6,9	6,2
Unipetrol	111,3	4,9	20,5	7,9	7,0	2,3	4,0	3,1	2,9
SNP Petrom	0,1	3,3	2,7	2,8	2,7	1,7	1,2	1,4	1,2
ERG	9,7	22,8	12,1	16,0	11,6	3,9	2,7	3,8	3,0
Neste	9,9	4,9	5,6	7,3	6,8	3,8	4,0	4,6	4,3
Motor Oil	6,9	5,5	5,6	6,6	5,2	5,6	5,7	6,0	5,2
INA	1083,8	11,1	7,4	8,0	5,6	6,4	5,2	5,2	4,1
Maksimum		22,8	20,5	16,0	11,6	6,4	27,7	6,9	7,2
Minimum		1,6	-1,7	2,8	2,7	1,7	1,2	1,4	1,2
<b>Mediana</b>		<b>4,9</b>	<b>5,6</b>	<b>6,6</b>	<b>5,6</b>	<b>3,6</b>	<b>4,0</b>	<b>4,2</b>	<b>3,8</b>
PKN	21,5	3,8	-13,9	4,5	5,3	4,2	6,5	4,0	4,2
(premia / dyskonto)		-23,0%	-349,6%	-31,3%	-5,1%	14,9%	62,0%	-5,6%	9,7%
<b>Implikowana wycena</b>									
Mediana		4,9	5,6	6,6	5,6	3,6	4,0	4,2	3,8
Waga wskaźnika			50,0%				50,0%		
Waga roku		0,0%	0,0%	50,0%	50,0%	0,0%	0,0%	50,0%	50,0%
<b>Wartość firmy na akcję (PLN)</b>		<b>23,8</b>							

EV/EBITDA w oparciu o dług netto na koniec 2008

Dług netto PKN skorygowany o wartość pakietu Polkomtela, Kalkulacja wskaźników dla Lotosu na bazie długu netto odpowiednio z lat 2007-10

## Rachunek wyników

(mln PLN)	2006	2007	2008P	2009P	2010P	2011P	2012P
<b>Przychody ze sprzedaży</b>	<b>52 867</b>	<b>63 793</b>	<b>79 535</b>	<b>62 293</b>	<b>74 645</b>	<b>82 029</b>	<b>91 072</b>
<i>zmiana</i>	<i>28,4%</i>	<i>20,7%</i>	<i>24,7%</i>	<i>-21,7%</i>	<i>19,8%</i>	<i>9,9%</i>	<i>11,0%</i>
<b>EBIT</b>	<b>2 576,6</b>	<b>2 603,9</b>	<b>758,0</b>	<b>2 524,6</b>	<b>2 250,1</b>	<b>2 679,7</b>	<b>3 829,8</b>
Rafineria	1 614,0	1 689,0	53,0	2 451,6	1 908,1	2 099,1	2 340,9
w tym efekt LIFO	32,0	1 167,0	-1 843,0	541,6	446,4	377,8	597,5
Detal	439,0	423,0	625,0	555,9	629,3	648,3	717,8
Petrochemia	842,0	1 068,0	144,0	-126,1	10,6	196,0	962,1
Chemia	224,0	246,0	285,0	122,0	171,0	207,0	264,7
Pozostałe	8,0	-155,0	137,0	110,0	125,8	129,9	150,9
Koszty nieprzypisane	-550,4	-667,1	-616,0	-588,8	-594,7	-600,7	-606,7
<b>EBIT LIFO</b>	<b>2 544,6</b>	<b>1 436,9</b>	<b>2 601,0</b>	<b>1 982,9</b>	<b>1 803,7</b>	<b>2 301,9</b>	<b>3 232,2</b>
Wynik na działalności finansowej	-68,0	139,8	-1 558,0	-241,7	-270,8	-761,7	-802,2
Wynik zdarzeń nadzwyczajnych	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1,0
Pozostałe	220,7	267,4	267,0	213,6	213,6	213,6	213,6
<b>Zysk brutto</b>	<b>2 729,3</b>	<b>3 011,1</b>	<b>-533,0</b>	<b>2 496,5</b>	<b>2 192,9</b>	<b>2 131,6</b>	<b>3 241,2</b>
Podatek dochodowy	669,1	530,6	99,0	403,7	416,7	405,0	615,8
Udziałowcy mniejszościowi	74,2	68,0	27,0	59,2	45,7	8,6	12,8
<b>Zysk netto</b>	<b>1 986,0</b>	<b>2 412,4</b>	<b>-659,0</b>	<b>2 033,6</b>	<b>1 730,5</b>	<b>1 717,9</b>	<b>2 612,5</b>
<i>zmiana</i>	<i>-56,6%</i>	<i>21,5%</i>	<i>-127,3%</i>	<i>-408,6%</i>	<i>-14,9%</i>	<i>-0,7%</i>	<i>52,1%</i>
<i>marża</i>	<i>3,8%</i>	<i>3,8%</i>	<i>-0,8%</i>	<i>3,3%</i>	<i>2,3%</i>	<i>2,1%</i>	<i>2,9%</i>
Amortyzacja	2 108,1	2 431,4	2 491,0	2 735,9	2 809,2	3 114,2	2 830,0
<b>EBITDA</b>	<b>4 684,7</b>	<b>5 035,3</b>	<b>3 249,0</b>	<b>5 260,5</b>	<b>5 059,3</b>	<b>5 793,9</b>	<b>6 659,7</b>
<i>zmiana</i>	<i>-30,4%</i>	<i>7,5%</i>	<i>-35,5%</i>	<i>61,9%</i>	<i>-3,8%</i>	<i>14,5%</i>	<i>14,9%</i>
<i>marża EBITDA</i>	<i>8,9%</i>	<i>7,9%</i>	<i>4,1%</i>	<i>8,4%</i>	<i>6,8%</i>	<i>7,1%</i>	<i>7,3%</i>
Liczba akcji na koniec roku (mln.)	427,7	427,7	427,7	427,7	427,7	427,7	427,7
EPS	4,6	5,6	-1,5	4,8	4,0	4,0	6,1
CEPS	9,6	11,3	4,3	11,2	10,6	11,3	12,7
ROAE	11,2%	12,4%	-3,3%	9,8%	7,7%	7,2%	10,3%
ROAA	5,0%	5,3%	-1,4%	4,1%	3,3%	3,0%	4,4%



**Bilans**

(mln PLN)	2006	2007	2008P	2009P	2010P	2011P	2012P
<b>AKTYWA</b>	<b>45 419,1</b>	<b>46 103,3</b>	<b>49 286,0</b>	<b>49 780,3</b>	<b>55 710,4</b>	<b>59 036,9</b>	<b>60 737,5</b>
<b>Majątek trwały</b>	<b>27 660,8</b>	<b>26 736,4</b>	<b>31 571,0</b>	<b>32 830,6</b>	<b>34 681,6</b>	<b>35 512,2</b>	<b>34 608,1</b>
Rzeczowe aktywa trwałe	25 199,7	24 833,5	28 610,0	29 880,3	31 715,3	32 555,0	31 707,2
Wartości niematerialne i prawne	619,8	531,0	570,0	559,2	575,3	566,2	509,9
Udziały w innych podmiotach	716,3	700,3	1 561,0	1 561,0	1 561,0	1 561,0	1 561,0
Pozostałe aktywa trwałe	1 125,0	671,5	830,0	830,0	830,0	830,0	830,0
<b>Majątek obrotowy</b>	<b>17 758,3</b>	<b>19 367,0</b>	<b>17 715,0</b>	<b>16 949,7</b>	<b>21 028,9</b>	<b>23 524,7</b>	<b>26 129,3</b>
Zapasy	7 398,9	10 365,4	9 105,0	9 999,3	11 520,7	13 146,6	14 685,7
Należności krótkoterminowe	6 293,7	6 884,5	6 381,0	4 997,7	7 309,5	8 032,5	8 918,0
Pozostałe aktywa obrotowe	1 714,4	618,9	893,0	713,0	713,0	713,0	713,0
Środki pieniężne i ich ekwiwalent	2 351,3	1 498,2	1 336,0	1 239,8	1 485,7	1 632,6	1 812,6
<b>PASYWA</b>	<b>45 419,1</b>	<b>46 103,3</b>	<b>49 286,0</b>	<b>49 780,3</b>	<b>55 710,4</b>	<b>59 036,9</b>	<b>60 737,5</b>
<b>Kapitał własny</b>	<b>18 850,9</b>	<b>19 935,3</b>	<b>19 648,9</b>	<b>21 657,3</b>	<b>23 174,3</b>	<b>24 323,3</b>	<b>26 377,0</b>
Kapitał akcyjny	1 057,6	1 057,6	1 057,6	1 057,6	1 057,6	1 057,6	1 057,6
Pozostałe kapitały własne	17 793,3	18 877,6	18 591,3	20 599,7	22 116,6	23 265,7	25 319,3
<b>Kapitał mniejszości</b>	<b>2 731,6</b>	<b>2 638,0</b>	<b>2 764,0</b>	<b>2 823,2</b>	<b>2 868,9</b>	<b>2 877,6</b>	<b>2 890,4</b>
<b>Zobowiązania długoterminowe</b>	<b>8 958,1</b>	<b>11 091,4</b>	<b>5 066,0</b>	<b>15 125,9</b>	<b>15 882,1</b>	<b>16 860,9</b>	<b>15 540,8</b>
Pożyczki i kredyty	6 211,2	8 602,7	2 611,0	12 670,9	13 427,1	14 405,9	13 085,8
Pozostałe	2 747,0	2 488,7	2 455,0	2 455,0	2 455,0	2 455,0	2 455,0
<b>Zobowiązania krótkoterminowe</b>	<b>14 878,4</b>	<b>12 438,7</b>	<b>21 807,1</b>	<b>10 173,9</b>	<b>13 785,1</b>	<b>14 975,1</b>	<b>15 929,2</b>
Pożyczki i kredyty	4 277,9	1 719,2	11 282,0	2 532,2	2 683,4	2 879,0	2 615,2
Zobowiązania handlowe	8 221,4	9 181,2	8 418,0	6 593,1	10 053,1	11 047,5	12 265,5
Pozostałe	2 379,1	1 538,2	2 107,1	1 048,6	1 048,6	1 048,6	1 048,6
Dług	10 489,1	10 321,9	13 893,0	15 203,1	16 110,5	17 284,9	15 701,0
Dług netto	8 137,8	8 823,7	12 557,0	13 963,3	14 624,8	15 652,2	13 888,4
(Dług netto / Kapitał własny)	43,2%	44,3%	63,9%	64,5%	63,1%	64,4%	52,7%
(Dług netto / EBITDA)	1,7	1,8	3,9	2,7	2,9	2,7	2,1
<b>BVPS</b>	<b>44,1</b>	<b>46,6</b>	<b>45,9</b>	<b>50,6</b>	<b>54,2</b>	<b>56,9</b>	<b>61,7</b>



## Przepływy pieniężne

(mln PLN)	2006	2007	2008P	2009P	2010P	2011P	2012P
<b>Przepływy operacyjne</b>	<b>3 693,2</b>	<b>1 965,1</b>	<b>3 609,0</b>	<b>3 700,7</b>	<b>4 269,5</b>	<b>4 034,5</b>	<b>4 837,2</b>
Zysk netto	2 060,2	2 480,4	-632,0	2 092,8	1 776,3	1 726,6	2 625,4
Amortyzacja	2 108,1	2 431,4	2 491,0	2 735,9	2 809,2	3 114,2	2 830,0
Kapitał obrotowy	-492,8	-2 830,4	1 341,0	-1 335,9	-373,2	-1 354,5	-1 206,7
Pozostałe	17,6	-116,3	409,0	207,9	57,2	548,1	588,6
<b>Przepływy inwestycyjne</b>	<b>-6 746,2</b>	<b>-2 845,1</b>	<b>-4 385,0</b>	<b>-4 619,5</b>	<b>-4 344,6</b>	<b>-3 857,2</b>	<b>-1 829,1</b>
CAPEX	-1 924,6	-3 693,7	-3 969,0	-3 995,5	-4 660,2	-3 944,9	-1 925,9
Inwestycje kapitałowe	-5 836,5	-539,5	-737,0	-1 058,5	0,0	0,0	0,0
Pozostałe	1015,0	1388,2	321,0	434,5	315,6	87,6	96,8
<b>Przepływy finansowe</b>	<b>4 277,6</b>	<b>27,0</b>	<b>612,0</b>	<b>822,4</b>	<b>321,0</b>	<b>-30,3</b>	<b>-2 828,1</b>
Emisja akcji	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Dług	4 505,3	667,9	1 903,0	1 498,6	907,4	1 174,3	-1 583,9
Dywidenda (buy-back)	0,0	0,0	-693,0	0,0	0,0	-355,3	-345,3
Pozostałe	-227,8	-640,9	-598,0	-676,2	-586,4	-849,4	-899,0
<b>Zmiana stanu środków pieniężnych</b>	<b>1 224,5</b>	<b>-853,1</b>	<b>-164,0</b>	<b>-96,4</b>	<b>245,9</b>	<b>147,0</b>	<b>180,0</b>
Środki pieniężne na koniec okresu	2 351,3	1 498,2	1 336,2	1 239,8	1 485,7	1 632,6	1 812,6
DPS (PLN)	0,00	0,00	1,62	0,00	0,00	0,83	0,81
FCF	-4 238,3	-2 559,0	-215,0	-1 533,1	-390,7	89,6	2 911,3
(CAPEX / Przychody ze sprzedaży)	3,6%	5,8%	5,0%	6,4%	6,2%	4,8%	2,1%

## Wskaźniki rynkowe

	2006	2007	2008P	2009P	2010P	2011P	2012P
P/E	4,6	3,8	-13,9	4,5	5,3	5,3	3,5
P/CE	2,2	1,9	5,0	1,9	2,0	1,9	1,7
P/BV	0,5	0,5	0,5	0,4	0,4	0,4	0,3
P/S	0,2	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,0
FCF/EV	-21,1%	-12,4%	-0,9%	-5,9%	-1,5%	0,3%	11,2%
EV/EBITDA	4,3	4,1	7,5	4,9	5,3	4,8	0,0
EV/EBIT	7,8	7,9	32,3	10,3	11,9	10,3	0,0
EV/S	0,4	0,3	0,3	0,4	0,4	0,3	0,0
DYield	0,0%	0,0%	7,6%	0,0%	0,0%	3,9%	3,8%
<b>Cena (PLN)</b>	<b>21,45</b>						
Liczba akcji na koniec roku (mln)	427,7	427,7	427,7	427,7	427,7	427,7	427,7
MC (mln PLN)	9 174	9 174	9 174	9 174	9 174	9 174	9 174
Kapitał udziałowców mniej. (mln PLN)	2 732	2 638	2 764	2 823	2 869	2 878	2 890
EV (mln PLN)	20 044	20 636	24 495	25 961	26 668	27 704	25 953



Michał Marczak tel. (+48 22) 697 47 38  
Dyrektor Zarządzający  
Dyrektor Departamentu Analiz  
[michal.marczak@dibre.com.pl](mailto:michal.marczak@dibre.com.pl)  
Strategia, telekomunikacja, surowce, metale, media

#### Departament Analiz:

Marta Jeżewska tel. (+48 22) 697 47 37  
Wicedyrektor  
[marta.jezewska@dibre.com.pl](mailto:marta.jezewska@dibre.com.pl)  
Banki

#### Analicycy:

Kamil Kliszcz tel. (+48 22) 697 47 06  
[kamil.klischcz@dibre.com.pl](mailto:kamil.klischcz@dibre.com.pl)  
Paliwa, chemia, handel

Piotr Grzybowski tel. (+48 22) 697 47 17  
[piotr.grzybowski@dibre.com.pl](mailto:piotr.grzybowski@dibre.com.pl)  
IT, media

Maciej Stokłosa tel. (+48 22) 697 47 41  
[maciej.stoklosa@dibre.com.pl](mailto:maciej.stoklosa@dibre.com.pl)  
Budownictwo

#### Departament Sprzedaży Instytucjonalnej:

Piotr Dudziński tel. (+48 22) 697 48 22  
Dyrektor  
[piotr.dudzinski@dibre.com.pl](mailto:piotr.dudzinski@dibre.com.pl)

Marzena Łempicka– Wilim tel. (+48 22) 697 48 95  
Wicedyrektor  
[marzena.lempicka@dibre.com.pl](mailto:marzena.lempicka@dibre.com.pl)

#### Maklerzy:

Emil Onyszczyk tel. (+48 22) 697 49 63  
[emil.onyszczyk@dibre.com.pl](mailto:emil.onyszczyk@dibre.com.pl)

Grzegorz Stępień tel. (+48 22) 697 48 62  
[grzegorz.stepien@dibre.com.pl](mailto:grzegorz.stepien@dibre.com.pl)

Tomasz Dudź tel. (+48 22) 697 49 68  
[tomasz.dudz@dibre.com.pl](mailto:tomasz.dudz@dibre.com.pl)

Michał Jakubowski tel. (+48 22) 697 47 44  
[michal.jakubowski@dibre.com.pl](mailto:michal.jakubowski@dibre.com.pl)

Tomasz Jakubiec tel. (+48 22) 697 47 31  
[tomasz.jakubiec@dibre.com.pl](mailto:tomasz.jakubiec@dibre.com.pl)

Grzegorz Strublewski tel. (+48 22) 697 48 76  
[grzegorz.strublewski@dibre.com.pl](mailto:grzegorz.strublewski@dibre.com.pl)

#### „Prywatny Makler”

Jacek Szczepański tel. (+48 22) 697 48 26  
Dyrektor BSOZ  
[jacek.szczepanski@dibre.com.pl](mailto:jacek.szczepanski@dibre.com.pl)

Paweł Szczepanik tel. (+48 22) 697 49 47  
Sprzedaż  
[pawel.szczepanik@dibre.com.pl](mailto:pawel.szczepanik@dibre.com.pl)

Dom Inwestycyjny  
BRE Banku S.A.  
ul. Wspólna 47/49  
00-950 Warszawa  
[www.dibre.com.pl](http://www.dibre.com.pl)



**Wyjaśnienia użytych terminów i skrótów:**

**EV** - dług netto + wartość rynkowa (EV- wartość ekonomiczna)  
**EBIT** - Zysk operacyjny  
**EBITDA** - zysk operacyjny przed operacjami finansowymi, opodatkowaniem i amortyzacją  
**BOOK VALUE** - wartość księgową  
**WNDB** - wynik na działalności bankowej  
**P/CE** - cena do zysku wraz z amortyzacją  
**MC/S** - wartość rynkowa do przychodów ze sprzedaży  
**EBIT/EV** - zysk operacyjny do wartości ekonomicznej  
**P/E** - (Cena/Zysk) - Cena dzielona przez roczny zysk netto przypadający na jedną akcję  
**ROE** - (Return on Equity - Zwrot na kapitale własnym) - Roczny zysk netto dzielony przez średni stan kapitałów własnych  
**P/BV** - (Cena/Wartość księgową) - Cena dzielona przez wartość księgową przypadającą na jedną akcję  
**Dług netto** - kredyty + papiery dłużne + oprocentowane pożyczki - środki pieniężne i ekwiwalent  
**Marża EBITDA** - EBITDA / Przychody ze sprzedaży

**Rekomendacje Domu Inwestycyjnego BRE Banku S.A.**

Rekomendacja jest ważna w okresie 6-9 miesięcy, o ile nie nastąpi wcześniejsza jej zmiana. Oczekiwane zwroty z poszczególnych rekomendacji są następujące:

**KUPUJ** - oczekujemy, że stopa zwrotu z inwestycji wyniesie co najmniej 15%  
**AKUMULUJ** - oczekujemy, że stopa zwrotu z inwestycji znajdzie się w przedziale 5%-15%  
**TRZYMAJ** - oczekujemy, że stopa zwrotu z inwestycji znajdzie się w przedziale -5% do +5%  
**REDUKUJ** - oczekujemy, że stopa zwrotu z inwestycji znajdzie się w przedziale od -5% do -15%  
**SPRZEDAJ** - oczekujemy, że inwestycja przyniesie stratę większą niż 15%.  
 Rekomendacje są aktualizowane przynajmniej raz na 9 miesięcy.

Niniejsze opracowanie wyraża wiedzę oraz poglądy jego autorów, według stanu na dzień sporządzenia opracowania. Niniejsze opracowanie zostało sporządzone z zachowaniem należytej staranności, rzetelności oraz zasad metodologicznej poprawności i obiektywizmu na podstawie ogólnodostępnych informacji, które DI BRE Banku S.A. uważa za wiarygodne, w tym informacji publikowanych przez emitentów, których akcje są przedmiotem rekomendacji. DI BRE Banku S.A. nie gwarantuje jednakże dokładności ani kompletności opracowania, w szczególności w przypadku, gdyby informacje na których oparto się przy sporządzaniu opracowania okazały się niedokładne, niekompletne, lub nie w pełni odzwierciedlały stan faktyczny.

Niniejsze opracowanie nie stanowi oferty lub zaproszenia do subskrypcji lub zakupu instrumentów finansowych. Niniejszy dokument ani żaden z jego zapisów nie będzie stanowić podstawy do zawarcia umowy lub powstania zobowiązania. Niniejsze opracowanie jest przedstawione wyłącznie w celach informacyjnych i nie może być kopiowane lub przekazywane osobom trzecim. W szczególności ani niniejszy dokument, ani jego kopia nie mogą zostać bezpośrednio lub pośrednio przekazane lub wydane w USA, Australii, Kanadzie, Japonii.

DI BRE Banku S.A. nie ponosi odpowiedzialności za decyzje inwestycyjne podjęte na podstawie niniejszego opracowania, ani za szkody poniesione w wyniku decyzji inwestycyjnych podjętych na podstawie niniejszego opracowania.

Do rekomendacji wybrano istotne dane z całej historii Spółki będącej przedmiotem rekomendacji ze szczególnym uwzględnieniem okresu jaki upłynął od poprzedniej rekomendacji. Inwestowanie w akcje wiąże się z szeregiem ryzyk związanych między innymi z sytuacją makroekonomiczną kraju, zmianą regulacji prawnych, zmianami sytuacji na rynkach towarowych. Wyeliminowanie tych ryzyk jest praktycznie niemożliwe.

Jest możliwe, że DI BRE Banku S.A. świadczy, będzie świadczyć, lub w przeszłości świadczył usługi na rzecz przedsiębiorców i innych podmiotów wymienionych w niniejszym opracowaniu.

Raport nie został przekazany do emitenta przed jego publikacją.

DI BRE Banku, jego akcjonariusze i pracownicy mogą posiadać długie lub krótkie pozycje w akcjach emitenta lub innych instrumentach finansowych powiązanych z akcjami emitenta.

Powielanie bądź publikowanie niniejszego opracowania lub jego części, lub rozpowszechnianie w inny sposób informacji zawartych w niniejszym opracowaniu wymaga uprzedniej, pisemnej zgody DI BRE Banku S.A.

Adresatami rekomendacji są wszyscy Klienci Domu Inwestycyjnego BRE Banku SA .

Nadzór nad działalnością Domu Inwestycyjnego BRE Banku SA sprawuje Komisja Nadzoru Finansowego.

Osoby, które nie uczestniczyły w przygotowaniu rekomendacji ale miały lub mogły mieć dostęp do rekomendacji przed jej przekazaniem do publicznej wiadomości, to osoby zatrudnione w DI BRE Banku S.A. upoważnione do bezpośredniego dostępu do pomieszczeń, w których opracowywane były rekomendacje, inne niż analitycy wymienieni jako sporządzający niniejszą rekomendację.

**Silne i słabe strony metod wyceny zastosowanych w rekomendacji:**

**DCF** – uważana za najbardziej właściwą metodologicznie techniką wyceny; polega ona na dyskontowaniu przepływów finansowych generowanych przez spółkę; jej wadą jest duża wrażliwość na zmiany założeń prognostycznych w modelu

**Wskaźnikowa** – opiera się na porównaniu mnożników wyceny firm z branży; prosta w konstrukcji, lepiej niż DCF odzwierciedla bieżący stan rynku; do jej wad można zaliczyć dużą zmienność (wahania wraz z indeksami giełdowymi) oraz trudność w doborze grupy porównywalnych spółek.

**Ostatnie wydane rekomendacje dotyczące PKN Orlen**

rekomendacja	Trzymaj	Trzymaj	Kupuj	Kupuj
data wydania	2008-05-30	2008-08-14	2008-09-17	2008-11-20
kurs z dnia rekomendacji	41,50	35,50	30,10	24,74
WIG w dniu rekomendacji	46546,54	41049,76	36560,96	26108,55