



2 listopada 2010

**Rafineryjny**

Polska

Cena bieżąca	40,21 PLN
Cena docelowa	40,70 PLN
Kapitalizacja	17,2 mld PLN
Free float	12,5 mld PLN
Średni dzienny obrót (3 mies.)	82,0 mln PLN

Struktura akcjonariatu

Skarb Państwa	27,52%
ING OFE	5,17%
AVIVA OFE	5,08%

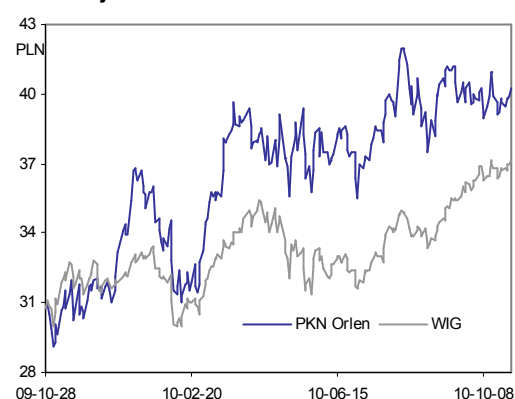
Pozostali	62,23%
-----------	--------

Strategia dotycząca sektora

Marże rafineryjne co prawda odbudowały się po globalnym kryzysie, ale nadal popyt w krajach OECD kształtuje się poniżej oczekiwań i trudno oczekiwać aby w kontekście planowanego uruchamiania nowych mocy wytwórczych w sektorze otoczenie dla rafinerii było sprzyjające w kolejnych latach. Rentowności przerobu nie wspiera również spekulacyjny wzrost cen ropy, napędzany głównie przez kurs EUR/USD.

Profil spółki

PKN Orlen jest największą spółką rafineryjną w regionie, posiadającą 27 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 Litwie.

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

(48 22) 697 47 06

kamil.kliszcz@dibre.com.pl

www.dibre.com.pl

Aktualizacja raportu

PKN Orlen

Trzymaj

PKNA.WA; PKN PW

(Niezmieniona)

Marże pozostaną pod presją

Wyniki Orlenu mimo słabszych benchmarkowych marż okazały się lepsze od naszych oczekiwań i dlatego podwyższamy tegoroczne prognozy uwzględniając również znacznie wyższy efekt LIFO oraz wpływ dodatnich różnic kursowych. W modelu zakładamy ponadto inicjatywy związane z redukcją kapitału obrotowego (sprzedaż zapasów oraz wydłużenie zobowiązań). Te zmiany z punktu widzenia wyceny Spółki zostały jednak zneutralizowane obniżeniem naszych oczekiwań dotyczących kształtowania się marż w przyszłości, zarówno w rafinerii (przede wszystkim prognozy dyferencjału Ural/Brent) jak i petrochemii ze względu na obawy o nadpodaż ze strony nowych instalacji. Jesteśmy także sceptyczni co do utrzymania obecnej dyscypliny kosztowej w przyszłym roku. Pozostawiamy więc neutralną rekomendację dla akcji Orlenu, nieznacznie podnosząc wycenę do 40,7 PLN.

Marże będą pod presją

Marże paliwowe i petrochemiczne zdołały się już odbudować po okresie kryzysu, ale kończące się właśnie projekty inwestycyjne w nowe moce wytwórcze na świecie (zarówno jeśli chodzi o rafinerie jak i instalacje etylenowe) przy nadal słabych odczytach dotyczących konsumpcji w krajach OECD będą wywierać presję na rentowność. Według naszych szacunków wskaźnik użycia instalacji przerobu ropy będzie się utrzymywał na niskim poziomie jeszcze przez kilka lat, a w przypadku etylenu może spaść nawet do 77% z obecnych 80%. Dodatkowo istnieje ryzyko spadku rekordowo obecnie wysokiej premii lądowej na paliwach, poprzez zwiększenie aktywności importerów.

Spadek zadłużenia, ale czy będą dywidendy?

Zarząd przeprowadził szereg inicjatyw, które doprowadziły do obniżenia zadłużenia netto (sprzedaż zapasów, wydłużenie terminów płatności), co w kontekście planowanych dezinvestycji oraz malejącego capex-u może być podstawą do formułowania oczekiwań wypłacania znaczących dywidend. Według naszego modelu pierwsza większa płatność dla akcjonariuszy (bez sprzedaży Polkomtela) mogłaby się pojawić w 2013 roku (yield 6,7%). Istotnym ryzykiem dla takiego scenariusza może być jednak większe zaangażowanie koncernu w sektorze energetycznym i ewentualne akwizycje projektów wydobywczych.

Sprzedaż rafinerii w Możejках - potencjalny wpływ na wycenę

Do końca roku bank Nomura ma przedstawić Zarządowi Orlenu rekomendację dotyczącą rafinerii w Możejках. Sprzedaż tych aktywów jest naszym zdaniem preferowanym rozwiązaniem, ale kluczowa będzie oczywiście zaproponowana cena. Biorąc pod uwagę bieżącą wartość litewskiego zakładu w skonsolidowanym sprawozdaniu koncernu (po wszystkich odpisach) minimalna propozycja jaka byłaby rozważana przez Zarząd to około 1,5 mld USD. Jest to oczywiście kwota znacznie niższa od tej zainwestowanej przez Orlen, ale i tak w naszej ocenie taka transakcja implikowałaby dodatnią wartość dla akcjonariuszy w wysokości nawet 4,0 PLN na akcję, gdyż udział Możejek w naszej wycenie DCF koncernu jest obecnie mniejszy.

(mln PLN)	2008	2009	2010P	2011P	2012P
Przychody	79 533,0	67 928,0	82 211,0	88 844,2	94 943,6
EBITDA	888,4	3 665,0	5 216,2	4 956,1	5 523,5
marża EBITDA	1,1%	5,4%	6,3%	5,6%	5,8%
EBIT	-1 603,0	1 097,0	2 730,4	2 131,2	2 650,5
Zysk netto	-2 505,2	1 308,7	2 126,7	1 915,8	2 177,4
DPS	1,62	0,00	0,00	1,03	0,94
P/E	-	13,1	8,1	9,0	7,9
P/CE	-	4,4	3,7	3,6	3,4
P/BV	1,0	0,9	0,8	0,8	0,7
EV/EBITDA*	36,5	8,2	5,7	6,2	5,3
DYield	4,0%	0,0%	0,0%	2,6%	2,3%

*wskaźnik liczony bez uwzględniania Polkomtela i zapasów obowiązkowych

Wyniki finansowe za 3Q'2010

Skonsolidowany wynik operacyjny Orlenu w 3Q'2010 wyniósł 789 mln PLN, czyli znacznie więcej niż wynosiła nasza prognoza. Taki rezultat był już jednak sygnalizowany przez Spółkę w opublikowanym komunikacie dotyczącym szacunkowych danych finansowych, na podstawie którego można było oczekiwać EBIT na poziomie 750-800 mln PLN. Zgodnie z naszymi przypuszczeniami odchylenie od naszych szacunków to obok dodatniego efektu LIFO (+53 mln PLN, a my oczekiwaliśmy neutralny wpływ tej pozycji) przede wszystkim pochodząca zaskakująco dobrego rezultatu w segmencie rafineryjnym (462 mln PLN wobec prognozy 208 mln PLN), mimo pogorszenia warunków makro q/q i przestojów remontowych na instalacji HG i odzysku wodoru (wysoki uzysk paliw i wykorzystanie mocy w 3Q sugerowało że te remonty były krótsze, ale tak nie było). Lepszy rezultat rafinerii zrekompensował z nadwyżką gorszy od oczekiwań EBIT na działalności detalicznej (309 mln PLN vs. 379 mln PLN naszej prognozy i 363 mln PLN rok temu). W tym wypadku mimo rekordowych wolumenów spadek r/r jest związany ze spadkiem marż paliwowych na stacjach. Raportowany wynik petrochemii był wyższy od zakładanego przez nas (142 mln PLN vs. 114 mln PLN), ale za to pozytywne odchylenie odpowiedzialne są rozpoznane przychody z redukcji emisji NOx w Anwilu na kwotę 30 mln PLN. Dodatkowym wsparciem dla zysku operacyjnego koncernu był niższy niż oczekiwaliśmy poziom kosztów nieprzypisanych (tylko 124 mln PLN wobec zakładanych 150 mln PLN), na co prawdopodobnie miało wpływ korzystniejsze saldo na pozostałej działalności operacyjnej (+20 mln PLN po wyłączeniu wspomnianych NOx z Anwilu).

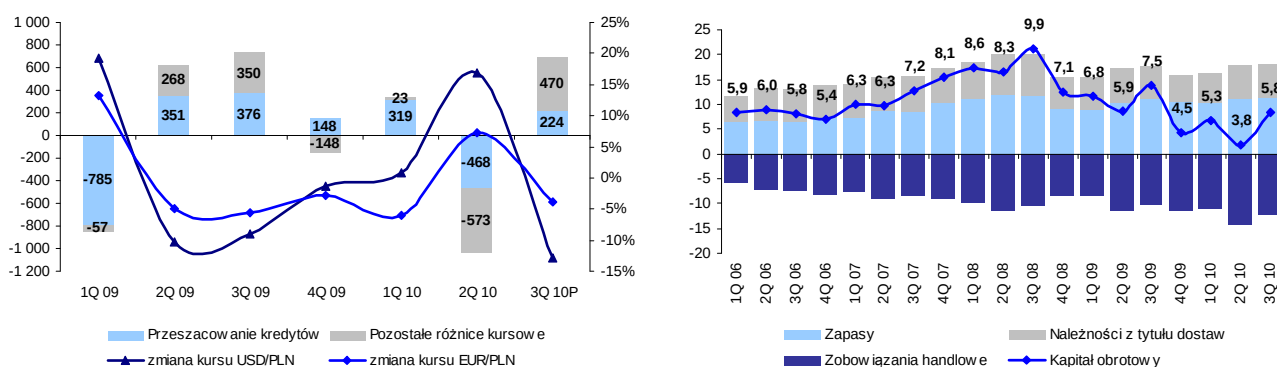
Skonsolidowane wyniki kwartalne PKN Orlen

(mln PLN)	IIIQ 2010	IIIQ 2009	zmiana	IIIQ 2010P	wynik vs. prognoza	I-IIIQ 2010	I-IIIQ 2009	zmiana
Przychody	22 106	18 649	18,5%	21 994	0,5%	60 616	50 121	20,9%
EBITDA	1 402	1 050	33,6%	1 168	20,0%	4 203	2 698	55,8%
marża EBITDA	6,3%	5,6%	-	5,3%	-	6,9%	5,4%	-
EBIT	789	423	86,4%	552	42,8%	2 376	763	211,2%
Zysk brutto	1 463	1 108	32,1%	1 086	34,7%	2 372	1 172	102,5%
Zysk netto	1 242	931	33,5%	856	45,1%	1 830	1 006	81,9%

Źródło: Orlen, szacunki DI BRE

Na działalności finansowej, zgodnie z zapowiedziami, Spółka zanotowała dodatnie saldo w kwocie 585 mln PLN, dodatkowo wzmocnione wyższymi niż zakładaliśmy zyskami z Polkomtela (90 mln PLN). Dodatnie różnice kursowe na przeszacowaniu kredytów w EUR sięgnęły 224 mln PLN (prognoza 168 mln PLN), a na przeszacowaniu rachunków handlowych i inwestycyjnych 471 mln PLN (prognoza 396 mln PLN), z czego 356 mln PLN to różnice niezrealizowane. Ostatecznie więc zysk netto Grupy wyniósł 1,2 mld PLN i był również wsparty niższą efektywną stopą podatkową (14%).

Różnice kursowe na tle zmian kursów walutowych oraz struktura kapitału obrotowego



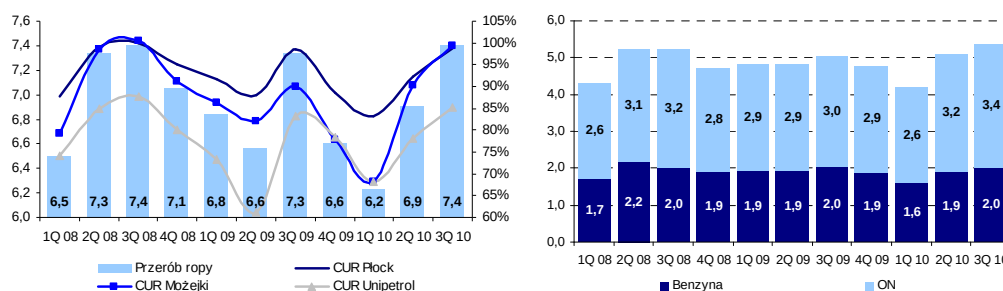
Źródło: Orlen, szacunki DI BRE

Przepływy pieniężne z działalności operacyjnej wyniosły +400 mln PLN mimo ujemnego salda na kapitale obrotowym w kwocie -1,2 mld PLN (głównie efekt spadku zobowiązań z tytułu płatności za ropę). Dodatkowo zgodnie z wcześniejszymi zapowiedziami Orlen zapłacił odłożone w czasie zobowiązania inwestycyjne na kwotę 600 mln PLN, co znalazło odzwierciedlenie w przepływach inwestycyjnych. Ostatecznie więc koncern zanotował niewielki wzrost długu netto z 9,75 mld PLN do 9,9 mld PLN.

Segment rafineryjny

W pierwszych trzech kwartałach tego roku segment rafineryjny wygenerował aż 983 mln PLN zysku operacyjnego wg LIFO, co należy uznać za bardzo dobry wynik w kontekście obserwowanych w tym czasie marż i dyferencjału. Analiza EBIT w rozbiu na poszczególne zakłady wskazuje, że taki rezultat to przede wszystkim zasługa rafinerii w Płocku oraz pozostałych polskich spółek segmentu (w tym Orlen Asfalt), które wygenerowały 1,1 mld PLN zysku operacyjnego. Obciążeniem była natomiast rafineria w Możejках (-109 mln PLN), która po lepszym 2Q ponownie zanotowała stratę na tym poziomie mimo 100% użycia mocy przerobowych. Oprócz naturalnych specyfikacji technicznych tych instalacji, które wpływają na rentowność (struktura uzysków, efektywność kosztowa) bez wątpienia ważnym czynnikiem wzmacniającym zyski polskich zakładów jest realizowana premia geograficzna (logistyka i bariera wejścia w postaci obowiązkowych zapasów) i relatywnie silny popyt krajowy. Nie bez znaczenia jest również w tym wypadku segment asfaltów, na których marże od poprzedniego roku są znacząco wyższe od cracku na HSFO. Bardziej szczegółowo te dwa aspekty analizujemy w dalszej części raportu.

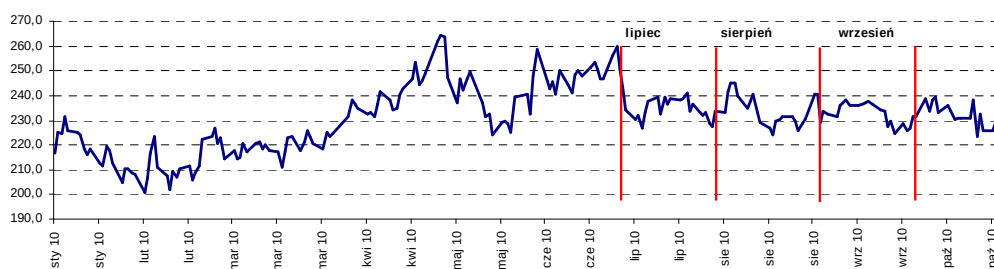
Przerób ropy w Grupie Orlen wraz z wykorzystaniem mocy w poszczególnych rafineriach oraz sprzedaż hurtowa podstawowych paliw (mln ton)*



*sprzedaż obejmuje zewnętrzną sprzedaż hurtową i sprzedaż wewnątrzgrupową do własnych stacji benzynowych
Źródło: Orlen, opracowanie DI BRE

W wynikach 3Q'2010 zaskakuje dodatni efekt przeszacowania zapasów przypisany do segmentu rafineryjnego w kwocie 60 mln PLN, mimo obserwowanych w tym okresie negatywnych tendencji na cenach ropy Ural wyrażonych w PLN. Ze względu na skomplikowany mechanizm kalkulacji nie można oczywiście brać pod uwagę średnich notowań surowca, ale jak wskazuje poniższy wykres w poszczególnych miesiącach przeważały serie spadkowe, co sugerowałoby raczej ujemny efekt LIFO. Przy utrzymaniu się obecnych cen surowca (w przeliczeniu na PLN są one zbliżone do poziomów wrześniowych z uwagi na umocnienie polskiej waluty) można zakładać neutralny wpływ przeszacowania zapasów w 4Q, ale w związku z zaskakującymi wskazaniami z poprzedniego okresu należy się liczyć z ryzykiem odchylenia od tej prognozy.

Notowania ropy Ural (PLN/Bbl)

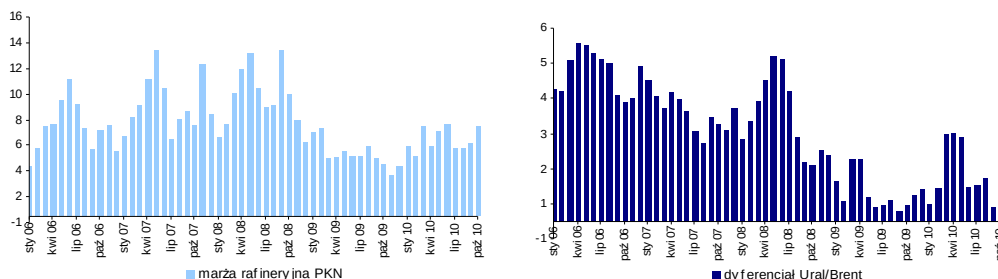


Źródło: Bloomberg, opracowanie DI BRE

W kontekście prognoz na 4Q warto zwrócić uwagę, że październik przyniósł istotną poprawę otoczenia makro w sektorze rafineryjnym, co oczywiście powinno znaleźć odzwierciedlenie w wynikach Orlenu. Wzrosły zarówno marże produktowe, jak i dyferencjał Ural/Brent, który przekroczył granicę 1,5 USD/Bbl. Te wzrosty mają jednak w naszej opinii charakter krótkoterminowy i są bezpośrednio związane z masowymi strajkami we Francji, które zachwiały bilansem dostaw paliw na ryku europejskim. Przystoje w tamtejszych rafineriach dodatkowo zwiększyły dostępność ropy zasłarzonej w regionie, co miało wpływ na poziom dyskonta cenowego na tym surowcu. W miarę wygasania tych protestów sytuacja wraca już jednak do normy i podobnie wygląda to w przypadku marż rafineryjnych. Dodatkowym negatywnym czynnikiem z punktu widzenia Orlenu jest

umocnienie złotego (średni kurs USD/PLN dla października wyniósł 2,84 wobec 3,11 dla całego 3Q). Ewentualne utrzymanie się aktualnych poziomów oznaczałoby pogorszenie EBIT q/q nawet o 70-80 mln PLN. Nie należy więc w naszej opinii oczekiwać powtórzenia w obecnym kwartale bardzo dobrych wyników wg LIFO, tym bardziej że należy założyć sezonowy spadek wolumenów sprzedaży.

Marża rafineryjna PKN Orlen i dyferencjał Ural/Brent w USD/Bbl

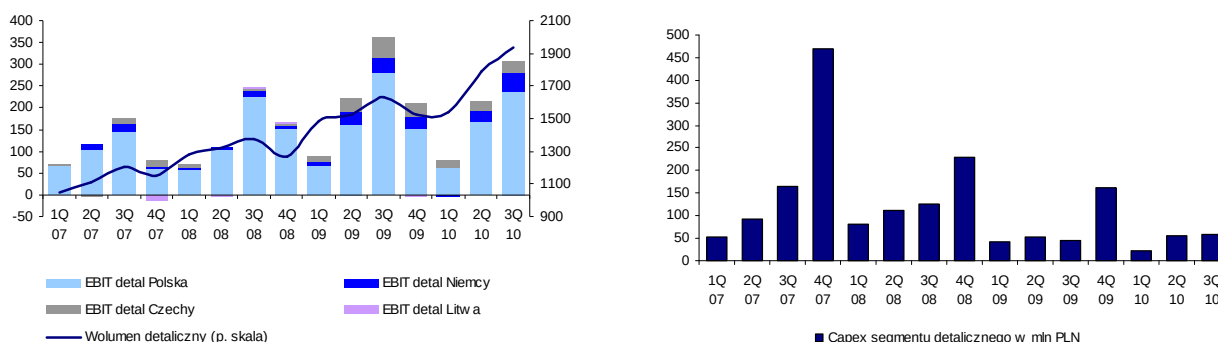


Źródło: Bloomberg, szacunki DI BRE

Segment detaliczny

W obszarze detalicznym Orlen notuje w tym roku rekordowe wolumeny sprzedaży, wyższe w ujęciu r/r aż o 13%, szczególnie jeśli chodzi o rynek polski i niemiecki. Gorzej sytuacja wygląda w Czechach gdzie znaczna część obrotu przesunęła się do szarej strefy i roczne dynamiki są ujemne (-15-16% w zależności od paliwa). Niestety wysoka sprzedaż odbywa się przy dużym spadku marż na stacjach z uwagi na wysokie detaliczne ceny (wzrost cen ropy oraz podwyżka opłaty paliwowej na dieslu z 98 PLN/m³ do 234 PLN/m³ od 1 stycznia) i prowadzoną agresywną walkę konkurencyjną. Według szacunków Orlenu niższe marże paliwowe w pierwszych trzech kwartałach 2010 roku obniżyły EBIT segmentu r/r aż o 205 mln PLN. Zmniejszenie kosztów funkcjonowania (spadek amortyzacji o 26 mln PLN), lepszy o 60 mln PLN wynik na pozostałej działalności operacyjnej (aktualizacja odpisów aktywów) oraz wspomniane wysokie wolumeny zamortyzowały jednak spadek zysku na detalu do -73 mln PLN r/r w okresie 1-3Q'2010. Wszystko wskazuje na to, że w 4Q trudno spodziewać się odwrócenia tych tendencji. Dopiero kontynuacja ożywienia gospodarczego przy stabilizacji cen ropy mogłaby naszym zdaniem poprawić marże paliwowe na stacjach. W relacji do naszego ostatniego raportu zdecydowaliśmy się więc przyjąć bardziej konserwatywne założenia dotyczące wyników tego segmentu również w kolejnych latach.

EBIT segmentu detalicznego w ujęciu geograficznym na tle wolumenu sprzedaży i capex (mln PLN)



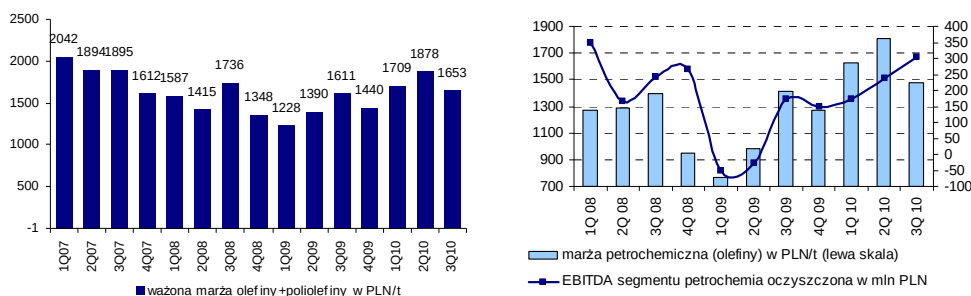
Źródło: PKN Orlen

Segment petrochemiczny

Segment petrochemiczny zgodnie z naszymi oczekiwaniami istotnie poprawił wyniki w tym roku z uwagi na globalne ożywienie gospodarcze i silny popyt generowany przez Chiny. Pozwoliło to zarówno na poszerzenie realizowanych marż, jak i zwiększenie wolumenów sprzedaży (+3,5% w przypadku poliolefin i +4,4% w przypadku olefin, a te dynamiki mogłyby być wyższe gdyby nie ponad 20-dniowy przestój remontowy w Płocku). W naszym poprzednim raporcie zakładaliśmy jednak, że trend wzrostowy na crackach petrochemicznych będzie kontynuowany na przestrzeni roku i stąd bardziej optymistyczne były nasze prognozy dla wyników segmentu na lata kolejne. Aktualne tendencje na rynku oraz przedstawiona w dalszej części raportu analiza bilansu mocy wytwórczych etylenu na świecie, skłaniają jednak do obniżenia oczekiwań w tym zakresie. Nadal uważamy co prawda, że to segment petrochemiczny będzie głównym motorem poprawy rezultatów

operacyjnych Orlenu liczonych metodą LIFO, ale będzie to raczej konsekwencja uruchomienia instalacji PX/PTA, a nie rynkowych marż które mogą znaleźć się pod presją ze względu na rosnącą podaż petrochemikaliów przy wyhamowaniu dynamiki popytu.

Marża petrochemiczna vs. wynik EBITDA segmentu petrochemicznego PKN*



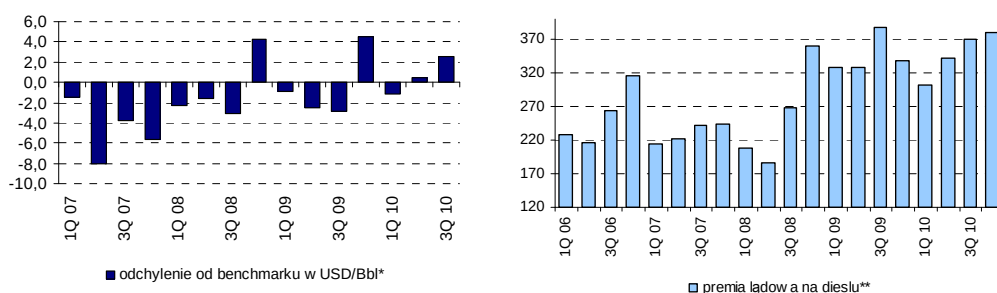
*wyniki bez Anwilu

Źródło: Bloomberg, PKN, szacunki DIBRE

Premia ładowa poprawia rentowność - jak długo?

W przypadku PKN Orlen, szczególnie rafinerii w Płocku, ważnym aspektem obok benchmarkowych poziomów marż rafineryjnych, który musi być brany pod uwagę w ocenie rentowności, jest realizowana premia ładowa uwzględniająca logistyczną przewagę w dostawach do klientów krajowych oraz barierę wejścia na polski rynek w postaci obowiązku utrzymywania zapasów. Według naszych kalkulacji opartych na publikowanych przez Spółkę cennikach hurtowych (zwracamy uwagę, że są to ceny dla mniejszych klientów hurtowych), premia ładowa na oleju napędowym uległa wyraźnemu zwiększeniu w 3Q'2008 i od tamtego kwartału utrzymuje się na znacznie wyższym poziomie niż w poprzednich latach, podobna sytuacja ma miejsce również w przypadku benzyny. Te szacunki wydają się potwierdzać również zestawienie jednostkowego strumienia EBITDA realizowanego przez płocki zakład i benchmarkowej marży liczonej dla jego struktury uzysków (cracki produktowe i dyferencjał). Różnica pomiędzy tymi wartościami ulega w tym okresie systematycznemu zawężeniu. Pojawiały się także kwartały w których Orlen raportował wyniki wyższe niż wskazywałyby marże rynkowe. W naszej opinii taka polityka cenowa w Polsce miała w ostatnim czasie szansę na realizację bez ryzyka utraty rynku z uwagi na znaczące pogorszenie sytuacji finansowej importerów w okresie kryzysu. Obydwa polskie koncerny zwiększyły swój udział w sprzedaży hurtowej paliw o 3,2 punkty procentowe do ponad 90%, co ułatwiło rozszerzenie spreadu do notowań giełdowych z Rotterdamu. Dodatkowo od 2Q'2009 sprzyjały temu rosnące ceny ropy, a co za tym idzie koszty logistyki. Obserwując rekordowo wysoką premię ładową w ostatnich kwartałach nasuwa się pytanie czy w najbliższej przyszłości możliwe będzie utrzymanie dominującej pozycji Orlenu i Lotosu na rynku hurtowym, czy też zachęcenie możliwością arbitrażu alternatywni importerzy ponownie zwiększą swoją aktywność. Za tym drugim scenariuszem może przemawiać fakt możliwych zmian własnościowych w niemieckim Ruhr Oel (Rosneft chce odkupić udziały od wenezuelskiej spółki, które oznaczają kontrolę nad mocami przerobowymi na poziomie 11,6 mln ton rocznie) oraz w dalszym ciągu dyskutowany projekt budowy rurociągu produktowego łączącego Polskę z Białorusią. To połączenie umożliwiające import ponad 2 mln ton oleju napędowego rocznie na razie zostało zablokowane przez Ministerstwo Skarbu, ale PERN ostatecznie z niego jeszcze nie zrezygnował. Obecnie dostawy z białoruskich rafinerii stanowią 13% importu ogółem i są realizowane cysternami kolejowymi. Warto jednak odnotować, że po stronie białoruskiej istnieje już rurociąg produktowy do granicy z Polską, a budowa krótkiego odcinka do bazy paliwowej OLPP w Małaszewiczach nie wymagałaby istotnych nakładów i nie trwałaby długo (okres realizacji to 1 rok). Właśnie z tego względu wskazana jest ostrożność w prognozowaniu poprawy realizowanych marż w segmencie rafineryjnym Orlenu nawet przy założeniu sprzyjającego otoczenia makro i rosnących cracków benchmarkowych. Naszą tezę o istotnym wpływie premii ładowej na wyniki Orlenu uzasadniają również relatywnie słabe rezultaty rafinerii w Możejkach i Unipetrolu na tle zakładu w Płocku w ostatnich kwartałach.

Odchylenie wyników rafinerii w Płocku od benchmarku na tle premii łądowej na ON



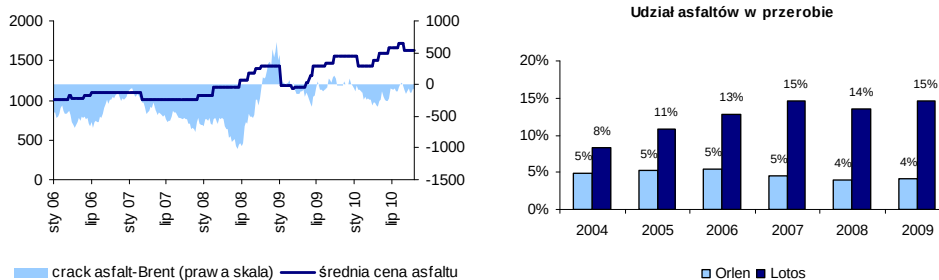
*odchylenie od benchmarku rozumiane jako różnica między realizowaną jednostkową marżą EBITDA, a rynkowym poziomem marży i dyferencjału

**teoretyczna premia łądowa jest szacowana na podstawie notowań Bloomberg i cennika hurtowego PKN Orlen
Źródło: Orlen, szacunki DI BRE

Rynek asfaltów w Polsce - wsparcie dla wyników

Jeszcze do niedawna asfalty można było w strukturze uzysków polskich rafinerii klasyfikować łącznie z ciężkimi olejami opałowymi, zarówno ze względu na pozycję w procesie technologicznym, jak i wysokość realizowanej marży. Obydwie kategorie produktów charakteryzowały się bowiem zbliżonym ujemnym poziomem spreadu do ropy naftowej, a ich udział w przerobie ogółem stanowił wyznacznik kompleksowości danej instalacji. Dynamiczny rozwój budownictwa drogowego w Polsce przy utrzymaniu średnioterminowego ustalania cen asfaltów w kontraktach z firmami budowlanymi, spowodował jednak znaczącą poprawę rentowności sprzedaży mas bitumicznych, co znalazło bezpośrednie odzwierciedlenie w wynikach Orlenu i Lotosu. W 4Q'2008 z uwagi na spadek cen ropy na rynkach światowych realizowany crack na asfaltach był nawet dodatni. Taka sytuacja oczywiście nie została utrzymana, ale co ilustruje poniższy wykres, na pewno nastąpiła strukturalna zmiana rynku tego produktu. Średnia jednostkowa marża w 2009 wzrosła do -22 PLN/t, podczas gdy średni jej poziom w latach 2004-2008 wynosił -447 PLN/t. Dzięki tej poprawie polskie rafinerie, mimo znacznego pogorszenia rynkowych cracków na paliwach w okresie kryzysu, raportowały efektywne marże wyższe od swoich benchmarków tradycyjnie klasyfikujących asfalty do kategorii HSFO.

Marża na produkcji asfaltów i udział tego produktu w przerobie Lotosu i Orlenu

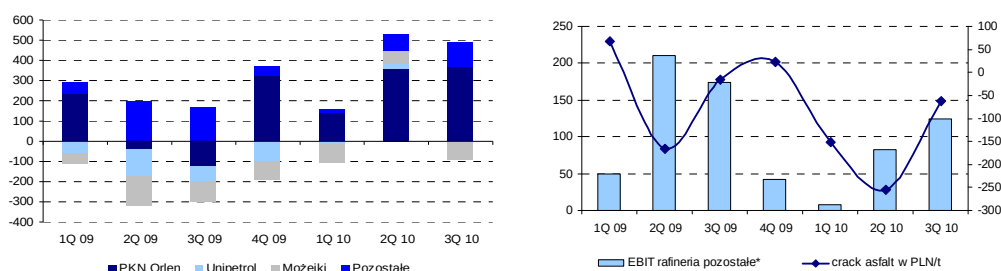


Źródło: PKN Orlen, Lotos, szacunki DIBRE

W przypadku Orlenu wyniki na produkcji asfaltu są klasyfikowane w segmencie rafineryjnym, w podkategorii pozostałe (łącznie z Rafinerią Trzebinia i innymi mniejszymi spółkami), oprócz której koncern prezentuje jeszcze oddzielnie zyski jednostki dominującej, Unipetrolu oraz rafinerii w Możejkach. Analiza tej pozycji wskazuje, że zgodnie z sezonowością sprzedaży asfaltów, relatywnie wyższe zyski generowane są w II-gim i III-cim kwartale. Ważny jest przy tym aktualny poziom marży na tym produkcie, która w dużym stopniu zależy od bieżącej ceny ropy, gdyż w środowisku rosnących cen surowca dość trudno przenosi się je na kontrahentów z sektora budowlanego. W 1H'2010 sytuacja pod tym względem była znacznie mniej sprzyjająca niż rok wcześniej, kiedy łącznie w tej kategorii raportowany zysk operacyjny wg metody LIFO wyniósł 248 mln PLN vs. 99 mln PLN w tym roku. Oczywiście na wynik tej kategorii oprócz Orlen Asfalt składają się też inne spółki (m.in. Rafineria Trzebinia), ale według naszych szacunków działalność bitumiczna obniżyła swoje zyski w ujęciu r/r o 70-80 mln PLN. Odnotowana poprawa cracków na tym produkcie w 3Q'10 pozwoliła jednak na częściowe odrobienie słabszego pierwszego półrocza, co jest widoczne w poprawie EBIT „pozostałych” aktywów rafineryjnych o 41 mln PLN q/q. Rezultat mógłby być nawet lepszy gdyby nie zaskakujący spadek wolumenów sprzedaży asfaltów o 9% r/r mimo wyższego przerobu ropy i rosnącego krajowego popytu na ten produkt w związku z inwestycjami drogowymi. Wydaje się, że w przyszłym roku atrakcyjne marże na asfaltach powinny

również wspierać efektywną marżę segmentu rafineryjnego Orlenu, ale wiele będzie zależało od notowań cen ropy.

Struktura EBIT LIFO segmentu rafineryjnego Grupy Orlen wg spółek oraz kwartalny wynik w kategorii pozostałe

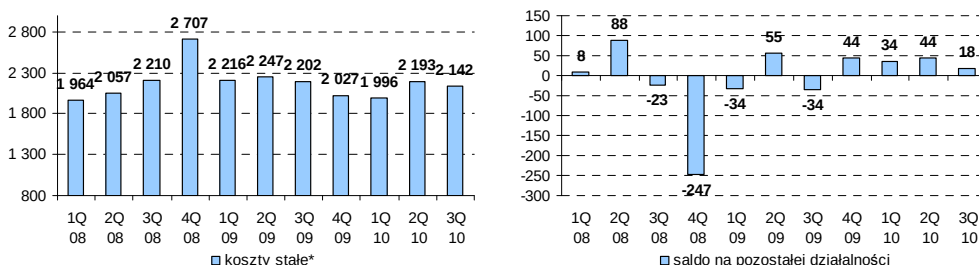


Źródło: PKN Orlen

Koszty stałe - skala i źródła oszczędności

Spadek kosztów stałych to jeden z elementów, który odpowiada za poprawę rezultatów Orlenu w tym roku w relacji do poprzedniego. Warto więc bliżej przyrzeć się źródłom tych oszczędności, gdyż prawidłowa interpretacja tych zmian i ocena ich trwałości umożliwi sformułowanie założeń co do kształtowania się tych pozycji w przyszłości. Faktem jest, że w 2010 roku skonsolidowane koszty ogólnego zarządu spadły w pierwszych trzech kwartałach o 121 mln PLN w ujęciu r/r. W rozbiu segmentowym pozycja kosztów nieprzypisanych była z kolei niższa o 57 mln PLN r/r, a uproszczona kalkulacja kosztów stałych na podstawie zestawienia kosztów wg rodzaju wskazuje na oszczędności sięgające aż 334 mln PLN. Wszystkie te ujęcia potwierdzają więc, że Spółka obniżyła koszty funkcjonowania, pozostaje więc tylko pytanie w jakim stopniu jest to konsekwencja prowadzonej polityki optymalizacji wydatków, a w jakim konsekwencja zdarzeń jednorazowych lub czynników zewnętrznych.

Skonsolidowane koszty stałe* i saldo na pozostałej działalności operacyjnej**



*do tej kategorii zaliczyliśmy amortyzację, koszty wynagrodzeń i usług obcych oraz podatki i opłaty

**dane za 4Q 2008 zostały oczyszczone o odpis aktywów rafinerii w Możejках w kwocie -2,2 mld PLN

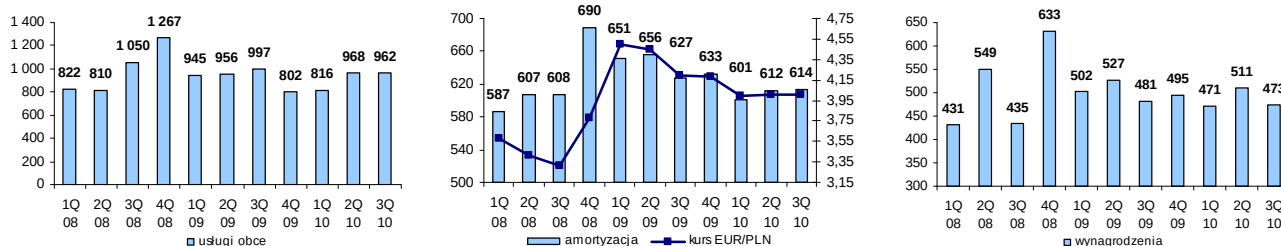
Źródło: PKN Orlen, opracowanie DI BRE

Jeśli chodzi o saldo na pozostałej działalności operacyjnej, które w uproszczeniu może być traktowane właśnie jako miara wpływu zdarzeń o charakterze jednorazowym na wyniki koncernu, to w relacji do poprzedniego roku poprawiło się w pierwszych trzech kwartałach o 109 mln PLN. Główny wpływ na to miały dotacje księgowane w Anwilu z tytułu redukcji emisji NOx (wzrost tej pozycji r/r o 90 mln PLN) oraz nieco mniejsze rezerwy i odpisy na należności. W tym kontekście trudno w przyszłym roku oczekiwać dalszej poprawy na tym poziomie, ale z uwagi na obowiązujący do 2012 roku okres przyznawania uprawnień do emisji gazów cieplarnianych można zakładać, że saldo pozostanie dodatnie i będzie zbliżone do tegorocznego.

W rozbiu kosztów rodzajowych największy spadek zanotowano w pozycji usługi obce (-151 mln PLN), ale warto zwrócić uwagę że dotyczyło to przede wszystkim I-go kwartału (-129 mln PLN) w którym prawdopodobnie miało to związek z trudnymi warunkami pogodowymi i ograniczeniem remontów. Istnieje więc ryzyko, że Orlen będzie musiał ponieść na tym poziomie wyższe wydatki w tej kategorii w przyszłym roku, tym bardziej że główny przestój remontowy w rafinerii w Możejках został właśnie przesunięty na rok 2011. Z kolei w przypadku amortyzacji, która zmniejszyła się w relacji do analogicznego okresu w 2009 roku aż o 108 mln PLN. W istotnej części była to jednak konsekwencja umocnienia polskiej waluty i przeliczania po niższym kursie EUR odpisów amortyzacyjnych w niemieckiej sieci stacji i w rafinerii w Możejках (przywiązanie kursu lita do euro). Przy obecnej wysokiej zmienności mającej miejsce na rynku walutowym trudno więc

przewidzieć, czy uda się utrzymać tę niższą amortyzację obecnych aktywów. W kontekście przyszłego roku należy oczywiście pamiętać, że ta pozycja zostanie zwiększona przez rozpoczynające się odpisy uruchamianej instalacji PX/PTA.

Główne kategorie kosztów stałych w PKN Orlen



Źródło: PKN Orlen, opracowanie DI BRE

W pozycji wynagrodzeń pracowniczych również zaobserwowaliśmy spadek w relacji r/r (o 54 mln PLN) i w tym wypadku na pewno jest to związane z prowadzoną przez Zarząd polityką redukcji zatrudnienia (przede wszystkim w Możejках, gdzie zwolniono 227 osób). W przyszłym roku można by nawet oczekiwać dalszego spadku tych wydatków z uwagi na wypłacane obecnie odprawy dla odchodzących z pracy, ale pojawiają się dodatkowe koszty 220 osób zatrudnionych przy projekcie PX/PTA. Obecnie trudno jest więc szacować ile wyniesie zatrudnienie w Grupie Orlenu na koniec tego roku, tym bardziej że nie znamy danych dotyczących liczby wniosków w programie dobrowolnych odejść prowadzonym w spółce matce koncernu. W naszych prognozach do perspektyw spadku kosztów wynagrodzeń podchodzimy raczej ostrożnie, gdyż w naszej opinii w przyszłym roku może pojawić się presja związkowców na podwyżki płac po ich zamrożeniu w 2009 roku i tylko niewielkim wzroście wynegocjowanym na rok obecny (+165 PLN miesięcznie na zatrudnionego, co implikuje dynamikę nieco ponad 2%).

Podsumowując naszą powyższą analizę poszczególnych kategorii kosztów stałych uważamy, że w kolejnych latach zachowanie takiej dynamiki oszczędności nie będzie możliwe, a niektóre widoczne w tym roku cięcia wydatków mogą być trudne do utrzymania (remonty, płace), również z uwagi na mniejszą dyscyplinę organizacji przy poprawie otoczenia makro po okresie kryzysu. W tym kontekście zalecamy ostrożność przy formułowaniu tezy, iż optymalizacja kosztowa będzie wsparciem dla przyszłorocznego zysku operacyjnego.

Możejki - czas rozstrzygnięć bliski?

Rafineria w Możejках praktycznie od momentu akwizycji negatywnie wpływa zarówno na wyniki finansowe Grupy Orlen, jak i wycenę akcji. W sumie polski koncern zapłacił za 100% udziałów w litewskim zakładzie około 8,3 mld PLN (bez uwzględnienia poniesionych w latach 2007-09 inwestycji, które sięgnęły 1,9 mld PLN), ale pogorszenie warunków makro, pamiętny pożar oraz zamknięcie dostaw surowca rurociągiem przez Transneft skutkowały dokonaniem odpisów aktualizujących. Obecnie wartość księgowa udziałów w Możejках w skonsolidowanym bilansie Orlenu sięga 4,4 mld PLN, co po uwzględnieniu długu netto przyporządkowanego do tej spółki implikuje księgową wartość firmy (EV) na poziomie 5,7 mld PLN. W ostatnich kilku latach Orlen podjął szereg inicjatyw zarówno po stronie optymalizacji kosztów, jak i nakładów inwestycyjnych w celu podniesienia efektywności tej rafinerii. Elementem tego programu miała być poprawa parametrów w zakresie logistyki, ale w tym obszarze Spółka napotkała na nieoczekiwany opór administracji litewskiej (brak porozumienia w kwestii terminala w Kłajpedzie, niezrozumiałe decyzje litewskich kolei), co spowodowało wstrzymanie tych kluczowych projektów. Według wcześniejszych negocjacji na szczeblu rządowym, Litwa zobowiązała się do rozwiązania tych problemów do końca sierpnia tego roku, ale nie podjęto w tej sprawie żadnych kroków. Te czynniki skłoniły Zarząd Orlenu do ponownego przeanalizowania ekonomicznych aspektów obecności na Litwie i dlatego zlecono przygotowanie rekomendacji w tej sprawie bankowi Nomura, która ma być gotowa jeszcze w tym roku. Będzie oparta zarówno o analizę finansową Możejek, jak i wstępne badanie rynku w kontekście ewentualnej sprzedaży tych aktywów. Dotychczasowe wypowiedzi Zarządu Orlenu wskazują naszym zdaniem, że polski koncern jest coraz bliższy decyzji o sprzedaży kłopotliwej litewskiej rafinerii, choć nadal oficjalnej deklaracji nie złożył. Wszystko wskazuje też na to, że nie napotkaby to na sprzeciw Ministerstwa Skarbu. Oczywiście kluczową kwestią przy dezinvestycji Możejek będzie cena sprzedaży i dlatego na podstawie aktualnych wycen rynkowych aktywów rafineryjnych zdecydowaliśmy się oszacować potencjalną wartość takiej transakcji i jej wpływ na wycenę akcji Orlenu.

Rynkowa wycena aktywów rafineryjnych w Europie

(mln USD)	Total Raffinaderij Nederland	MOL	OMV	Neste	Tupras	PKN Orlen	Lotos
Mcap*	-	10 375	11 223	4 220	4 378	6 056	1 385
Dług netto	-	4 314	3 590	2 330	-638	3 614	2 113
Udziały mniejszości	-	2 760	2 851	12	18	1 007	12
EV	1 556	17 450	17 664	6 562	3 757	10 677	3 510
Aktywa spoza podstawowej działalności	-	3 000	1 695	1 400	-	1 699	-
Sieć stacji benzynowych	-	1 507	2 212	1 055	481	2 510	156
liczba stacji własnych	-	1 658	2 433	1 160	530	2 376	148
wartość odtworzeniowa jednej stacji	-	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9
Petrochemia	-	790	-	-	-	993	-
średnia EBITDA 2006-10	-	132	-	-	-	165	-
EV/EBITDA	-	6	-	-	-	6	-
Wydobycie	-	4 655	8 316	-	-	-	627
zasoby 2P w mln boe	-	665	1 188	-	-	-	77
EV/2P w USD/Bbl	-	7,0	7,0	-	-	-	7,0
EV/EBITDA	-	4,4	2,9	-	-	-	9,3
Rafineria	1 556	7 498	5 441	4 107	3 276	5 475	2 726
roczny przerób w mln ton	7,9	23,4	25,8	15,5	28,1	28,0	10,5
wartość segmentu w USD/t	197	320	211	265	117	196	260

*parametry przejęcia przez Lukoil 45% w holenderskiej rafinerii należącej do Total w czerwcu 2009 roku

**kapitalizacja MOL skorygowana o akcje własne

Źródło: Bloomberg, szacunki DI BRE

W powyższej tabeli przedstawiliśmy zestawienie europejskich spółek naftowych (uwzględniona jest również akwizycja holenderskiej rafinerii przez Lukoil) i implikowaną przez giełdowe kursy szacunkową wartość ich aktywów rafineryjnych. W przypadku koncernów zintegrowanych pionowo zdecydowaliśmy się wyłączyć aktywa wydobywcze (wycena zasobów 2P po 7 USD/Bbl), stacje benzynowe (wartość odtworzeniowa stacji na poziomie 0,9 mln USD), segment petrochemiczny (6x średnia EBITDA z ostatnich 5 lat) a także inne aktywa nie wchodzące do obszaru rafinacji (Anwil i Polkomtel w Orleniu czy segment gazowo-energetyczny w MOL-u i OMV). Przeprowadzone kalkulacje wskazują, że średnia rynkowa wartość 1 tony przerobu w rafinerii wynosi około 224 USD, czyli około 11 tys. USD/Bbl/d. Warto jednak zwrócić uwagę, że przedział wahań tego wskaźnika jest dość szeroki co może wynikać zarówno z jakości danych aktywów rafineryjnych czy ich lokalizacji, jak również innego niż przyjęliśmy postrzeganie przez rynek pozostałych składników majątku analizowanych koncernów. Ostatnia transakcja Lukoila na rynku holenderskim plasuje się około 10% poniżej średniej i naszym zdaniem to cena zapłacona przez Rosjan za udziały w rafinerii koncernu Total może stanowić najlepszy dostępny benchmark dla potencjalnej sprzedaży litewskich aktywów Orlenu. Istnieje co prawda zasadnicza różnica w obydwu zakładach w związku z brakiem w Możejkach instalacji hydrocrackingu, ale z kolei ta rafineria z punktu widzenia rosyjskich koncernów (bo tylko podmioty z tego regionu można w naszej opinii postrzegać jako realnych oferentów) może prezentować dodatkową wartość z uwagi na lokalizację (możliwość wznowienia dostaw ropy rurociągiem).

Wyniki finansowe rafinerii Orlen Lietuva (OL) i wariantowa wycena dezinvestycji

(mln PLN)	2007	2008	2009	2010P	2011P	2012P
Przerób w tys. ton	4 741	9 241	8 406	8 380	7 682	8 380
Marża rafineryjna w USD/Bbl	3,6	2,7	2,2	2,0	2,1	2,3
Dyferencjał Ural/Brent w USD/Bbl	3,2	2,9	0,8	1,3	1,3	1,5
Cena ropy Brent w USD/Bbl	72,8	98,0	62,0	77,2	80,0	90,0
EBIT	-665	-2 600	-234	-239	-270	-184
EBITDA	-176	-2 127	259	254	223	309
efekt LIFO	133	-688	345	21	-1	7
EBITDA LIFO	-309	-1 439	-86	233	224	302
Wartość aktywów netto w ramach Grupy Orlen*	4 364					
Wartość Możejek na bilansie PKN Orlen SA	6 511					
Koszt akwizycji (EV)	8 260					
w tym dług netto	1 300					
Wpływ Możejek na EV DCF (DI BRE)*	2 821					
Potencjalna rynkowa wycena rafinerii	min	średnia	max			
mln USD	991	1 900	2 723			
mln PLN	2 973	5 701	8 168			
USD/tonę przerobu	116,6	223,6	320,3			
Potencjalna dodatkowa wartość z transakcji						
w mln PLN	152	2 880	5 348			
na akcję	0,4	6,7	12,5			

*FCF kalkulowane według założeń dla Grupy PKN Orlen

**mnożniki na podstawie poprzedniej tabeli

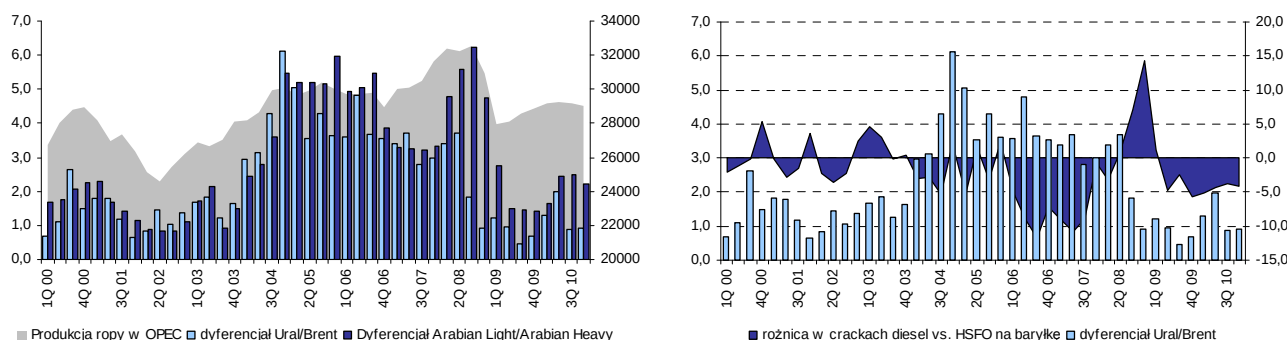
Źródło: PKN Orlen, szacunki DI BRE

Przy naszych aktualnych założeniach makro wpływ rafinerii w Możejkach na poziom zdyskontowanych przepływów pieniężnych w modelu DCF wynosi 2,8 mld PLN i w relacji do tej kwoty przeprowadziliśmy wariantową analizę wpływu potencjalnej transakcji na naszą wycenę akcji Orlenu. Według tych kalkulacji (przy średnim kursie USD/PLN 3,0) w konserwatywnym scenariuszu sprzedaży Możejek za 1 mld USD wartość dodana mogłaby wynieść 0,4 PLN/akcję (+0,9%), a w scenariuszu bardziej optymistycznym nawet 6,7 PLN/akcję czyli aż 16,7% (dla transakcji Lukoila byłoby to 5,1 PLN/akcję). Zwracamy uwagę, że dodatkowym czynnikiem, który musi być brany pod uwagę przy ocenie takiej transakcji jest toczące się postępowanie arbitrażowe Orlenu przeciwko Jukosowi. Przypominamy, że polski koncern ma duże szanse aby odzyskać w ten sposób zdeponowane na rachunku zastrzeżonym 250 mln USD. Dla akcjonariuszy ważną kwestią jest również fakt, iż transakcja sprzedaży Możejek oprócz wpływu na przepływy pieniężne i wycenę Spółki, będzie miała także odzwierciedlenie w rachunku wyników. Na poziomie skonsolidowanym wartość aktywów netto litewskiej rafinerii wynosi 4,4 mld PLN, co po uwzględnieniu długu netto będzie korespondować z ceną sprzedaży (EV) na poziomie 5,7 mld PLN. W przypadku niższej ceny sprzedaży Orlen musiałby zaksięgować stratę. Takiego scenariusza na pewno nie uda się uniknąć w sprawozdaniu jednostkowym, gdzie Możejki traktowane jako aktywo finansowe są wycenione na 6,5 mld PLN.

Dyferencjał Ural/Brent - wysoka zmienność

Dyferencjał Ural/Brent w ostatnich miesiącach charakteryzuje się wysoką zmiennością i dość trudno jest jednoznacznie zdiagnozować przyczyny wahań tego parametru. Początek roku przyniósł bardzo wyraźne rozszerzenie dyskonta w cenie zasiiarczanej ropy i choć zakładaliśmy taki scenariusz w związku z rosnącą podażą surowca z krajów OPEC (+6% od lokalnego minimum) to skala i dynamika tego procesu była zaskakująca (w ciągu 2 miesięcy dyferencjał wzrósł z 0,3 USD/Bbl do prawie 3 USD), tym bardziej że mroźna zima zwiększyła popyt na HSFO i obniżała „wsparcie” dla dyferencjału w postaci dysproporcji w crackach na dieslu i ciężkich pozostałościach rafinacji, a dodatkowo wyraźnie spadł eksport ropy rosyjskiej w kierunku zachodnim o 5,7% q/q.

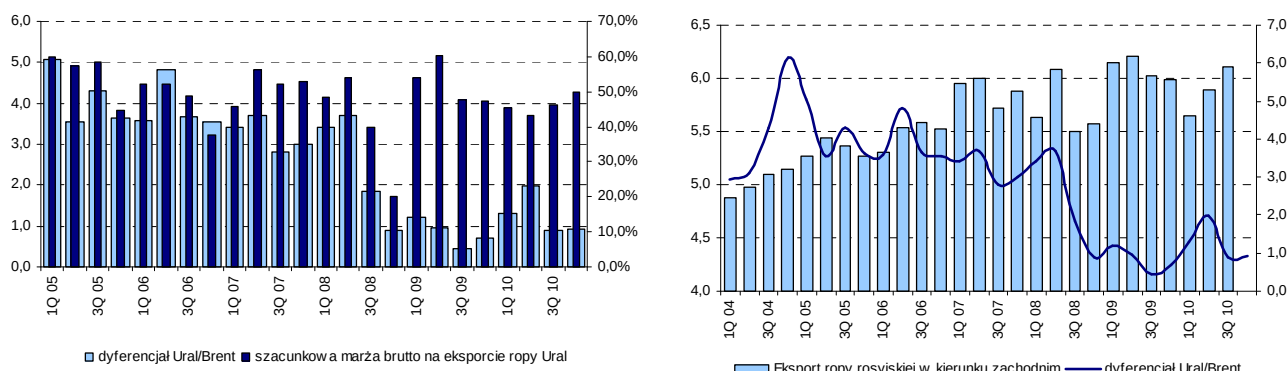
Dyferencjały w cenie rop ciężkich na tle produkcji OPEC oraz relacji cracków na dieslu i HSFO



Źródło: Bloomberg, szacunki DI BRE

Podobnie w sposób nagły i nieoczekiwany nastąpił spadek tego dyskonta w czerwcu do poziomu 1 USD/Bbl, a następnie poniżej 0,5 USD/Bbl we wrześniu. Częściowo można to tłumaczyć wzrostem popytu na rosyjską ropę (przy jednoczesnym ograniczaniu wydobycia w krajach OPEC) z uwagi na kończące się w 2Q sezonowe remonty w europejskich rafineriach (wyraźny wzrost poziomu wykorzystania mocy przerobowych) i zapytaniami ofertowymi z indyjskiego koncernu Reliance Petroleum, który rozwiązał kontrakt na dostawy surowca z irańskim NIOC. Dodatkowym czynnikiem, który mógł przełożyć się na zawężenie dyskonta Ural/Brent mogła być zmiana cennika przez Arabię Saudyjską, która walcząc o udziały na azjatyckim rynku z eksporterami rosyjskimi obniżyła formuły cenowe dla klientów z tamtego regionu jednocześnie podnosząc ceny dla Europy. Ostatecznie spadek dyferencjału można również wiązać z obniżeniem się cen ropy poprawiającym rentowność ciężkich pozostałości przerobu przy jednoczesnej odbudowie cracków na średnich destylatach, aczkolwiek w tym wypadku różnice były nieznaczne.

Wolumen eksportu ropy Ural* i szacunkowa marża na ropie rosyjskiej** vs. dyferencjał



*dane eksportowe dostępne tylko za lipiec

**teoretyczna marża po koszcie wydobycia i opłacie eksportowej (bez uwzględniania podatków i innych opłat administracyjnych)

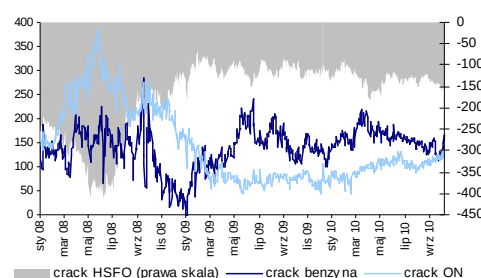
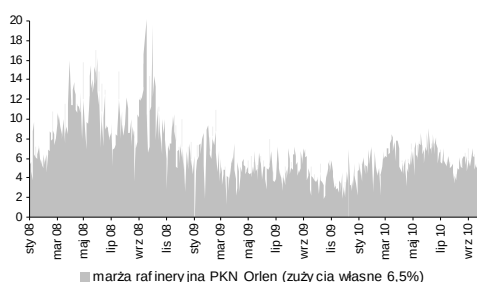
Źródło: Bloomberg, IEA, Ministerstwo Finansów Rosji, szacunki DI BRE

Obecnie po bardzo słabym wrześniu obserwujemy odbudowę dyskonta na ropie rosyjskiej, ale trudno ocenić jak długo satysfakcjonujące dla Spółki poziomy zbliżone do 1,5 USD/Bbl się utrzymają. Możliwe, że ta poprawa to efekt z jednej strony chwilowego wstrzymania produkcji we Francji w związku ze strajkami przy jednoczesnym zwiększeniu dostaw z Rosji (po sygnalizowanym spadku eksportu we wrześniu), a z drugiej spadającego popytu w związku z widocznym ograniczaniem przerobu ropy przy wysokich zapasach i sezonowym osłabieniu konsumpcji. Spekulacyjne wzrosty cen surowca napędzane osłabieniem dolara wpływają co prawda na pogorszenie relacji cracków na HSFO i dieslu, ale na razie nie są to jeszcze krytyczne poziomy. Bazując na ostatnich danych o poziomie wydobycia w krajach OPEC trudno również oczekiwać, aby ta grupa producentów zdecydowała się na zwiększenie kwot produkcyjnych. Byłoby to możliwe w scenariuszu dalszego dynamicznego wzrostu cen ropy, którego nie zakładamy. W tym kontekście zakładamy, że dyferencjał Ural/Brent w kolejnych kwartałach będzie się utrzymywał poniżej długoterminowych średnich. Skłania nas to do przyjęcia bardziej konserwatywnych założeń zarówno w krótkim terminie, jak i w perspektywie długoterminowej (z 2,2 USD/Bbl na 2,0 USD/Bbl).

Rynek rafineryjny - nowe moce spowolnią poprawę marż

Po bardzo dobrym 2Q marże rafineryjne uległy istotnemu pogorszeniu, co wynikało zarówno ze znacznego wzrostu podaży paliw (powrót wysokich wskaźników wykorzystania mocy przerobowych), jak i słabszego niż oczekiwano popytu szczególnie w krajach rozwiniętych. Dodatkowym czynnikiem negatywnie wpływającym na rentowność sektora są rosnące notowania ropy napędzane przede wszystkim przez tradycyjny „antyinflacyjny hedging” przy deprecjacji dolara osłabianego przez zapowiedzi kolejnego pakietu stymulacyjnego FED. Niezwiązany z fundamentami samego rynku paliwowego wzrost cen surowca utrudnia przenoszenie tych tendencji na ceny produktów, a dodatkowo zwiększa koszty zużyć własnych na cele energetyczne. Nadal słaby rynek diesla nie jest w stanie w tych warunkach rekompensować rozszerzających się ujemnych cracków na HSFO, szczególnie teraz po zakończeniu sezonu transportowego i spadku marż na benzynie. Zużycie tego paliwa w Europie i USA rośnie co prawda w ujęciu r/r (dla 3Q dynamiki wyniosły odpowiednio +2,7% i 9,5%), ale nadal są to poziomy odbiegające od odczytów z roku 2008 (porównanie do 3Q'09 implikuje dynamiki -5,2% oraz -9,8%). W przypadku rynku diesla ma to istotne znaczenie, gdyż to właśnie kraje rozwinięte, a nie Chiny, decydują o globalnym popycie. Nieco inaczej wygląda sytuacja na frakcjach benzynowych marże na których były głównym motorem napędowym poprawy rentowności przerobu w 2Q. Oprócz efektu sezonowego, było to właśnie w dużej mierze związane z wysokim popytem na petrochemikalia w Azji. Ostatnie tygodnie przyniosły co prawda wzrost marż w Europie, ale ma to wyłącznie charakter krótkoterminowy wynikający ze strajków we Francji i nie zmienia naszej interpretacji obecnej sytuacji w sektorze.

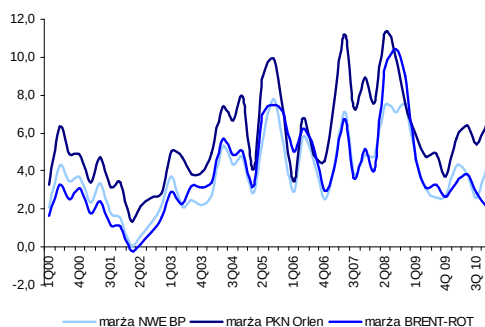
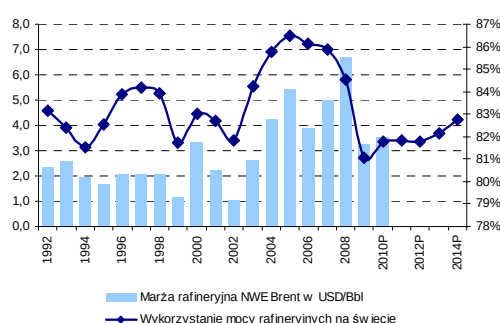
Marża rafineryjna PKN Orlen oraz cracki na poszczególnych produktach



Źródło: PKN Orlen, Bloomberg, szacunki DI BRE

Analizując globalny rynek rafineryjny warto zwrócić uwagę, że aktualny poziom marż (po ich wyraźnym odbiciu z kryzysowych poziomów z 2H'2009) choć odbiega od wskazań z lat 2006-08 (rekordowo dobrych dla sektora) to plasuje się blisko długoterminowych średnich. Podobnie sytuacja wygląda w przypadku wskaźnika poziomu wykorzystania mocy przerobowych, który w średniej perspektywie ma decydujący wpływ na rentowność sektora. W latach 2000-08 popyt na paliwa wzrósł na świecie o 11,1%, podczas gdy potencjał przerobowy tylko o 7,5%, co z roku na rok wspierało marże, ale jednocześnie zachęcało do nowych inwestycji. W efekcie według szacunków IEA w perspektywie 2015 roku powstaną dodatkowe instalacje o zdolnościach przerobowych na poziomie 7,5 mln baryłek/dzień. Dla zrównoważenia tego wzrostu podaży, popyt powinien w latach 2011-15 rosnać średniorocznie o około 1,7%, a tymczasem najnowsze prognozy dla roku 2011 Międzynarodowej Agencji Energii mówią o możliwym wzroście w przyszłym roku poniżej 1,5%.

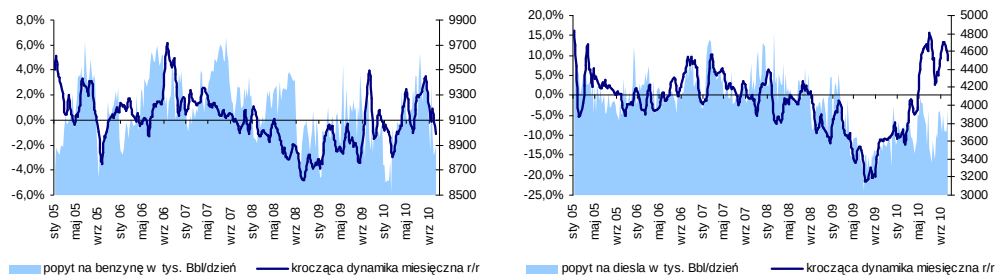
Marże rafineryjne na tle wskaźnika wykorzystania mocy przerobowych



Źródło: BP, Reuters, Bloomberg, szacunki DI BRE

Jeśli podtrzymane zostaną te zamierzenia inwestycyjne, szczególnie w Chinach które odpowiadają za 37% szacowanych przez IEA inwestycji, trudno liczyć na poprawę wykorzystania mocy produkcyjnych w sektorze. W pozytywnym scenariuszu wskaźnik ten pozostanie na obecnym niższym poziomie w najbliższych 2 latach, a kontynuacja globalnego ożywienia pozwoli na wzrostu utylizacji w latach 2013-15. Bazowe szacunki IEA zakładają jednak, że możliwy jest dalszy spadek wykorzystania potencjału przerobowego globalnych rafinerii z obecnych 81% do nawet 78%. Ryzykiem dla aż tak negatywnych szacunków jest jednak wiarygodność planów inwestycyjnych w deklaracjach składanych Agencji, zarówno jeśli chodzi o ich finansowanie jak i możliwą weryfikację ich opłacalności przy mało korzystnym otoczeniu makro (w relacji do momentu inicjowania projektów).

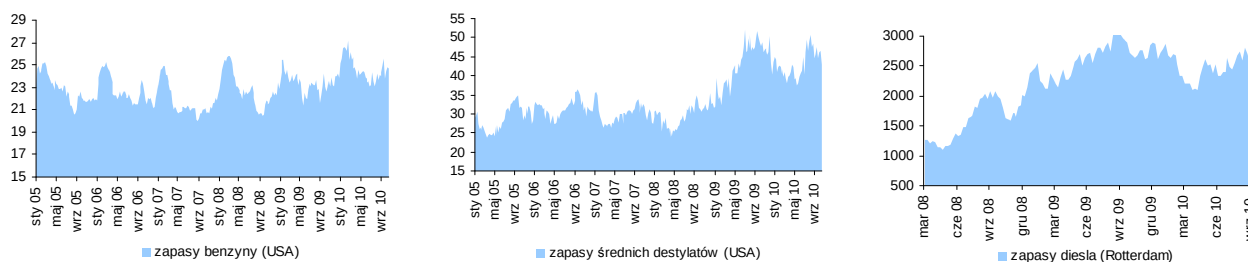
Popyt na benzynę i średnie destylaty w USA oraz kroczące dynamiki miesięczne r/r



Źródło: EIA, opracowanie DI BRE

Dostępne aktualne dane dotyczące zapasów paliw w krajach OECD również nie nastrojają optymizmem. Rezerwy średnich destylatów na rynku amerykańskim znajdują się na rekordowych poziomach zarówno pod względem nominalnym, jak i relatywnym w odniesieniu do aktualnej konsumpcji. Obecnie wskaźnik ten wynosi 43-45 dni podczas gdy 5-letnia średnia to 35 dni, tak więc powrót do równowagi wymagałby obniżenia stanów magazynowych aż o 32 mln baryłek. W przypadku benzyny po zakończeniu sezonu transportowego, sytuacja również ulega systematycznemu pogorszeniu i przy spadającym popycie zapasy dość szybko będą się odbudowywać po wznowieniu produkcji w rafineriach po okresowych przestojach remontowych. W październiku zapotrzebowanie na to paliwo obniżyło się o 2,5% w relacji do średnich poziomów z września, a w porównaniu r/r krocząca miesięczna średnia konsumpcji wskazuje już dynamiki ujemne (-1,4%).

Zapasy benzyny i średnich destylatów w USA w dniach konsumpcji (mln Bbl) oraz zapasy diesla w porcie w Rotterdamie (tys. ton)



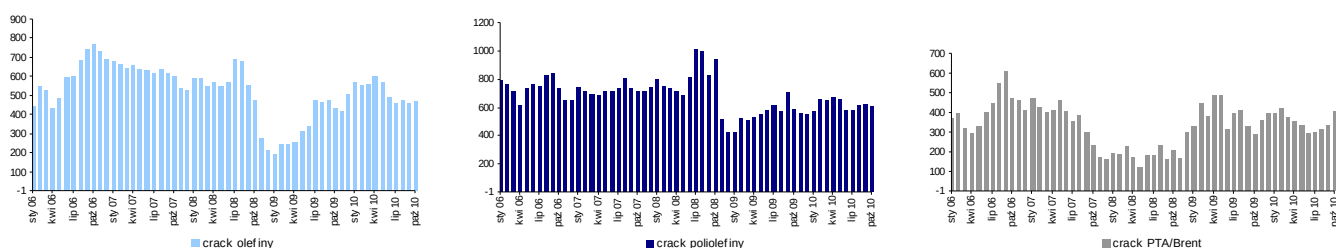
Źródło: EIA, opracowanie DI BRE

Petrochemia - uruchomienie PX/PTA, ale presja na marże

Segment petrochemiczny będzie w naszej opinii głównym źródłem poprawy skonsolidowanych wyników operacyjnych Orlenu (liczonych metodą LIFO) w latach 2011-12, co będzie miało przede wszystkim związek z uruchamianiem produkcji z oddawanej obecnie do użytku instalacji PX/PTA. Według aktualnego harmonogramu zakład kwasu tereftalowego ma zostać uruchomiony w listopadzie 2010. Instalacja osiągnie docelowy poziom produkcji na poziomie 600 tys. ton PTA rocznie w ciągu 2 lat (PTA powstaje przez utlenianie tlenem z powietrza paraksyleny pochodzącego z przetwarzania lekkich frakcji destylacji ropy i aromatów - przy procesie będą powstawały jeszcze produkty uboczne: benzen 80 tys. ton i ortoksylen 40 tys. ton). Obecnie Orlen ma już zakontraktowaną część sprzedaży w umowach typu „off take” z Mitsubishi Chemical (150 tys. ton rocznie) i SK Eurochem (docelowo 120 tys. ton). Teoretyczny spread na tym produkcie w relacji do kosztu ropy wynosi obecnie około 350-400 USD/t, czyli kształtuje się na poziomie średniej z bardzo korzystnych dla sektora lat 2005-07. Przy dzisiejszych cenach przychody z nowej

instalacji przy pełnym jej obciążeniu mogłyby sięgać w skali roku 2,0 mld PLN. Jej wpływ na generowane skonsolidowane wyniki i przepływy pieniężne również powinien być istotny, tym bardziej że sama amortyzacja może wynosić rocznie około 190-260 mln PLN (15-20 letni okres amortyzacji inwestycji za łączną kwotę 1 mld EUR). Dla poprawy rezultatów segmentu petrochemicznego będzie również fakt, że dzisiaj jest on zapewne obciążony już kosztami operacyjnymi związanymi z uruchamianiem instalacji (choćby zatrudnienie dodatkowych 220 osób). Nie można zapominać również o tym, że równolegle do kompleksu PX/PTA prowadzone są prace nad wyeliminowaniem wąskiego gardła w rafinerii w Płocku, co pozwoli na zwiększenie produkcji diesla i zapewni wsad do PX/PTA (zakładamy wzrost przerobu ropy w Płocku o 1 mln ton w 2011 roku - efekt również budowanej instalacji HON VII). Przy założeniu utrzymania się obecnych korzystnych spreadów na PTA szacujemy, że po uruchomieniu tej instalacji skonsolidowana EBITDA Orlenu może się zwiększyć o ponad 400 mln PLN rocznie. Nasze podejście w tym zakresie nie zmienia się istotnie w relacji do ostatniego raportu. Inaczej wyglądają natomiast nasze aktualne oczekiwania dotyczące rynku olefin i poliolefin. Analiza bieżących trendów w tym obszarze i perspektywa znacznego zwiększenia globalnych mocy produkcyjnych etylenu skłania bowiem do bardziej konserwatywnych założeń jeśli chodzi o poziom marż w perspektywie średnioterminowej.

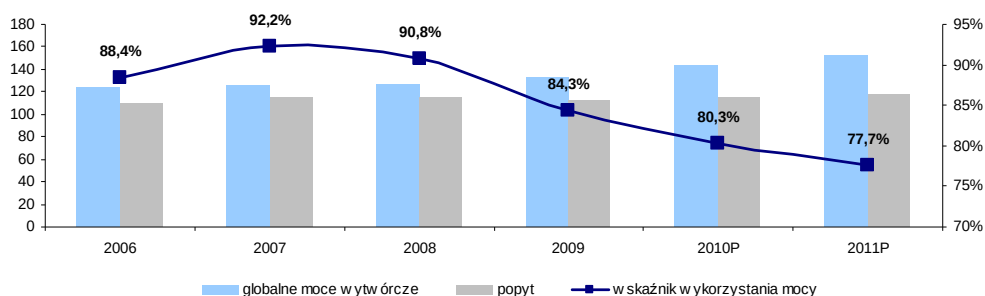
Marże petrochemiczne na olefinach, poliolefinach i PTA (USD/t)



Źródło: Bloomberg, szacunki DIBRE

W pierwszej połowie tego roku obserwowaliśmy systematyczną odbudowę marż petrochemicznych napędzanych głównie przez rekordowy popyt generowany przez Chiny (zapotrzebowanie na naftę rośnie w tym kraju o 27% r/r) i lekkie ożywienie po kryzysie w krajach OECD (efekt odbudowy zapasów miał tu kluczowe znaczenie). Crack na olefinach liczony względem kosztów nafty i VGO praktycznie powrócił do poziomów sprzed załamania światowej gospodarki, podobnie jak wolumeny sprzedaży (według szacunków branżowych firm doradczych światowa konsumpcja etylenu powinna być zbliżona do tej z roku 2008). Szybkie odbicie rentowności w sektorze nie pozwoliło jednak na „oczyszczenie się” strony podaźowej i zmniejszenie nadwyżki nad popytem. Mniej rentowne zakłady zamiast zostać zamknięte wróciły do produkcji, a wstępnie zawieszone projekty inwestycyjne zostały w dużej mierze wznowione i weszły w fazę realizacji. Oznacza to, że w kontekście zakładanego przez nas scenariusza wyhamowania dynamiki ożywienia gospodarczego, najbliższe lata przyniosą pogłębienie dysproporcji między potencjałem produkcyjnym a zapotrzebowaniem na petrochemikalia. Zacieśnianie polityki monetarnej w Chinach wpłynie zapewne na obniżenie dynamiki popytu również w tym kraju (szacunki IEA wskazują na wzrost konsumpcji nafty w 2011 roku już tylko o 7%), co w zestawieniu z realizacją projektów zwiększających globalne moce wytwórcze w etylenie o 26 mln ton w perspektywie 2013 roku (+20% w relacji do obecnego stanu) zwiastuje spadek wskaźnika użycia, a więc i marż. Według naszych kalkulacji opartych o dostępne publikacje branżowe, jeszcze w tym roku powstaną nowe instalacje w Azji i na Bliskim Wschodzie o łącznym potencjale 10,4 mln ton etylenu, a na rok 2011 planowane jest oddanie kolejnych fabryk o mocach rzędu 9,2 mln ton. Jeśli rzeczywiście te plany zostaną zrealizowane będzie to oznaczać, że nadwyżka podaży nad popytem może wzrosnąć do rekordowych 35 mln ton, co oznaczałoby spadek wykorzystania mocy z obecnych ponad 80% do 77%. Taki scenariusz stawia pod znakiem zapytania nie tylko dalszą poprawę marż petrochemicznych, ale i utrzymanie obecnych satysfakcjonujących poziomów. Z punktu widzenia Orlenu negatywny wpływ na rentowność segmentu będzie miał również umacniający się złoty.

Bilans globalnego rynku etylenu (mln ton)*

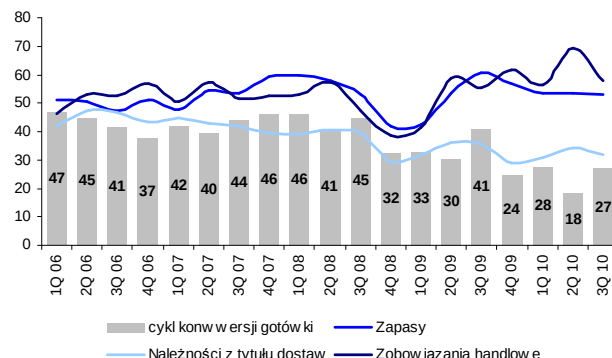
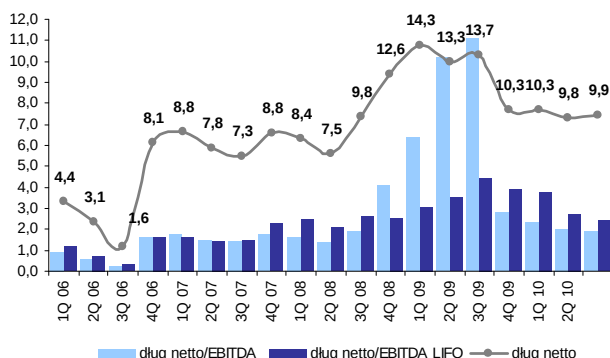


*poziom wykorzystania mocy liczony dla potencjału wytwórczego na koniec każdego roku
Źródło: OGJ, CMAI, szacunki DIBRE

Spadek długu netto - nowe inwestycje czy dywidenda?

W pierwszych trzech kwartałach tego roku Orlen wygenerował aż 3,3 mld PLN gotówki z działalności operacyjnej, co pozwoliło na obniżenie długu netto do poziomu 9,9 mld PLN. W dużej mierze taka sytuacja była możliwa dzięki przyjętej polityce w zakresie zarządzania kapitałem obrotowym. W 1Q zdecydowano się na transakcję sprzedaży zapasów obowiązkowych o wartości 0,8 mld PLN, a kolejna tego typu operacja została zaplanowana na 4Q. Sprzyjające otoczenie rynkowe pozwoliło ponadto wydłużyć terminy płatności za ropę na warunkach korzystniejszych niż finansowanie bankowe. Spółka rozpoczęła również bardziej aktywnie wykorzystywać usługę faktoringu. Wszystkie te operacje uwalniły od początku 2009 roku już ponad 2,2 mld PLN obniżając cykl konwersji gotówki do niskiego poziomu 27 dni (na koniec półrocza było to nawet 18 dnia, ale miało to związek z przesunięciem 600 mln PLN płatności inwestycyjnych) wobec średniej liczonej za ostatnie 5 lat wynoszącej 37 dni. W tym kontekście sukcesem będzie utrzymanie tych relacji, czego nie można jednak wykluczyć przy kontynuacji wdrażania nowej formuły utrzymywania zapasów obowiązkowych (umowa biletowa z zewnętrznym podmiotem). Zwracamy przy tym uwagę, że sprzedaż rezerw ropy poprawia bilans, ale jeśli chodzi o koszty finansowe to tylko przesuwa je do działalności operacyjnej (opłata za utrzymywanie zapasów).

Dług netto (mld PLN) w relacji do EBITDA oraz cykl obrotu składników kapitału obrotowego

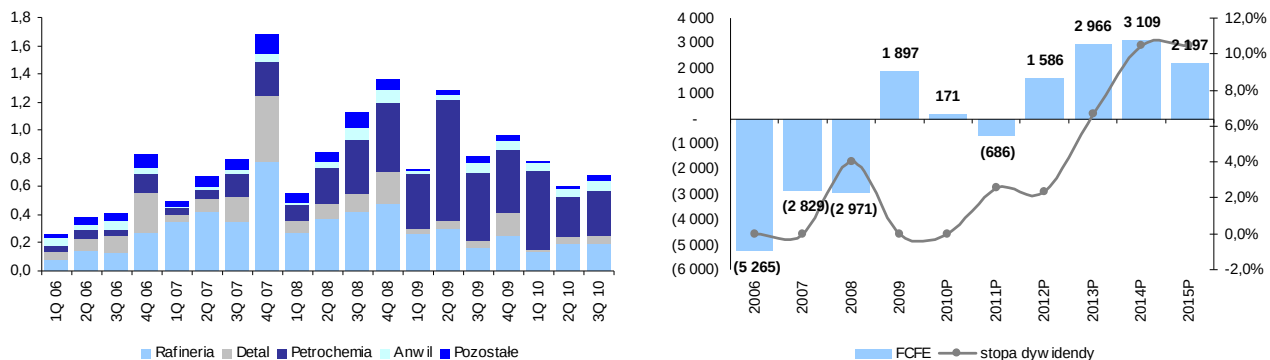


Źródło: PKN Orlen, szacunki DIBRE

Ważnym elementem kształtującym pozycję bilansową Orlenu w najbliższych kwartałach będzie również kończący się program inwestycyjny Spółki, przede wszystkim w segmencie petrochemicznym. Inwestycja w linię PX/PTA zostanie uruchomiona jeszcze w tym roku, podobnie jako HON VII w rafinerii w Płocku. Część płatności przesunie się jeszcze na rok przyszły, stąd prognoza capex na poziomie 3,2 mld PLN, ale w kolejnych latach będzie już widoczna tendencja spadkowa wydatków. W aktualnej strategii Orlenu na okres 2012-13 zaplanowano już tylko wydatki na średnim poziomie 1,3 mld PLN rocznie, czyli znacznie mniejszym niż my konserwatywnie zakładamy w naszym modelu. Jeśli rzeczywiście Zarząd obniży nakłady do tych poziomów i przeprowadzi kolejne transakcje sprzedaży zapasów obowiązkowych do poziomu wolnych przepływów pieniężnych dla akcjonariuszy będzie prezentował się korzystniej niż to wynika z naszych założeń zaprezentowanych na poniższym wykresie. Tymczasem jednak podtrzymujemy opinię, że Spółka zacznie generować znaczącą gotówkę netto (po uwzględnieniu capex i kosztów obsługi zadłużenia) w 2012 roku, a pierwsza istotna dywidenda (yield 6,7%) będzie wypłacona

najwcześniej w 2013 roku (przypominamy, że zgodnie ze strategią na dywidendę ma być przeznaczane minimum 50% FCFE).

Kwartałne wydatki inwestycyjne wg segmentów oraz prognozowany poziom FCFE i stopa dywidendy



Źródło: PKN Orlen, szacunki DIBRE

W kontekście ewentualnych płatności dywidendowych ważnym aspektem będzie również ewentualna aktualizacja strategii rozwoju koncernu na kolejne lata (zapowiedziana na przyszły rok), a przede wszystkim zamierzenia Zarządu związane z budową segmentu wydobywczego oraz inwestycjami w energetyce. Spółka już wysłała zaproszenia do udziału w przetargu na dostawę turbiny gazowej do planowanej elektrowni CCGT we Włocławku. Orlen chce wybudować blok o mocach 400-500 MWe i choć szuka obecnie partnerów do tego projektu, to zapewne będzie w jakimś stopniu partycypował w kosztach tej inwestycji, które łącznie można szacować na 1,4-1,7 mld PLN. Uruchomienie tej elektrowni jest wstępnie planowane na początek 2014 roku, tak więc istotne nakłady mogłyby pojawić się w latach 2012-13. Niewykluczone, że ponadto Spółka będzie musiała ponieść w tym okresie również odtworzeniowe wydatki inwestycyjne na przystosowanie obecnych aktywów energetycznych do nowych zaostrzonych wymogów emisyjnych (budowa nowego kotła w elektrociepłowni w Płocku, instalacji odsiarczania spalin czy instalacji odazotowania). Jeśli chodzi o zakup aktywów wydobywczych to dotychczasowe deklaracje Zarządu wskazują, iż Spółka w pierwszym etapie budowy tego segmentu chciałaby kupować produkcyjne projekty w stabilnych politycznie lokalizacjach (Morze Bałtyckie, Afryka Północna, Ameryka Północna). W działalność poszukiwawczą zamierza zaangażować się po zdobyciu odpowiedniego doświadczenia. Taka strategia jest oczywiście bezpieczniejsza i jak najbardziej uzasadniona, ale oznacza że w krótkiej perspektywie akwizycje w tym obszarze będą raczej neutralne dla wyceny Orlenu. Jednocześnie obniżą one zdolność do wypłaty większej dywidendy i choć pierwotnie w strategii ogłoszonej w 2008 roku wydatki na ten cel do 2013 roku miały sięgnąć łącznie tylko 700 mln PLN to nie można wykluczyć, że po sprzedaży Polkomtela (3,4 mld PLN) i uwolnieniu dodatkowych środków z zapasów obowiązkowych Spółka zdecyduje się na bardziej agresywne podejście w tym zakresie.



Założenia makroekonomiczne

Założenia makroekonomiczne przyjęte do modelu DCF

USD/Bbl	2006	2007	2008	2009	2010P	2011P	2012P	2013P	2014P	2015P	2016P	2017P	2018P	2019P
ropa Brent	65,4	72,8	98,0	62,0	77,2	80,0	90,0	90,0	90,0	90,0	90,0	90,0	90,0	90,0
ropa Ural	61,2	69,5	95,1	61,2	75,9	78,7	88,5	88,0	88,0	88,0	88,0	88,0	88,0	88,0
dyferencjał Ural-Brent	4,2	3,3	2,9	0,8	1,3	1,3	1,5	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0
marża produktowa PKN	4,5	6,4	4,9	2,8	3,4	4,0	4,1	4,3	4,4	4,5	4,7	4,8	4,8	4,8
marża produktowa Możejki	2,1	3,6	2,7	2,2	2,0	2,1	2,3	2,4	2,6	2,7	2,9	3,1	3,1	3,1
marża produktowa Unipetrol	5,9	7,3	9,7	4,4	5,1	5,2	5,3	5,4	5,5	5,7	5,8	5,9	5,9	5,9
Przerób ropy w mln ton														
Orlen	13,7	14,2	14,2	14,5	14,5	15,7	15,7	15,7	15,7	15,7	15,7	15,7	15,7	15,7
Unipetrol	4,3	4,1	4,5	4,1	4,7	4,7	4,7	4,7	4,7	4,7	4,7	4,7	4,7	4,7
Możejki		4,7	9,2	8,4	8,4	7,7	8,4	8,4	8,4	8,4	8,4	8,4	8,4	8,4
Produkcja petrochemiczna w tys. ton	3051	3059	2956	2927	3506	3906	4106	4106	4106	4106	4106	4106	4106	4106
Produkcja chemiczna w tys. ton	1804	1826	1759	1892	1561	1867	1947	1947	1947	1947	1947	1947	1947	1947
Chemia i petrochemia														
Marża chemiczna w EUR/t	535	568	619	545	539	550	578	578	585	585	585	585	585	585
Marża petrochemiczna w USD/t	559	625	553	389	538	540	524	524	507	507	507	507	507	507
Marża HDPE+LDPE USD/t	683	662	653	477	593	593	569	569	548	548	548	548	548	548
Marża PP USD/t	625	901	738	423	471	469	438	438	419	419	419	419	419	419
Marża PTA w USD/t		349	192	379	342	340	313	313	298	298	298	298	298	298
Pozostałe założenia makroekonomiczne														
kurs USD/PLN	3,11	2,77	2,42	3,12	3,07	3,10	2,90	2,80	2,70	2,70	2,70	2,70	2,70	2,70
kurs EUR/PLN	3,90	3,78	3,48	4,33	4,00	4,00	3,80	3,70	3,50	3,50	3,50	3,50	3,50	3,50

Źródło: Bloomberg, PKN, 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 40,7 PLN.

Wycena DCF

Założenia modelu

1. Przepływy pieniężne dyskontujemy na koniec października 2010 roku. Przy ustalaniu wartości firmy uwzględniamy dług netto na koniec grudnia 2009 roku, ale powiększamy go o kwotę 600 mln PLN stanowiącą rezerwę na odkupienie praw do emisji CO₂ sprzedanych w 4Q'2009.
2. W modelu uwzględniamy przedstawione w poprzednim rozdziale założenia makroekonomiczne oraz kontynuację polityki sprzedaży zapasów obowiązkowych (koszty umowy biletowej pojawiają się na poziomie operacyjnym).
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. W roku 2019 amortyzacja jest wyższa niż CAPEX, co nie jest do utrzymania w dłuższym terminie, dlatego przy obliczaniu wartości rezydualnej, korygujemy wielkość amortyzacji do 2,0 mld PLN.
5. Przy obliczaniu FCF_{TV} do wartości rezydualnej przyjmujemy poziom sprzedaży oraz marżę EBITDA z roku 2019.
6. Po roku 2019 zakładamy wzrost FCF na poziomie 1%. Ponadto przyjmujemy stopę wolną od ryzyka na poziomie 5,7%, współczynnik beta na poziomie 1,0.

Model DCF wyceny akcji PKN Orlen

(mln PLN)	2010P	2011P	2012P	2013P	2014P	2015P	2016P	2017P	2018P	2019P	2019+
Przychody ze sprzedaży	82 211	88 844	94 944	92 610	90 086	90 863	91 658	92 482	93 221	93 979	94 742
zmiana	21,0%	8,1%	6,9%	-2,5%	-2,7%	0,9%	0,9%	0,9%	0,8%	0,8%	0,8%
EBITDA	5 216,2	4 956,1	5 523,5	5 172,2	5 050,5	5 103,0	5 175,9	5 263,9	5 223,0	5 225,9	5 268,3
marża EBITDA	6,3%	5,6%	5,8%	5,6%	5,6%	5,6%	5,6%	5,7%	5,6%	5,6%	5,6%
Amortyzacja	2 485,9	2 825,0	2 873,1	2 904,5	2 684,4	2 579,5	2 503,8	2 430,2	2 431,4	2 454,4	2 032,4
EBIT	2 730,4	2 131,2	2 650,5	2 267,7	2 366,1	2 523,6	2 672,1	2 833,7	2 791,6	2 771,5	3 236,0
marża EBIT	3,3%	2,4%	2,8%	2,4%	2,6%	2,8%	2,9%	3,1%	3,0%	2,9%	3,4%
Opodatkowanie EBIT	518,8	404,9	503,6	430,9	449,6	479,5	507,7	538,4	530,4	526,6	614,8
NOPLAT	2 211,6	1 726,2	2 146,9	1 836,8	1 916,6	2 044,1	2 164,4	2 295,3	2 261,2	2 244,9	2 621,1
CAPEX	-3 377	-3 184	-2 627	-2 382	-2 032	-2 032	-2 032	-2 032	-2 032	-2 032	-2 032
Kapitał obrotowy	-665	-1 536	-328	1 033	876	-89	-92	-95	-85	-87	-95
Inwestycje kapitałowe	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
FCF	656	-169	2 065	3 392	3 444	2 502	2 544	2 598	2 575	2 580	2 526
WACC	9,0%	9,0%	9,3%	9,5%	9,7%	9,7%	9,7%	9,7%	9,7%	9,7%	9,7%
współczynnik dyskonta	98,6%	90,4%	82,8%	75,6%	68,8%	62,7%	57,2%	52,1%	47,5%	43,2%	43,2%
PV FCF	646	-153	1 709	2 563	2 371	1 569	1 454	1 353	1 222	1 116	
WACC	9,0%	9,0%	9,3%	9,5%	9,7%	9,7%	9,7%	9,7%	9,7%	9,7%	9,7%
Koszt długu	6,70%	6,70%	6,70%	6,70%	6,70%	6,70%	6,70%	6,70%	6,70%	6,70%	6,70%
Stopa wolna od ryzyka	5,70%	5,70%	5,70%	5,70%	5,70%	5,70%	5,70%	5,70%	5,70%	5,70%	5,70%
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	32,1%	32,1%	27,4%	21,9%	18,1%	18,1%	18,1%	18,1%	18,1%	18,1%	18,1%
Koszt kapitału własnego	10,7%	10,7%	10,7%	10,7%	10,7%	10,7%	10,7%	10,7%	10,7%	10,7%	10,7%
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%	Analiza wrażliwości									
Wartość rezydualna (TV)	28 887	Wzrost FCF w nieskończoności									
Zdyskontowana wartość rezydualna (PV TV)	12 492	0,0%	1,0%	2,0%	3,0%	4,0%					
Zdyskontowana wartość FCF w okresie prognozy	13 851	WACC +1,0pp	34,8	37,4	40,7	44,8	50,1				
Dług netto	10 863	WACC +0,5pp	36,1	39,0	42,6	47,3	53,4				
Udziałowcy mniejszościowi	2 669	WACC	37,4	40,7	44,8	50,1	57,3				
Dodatkowe rezerwy na pozew Agrofertu	-164	WACC -0,5pp	39,0	42,6	47,3	53,4	61,9				
Wartość firmy	12 646	WACC -01,0pp	40,7	44,8	50,1	57,3	67,4				
Liczba akcji (mln)	427,7										
Wartość firmy na akcję (PLN)	29,6										
Wartość udziałów w Polkomtelu na jedną akcję	8,0										
Ostateczna wartość firmy na akcję (PLN)	37,6										
9-cio miesięczny koszt kapitału własnego	8,4%										
Cena docelowa	40,7										
EV/EBITDA(*10) dla ceny docelowej	5,9										
P/E(*10) dla ceny docelowej	8,2										
Udział TV w EV	40%										

Wycena porównawcza

	Cena	P/E				EV/EBITDA			
		2009	2010P	2011P	2012P	2009	2010P	2011P	2012P
MOL	20750	25,4	14,5	9,9	8,3	10,0	7,0	6,0	5,4
OMV	26,8	11,1	7,0	5,9	5,6	5,0	3,5	3,2	3,0
Lotos*	30,3	4,5	10,0	6,8	5,1	10,5	10,6	6,8	5,9
Tupras	38,5	12,5	11,5	10,3	9,8	8,8	7,6	7,0	6,3
Hellenic	5,4	8,0	9,2	7,5	5,4	7,3	6,6	6,1	4,7
Unipetrol (CZK)	197,5	-55,2	22,8	15,4	14,3	11,6	6,6	5,7	5,5
SNP Petrom	0,3	12,8	7,2	6,4	6,1	6,8	4,0	3,4	3,2
ERG	10,0	-22,6	31,3	13,6	10,5	25,8	7,4	4,9	4,4
Neste	11,8	22,0	27,2	10,6	7,9	10,7	11,2	6,8	5,7
Motor Oil	7,7	7,9	9,1	7,0	6,3	7,1	6,5	5,3	5,1
INA	1706,7	31,2	18,2	7,9	7,7	9,3	6,4	4,8	4,5
Maksimum		31,2	31,3	15,4	14,3	25,8	11,2	7,0	6,3
Minimum		-55,2	7,0	5,9	5,1	5,0	3,5	3,2	3,0
Mediana		11,1	11,5	7,9	7,7	9,3	6,6	5,7	5,1
PKN	40,2	13,1	8,1	9,0	7,9	7,2	5,0	5,3	4,8
(premia / dyskonto)		18,0%	-29,6%	13,8%	2,8%	-23,1%	-23,3%	-7,1%	-5,7%
Implikowana wycena									
Mediana		11,1	11,5	7,9	7,7	9,3	6,6	5,7	5,1
Waga wskaźnika			50,0%				50,0%		
Waga roku		0,0%	33,3%	33,3%	33,3%	0,0%	33,3%	33,3%	33,3%
Wartość firmy na akcję (PLN)		46,5							

EV/EBITDA w oparciu o dług netto na koniec 2009 (w PKN skorygowany o nietrwałą zmianę należności z 4Q i sprzedaż CO2 na kwotę 1,8 mld PLN)

Dług netto PKN skorygowany o wartość pakietu Polkomtela

*Kalkulacja wskaźników dla Lotosu na bazie długu netto odpowiednio z lat 2009-12, wycena kalkulowana wg skorygowanego długu netto z 2009

Rachunek wyników

(mln PLN)	2007	2008	2009	2010P	2011P	2012P	2013P
Przychody ze sprzedaży	63 793	79 533	67 928	82 211	88 844	94 944	92 610
<i>zmiana</i>	20,7%	24,7%	-14,6%	21,0%	8,1%	6,9%	-2,5%
EBIT	2 603,9	-1 603,0	1 097,0	2 730,4	2 131,2	2 650,5	2 267,7
Rafineria	1 672,0	-2 158,0	1 124,0	2 093,0	1 283,4	1 573,8	1 217,1
w tym efekt LIFO	1 167,0	-1 724,0	1 030,0	839,8	-43,8	292,3	-219,2
Detal	423,0	641,0	880,0	793,3	803,4	820,8	833,2
Petrochemia	1 068,0	277,0	-293,9	384,2	525,5	678,1	680,6
Chemia	246,0	285,0	97,9	75,9	141,1	206,2	171,5
Pozostałe	-155,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Koszty nieprzypisane	-650,1	-648,0	-711,0	-616,0	-622,2	-628,4	-634,7
EBIT LIFO (oczyszczony)	1 436,9	2 483,0	67,0	1 890,6	2 175,0	2 358,1	2 486,9
Wynik na działalności finansowej	139,8	-1 579,0	71,0	-198,9	98,5	-78,0	-49,4
Wynik zdarzeń nadzwyczajnych	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Pozostałe	267,4	267,0	273,0	262,0	262,0	262,0	262,0
Zysk brutto	3 011,1	-2 915,0	1 441,0	2 793,4	2 491,6	2 834,5	2 480,3
Podatek dochodowy	530,6	-388,4	140,7	580,8	473,4	538,6	471,3
Udziałowcy mniejszościowi	68,0	-21,4	-8,4	86,0	102,4	118,5	104,3
Zysk netto	2 412,4	-2 505,2	1 308,7	2 126,7	1 915,8	2 177,4	1 904,7
<i>zmiana</i>	21,5%	-203,8%	-152,2%	62,5%	-9,9%	13,7%	-12,5%
<i>marża</i>	3,8%	-3,1%	1,9%	2,6%	2,2%	2,3%	2,1%
Amortyzacja	2 431,4	2 491,4	2 568,0	2 485,9	2 825,0	2 873,1	2 904,5
EBITDA	5 035,3	888,4	3 665,0	5 216,2	4 956,1	5 523,5	5 172,2
<i>zmiana</i>	7,5%	-82,4%	312,5%	42,3%	-5,0%	11,4%	-6,4%
<i>marża EBITDA</i>	7,9%	1,1%	5,4%	6,3%	5,6%	5,8%	5,6%
Liczba akcji na koniec roku (mln)	427,7	427,7	427,7	427,7	427,7	427,7	427,7
EPS	5,6	-5,9	3,1	5,0	4,5	5,1	4,5
CEPS	11,3	0,0	9,1	10,8	11,1	11,8	11,2
ROAE	12,4%	-13,3%	7,1%	10,6%	8,9%	9,5%	8,0%
ROAA	5,3%	-5,4%	2,7%	4,2%	3,7%	4,1%	3,6%



Bilans

(mln PLN)	2007	2008	2009	2010P	2011P	2012P	2013P
AKTYWA	46 103,3	46 975,8	49 160,4	51 483,5	52 960,7	53 765,5	51 741,6
Majątek trwały	26 736,4	29 280,9	29 727,3	30 618,7	30 977,7	30 731,5	30 209,3
Rzeczowe aktywa trwałe	24 833,5	26 268,8	27 070,4	27 913,6	28 259,4	28 028,8	27 519,0
Wartości niematerialne i prawne	531,0	557,0	600,6	648,8	661,9	646,4	634,0
Udziały w innych podmiotach	700,3	1 561,1	1 401,6	1 401,6	1 401,6	1 401,6	1 401,6
Pozostałe aktywa trwałe	671,5	893,9	654,7	654,7	654,7	654,7	654,7
Majątek obrotowy	19 367,0	17 694,9	19 433,0	20 864,8	21 983,0	23 034,0	21 532,2
Zapasy	10 365,4	9 089,0	10 619,9	10 791,5	11 133,5	11 470,9	10 242,2
Należności krótkoterminowe	6 884,5	6 356,2	5 417,5	7 152,4	7 729,4	8 260,1	8 057,1
Pozostałe aktywa obrotowe	618,9	905,4	454,7	454,7	454,7	454,7	454,7
Środki pieniężne i ich ekwiwalent	1 498,2	1 344,2	2 941,0	2 466,3	2 665,3	2 848,3	2 778,3

(mln PLN)	2007	2008	2009	2010P	2011P	2012P	2013P
PASYWA	46 103,3	46 975,8	49 160,4	51 483,5	52 960,7	53 765,5	51 741,6
Kapitał własny	19 935,3	17 813,1	19 037,9	20 902,6	22 113,8	23 625,6	24 120,4
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	18 877,6	16 755,5	17 980,3	19 845,0	21 056,2	22 568,0	23 062,7
Kapitał mniejszości	2 638,0	2 718,6	2 669,3	2 755,3	2 857,8	2 976,3	3 080,6
Zobowiązania długoterminowe	11 091,4	4 634,2	13 242,2	12 477,8	13 164,2	11 963,7	10 008,1
Pożyczki i kredyty	8 602,7	2 610,7	11 610,5	10 846,1	11 532,6	10 332,0	8 376,5
Pozostałe	2 488,7	2 023,5	1 631,7	1 631,7	1 631,7	1 631,7	1 631,7
Zobowiązania krótkoterminowe	12 438,7	21 809,9	14 211,0	15 347,9	14 824,9	15 199,9	14 532,5
Pożyczki i kredyty	1 719,2	11 282,1	1 593,7	1 488,8	1 583,0	1 418,2	1 149,8
Zobowiązania handlowe	9 181,2	8 377,0	11 494,5	12 736,4	12 119,2	12 659,0	12 260,0
Pozostałe	1 538,2	2 150,8	1 122,7	1 122,7	1 122,7	1 122,7	1 122,7
Dług	10 321,9	13 892,8	13 204,2	12 334,9	13 115,5	11 750,2	9 526,2
Dług netto	8 823,7	12 548,5	10 263,2	9 868,5	10 450,2	8 901,9	6 747,9
(Dług netto / Kapitał własny)	44,3%	70,4%	53,9%	47,2%	47,3%	37,7%	28,0%
(Dług netto / EBITDA)	1,8	14,1	2,8	1,9	2,1	1,6	1,3
BVPS	46,6	41,6	44,5	48,9	51,7	55,2	56,4

Przepływy pieniężne

(mln PLN)	2007	2008	2009	2010P	2011P	2012P	2013P
Przepływy operacyjne	1 965,1	3 617,0	5 161,8	3 970,8	2 946,3	4 656,8	5 733,7
Zysk netto*	2 480,4	-2 526,6	1 300,3	2 212,7	2 018,2	2 295,9	2 009,0
Amortyzacja	2 431,4	2 491,4	2 568,0	2 485,9	2 825,0	2 873,1	2 904,5
Kapitał obrotowy	-2 830,4	1 358,2	1 815,0	-664,7	-1 536,4	-328,2	1 032,7
Pozostałe	-116,3	2294,0	-521,5	-63,1	-360,5	-184,0	-212,6
Przepływy inwestycyjne	-2 845,1	-4 385,0	-2 540,0	-3 377,3	-3 183,9	-2 626,9	-2 382,4
CAPEX	-3 693,7	-3 969,4	-2 671,0	-3 377,3	-3 183,9	-2 626,9	-2 382,4
Inwestycje kapitałowe	-539,5	-736,9	-1 019,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Pozostałe	1388,2	321,3	1150,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Przepływy finansowe	27,0	612,6	-1 021,6	-1 068,3	436,6	-1 846,9	-3 421,3
Emisja akcji	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Dług	667,9	1 902,1	-269,0	-869,4	780,7	-1 365,3	-2 224,0
Dywidenda (buy-back)	0,0	-692,9	0,0	0,0	-442,5	-403,6	-1 148,0
Pozostałe	-640,9	-596,7	-752,6	-198,9	98,5	-78,0	-49,4
Zmiana stanu środków pieniężnych	-853,1	-155,4	1 600,2	-474,7	199,0	183,0	-70,0
Środki pieniężne na koniec okresu	1 498,2	1 344,5	2 941,0	2 466,3	2 665,3	2 848,3	2 778,3
DPS (PLN)	0,00	1,62	0,00	0,00	1,03	0,94	2,68
FCF	-2 559,0	-2 071,3	1 649,3	593,6	-237,6	2 029,9	3 351,3
(CAPEX / Przychody ze sprzedaży)	5,8%	5,0%	3,9%	4,1%	3,6%	2,8%	2,6%

Wskaźniki rynkowe

	2007	2008	2009	2010P	2011P	2012P	2013P
P/E	7,1	-	13,1	8,1	9,0	7,9	9,0
P/CE	3,6	-	4,4	3,7	3,6	3,4	3,6
P/BV	0,9	1,0	0,9	0,8	0,8	0,7	0,7
P/S	0,3	0,2	0,3	0,2	0,2	0,2	0,2
FCF/EV	-8,9%	-6,4%	5,5%	2,0%	-0,8%	7,0%	12,4%
EV/EBITDA**	5,7	36,5	8,2	5,7	6,2	5,3	5,2
EV/EBIT	11,0	-	27,5	10,9	14,3	11,0	11,9
EV/S	0,4	0,4	0,4	0,4	0,3	0,3	0,3
DYield	0,0%	4,0%	0,0%	0,0%	2,6%	2,3%	6,7%
Cena (PLN)	40,2						
Liczba akcji na koniec roku (mln)	427,7	427,7	427,7	427,7	427,7	427,7	427,7
MC (mln PLN)	17 198	17 198	17 198	17 198	17 198	17 198	17 198
Kapitał udziałowców mniej. (mln PLN)	2 638	2 719	2 669	2 755	2 858	2 976	3 081
EV (mln PLN)	28 660	32 465	30 131	29 822	30 506	29 076	27 027

* z uwzględnieniem udziałowców mniejszościowych

** wskaźnik liczony bez uwzględniania Polkomtela i zapasów obowiązkowych



Michał Marczak tel. (+48 22) 697 47 38
Dyrektor Zarządzający
Dyrektor Departamentu Analiz
michal.marczak@dibre.com.pl
Strategia, Telekomunikacja, Surowce, Metale, Media

Departament Analiz:

Kamil Kliszczy tel. (+48 22) 697 47 06
kamil.kliszczy@dibre.com.pl
Paliwa, Chemia, Energetyka, Handel

Piotr Grzybowski tel. (+48 22) 697 47 17
piotr.grzybowski@dibre.com.pl
IT, Media

Maciej Stokłosa tel. (+48 22) 697 47 41
maciej.stoklosa@dibre.com.pl
Budownictwo, Deweloperzy

Jakub Szkopek tel. (+48 22) 697 47 40
jakub.szkopek@dibre.com.pl
Przemysł

Iza Rokicka tel. (+48 22) 697 47 37
iza.rokicka@dibre.com.pl
Banki

Departament Sprzedaży Instytucjonalnej:

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

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

Maklerzy:

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

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

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

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

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

Michał Stępkowski tel. (+48 22) 697 48 25
michal.stepkowski@dibre.com.pl

Zespół Obsługi Rynków Zagranicznych

Adam Prokop tel. (+48 22) 697 48 46
Kierownik Zespołu
adam.prokop@dibre.com.pl

Michał Roźmiej tel. (+48 22) 697 48 64
michal.rozmiej@dibre.com.pl

Jakub Słotkiewicz tel. (+48 22) 697 48 64
jakub.slotkiewicz@dibre.com.pl

Jacek Wrześniewski tel. (+48 22) 697 49 85
jacek.wrzesniewski@dibre.com.pl

„Prywatny Makler”

Jarosław Banasiak tel. (+48 22) 697 48 70
Kierownik Zespołu Prywatnego Maklera
jaroslaw.banasiak@dibre.com.pl

Jacek Szczepański tel. (+48 22) 697 48 26
Dyrektor Biura Aktywnej Sprzedaży
jacek.szczepanski@dibre.com.pl

Dom Inwestycyjny
BRE Banku S.A.
ul. Wspólna 47/49
00-950 Warszawa
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 księgowa

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 księgowa) - 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 stanowił 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 S.A. pełni funkcję animatora rynku dla emitenta.

PKN Orlen świadczy usługi na rzecz Domu Inwestycyjnego BRE Banku S.A.

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	Akumuluj	Akumuluj	Trzymaj
data wydania	2010-02-03	2010-03-08	2010-04-08
kurs z dnia rekomendacji	34,20	35,35	39,40
WIG w dniu rekomendacji	39904,02	40354,28	43562,01