

Poprawa sytuacji w segmencie downstream



Skonsolidowane wyniki finansowe PKN ORLEN za 3 kwartał 2014r.



Jacek Krawiec, Prezes Zarządu
Sławomir Jędrzejczyk, Wiceprezes Zarządu ds. Finansowych

22 października 2014r.

Najważniejsze wydarzenia 3kw.2014

Otoczenie makroekonomiczne

Wyniki finansowe

Wyniki segmentów

Płynność i inwestycje

Perspektywy rynkowe

Budowa wartości



- EBITDA LIFO: 2,1 mld PLN
- Bardzo dobry wynik segmentu downstream i detalu
- 652 tys. boe wydobycia w Kanadzie

Siła finansowa



- Wypłata dywidendy 616 mln PLN (1,44 PLN na akcję)
- Dźwignia finansowa: 25,9 %
- Zadłużenie: 5,9 mld PLN

Ludzie



- Index of Success 2013 - PKN ORLEN laureatem prestiżowej nagrody w kategorii fuzje i przejęcia
- „The Best of The Best” - najlepszy raport roczny 2013
- Top Marka 2014 - PKN ORLEN liderem w kategorii stacje paliw



ORLEN. Napędzamy przyszłość.

Najważniejsze wydarzenia 3kw.2014

Otoczenie makroekonomiczne

Wyniki finansowe

Wyniki segmentów

Płynność i inwestycje

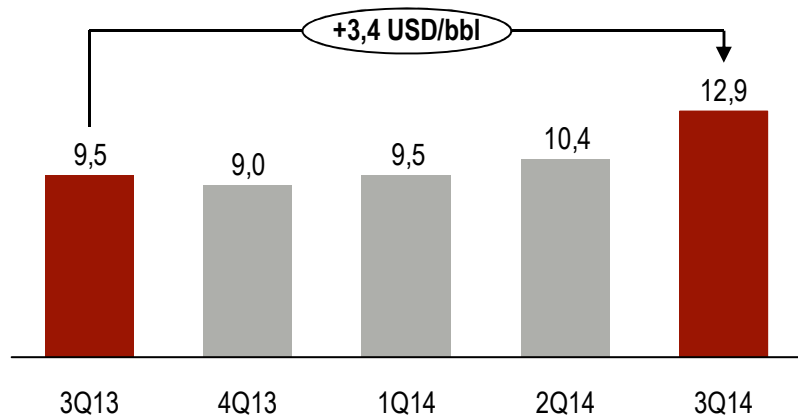
Perspektywy rynkowe

Otoczenie makroekonomiczne w 3kw.2014 (r/r)



Wzrost marży downstream

Modelowa marża downstream, USD/bbl



Struktura produktowa marży downstream

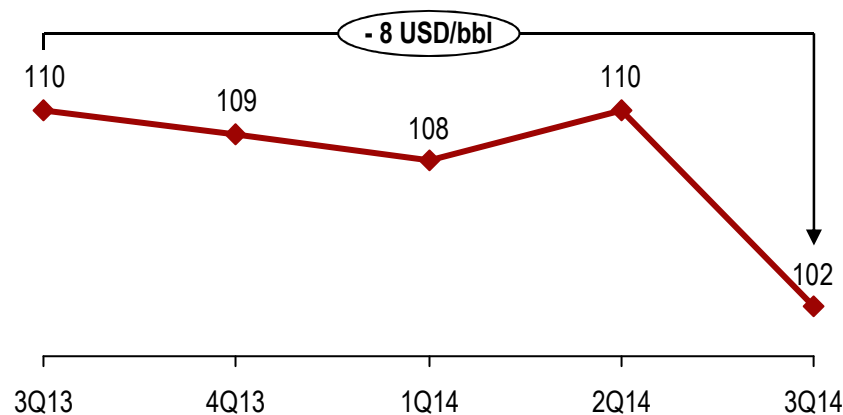
Marże (crack) z notowań

Produkty rafineryjne (USD/t)	3Q14	2Q14	3Q13	Δ (r/r)
ON	111	91	117	-5%
Benzyna	193	195	176	10%
Cieźki olej opałowy	-215	-254	-243	12%
SN 150	202	149	121	67%

Produkty petrochemiczne (EUR/t)	3Q14	2Q14	3Q13	Δ (r/r)
Etylen	604	562	577	5%
Propylen	557	545	456	22%
Benzen	479	405	334	43%
Paraksylen	369	295	473	-22%

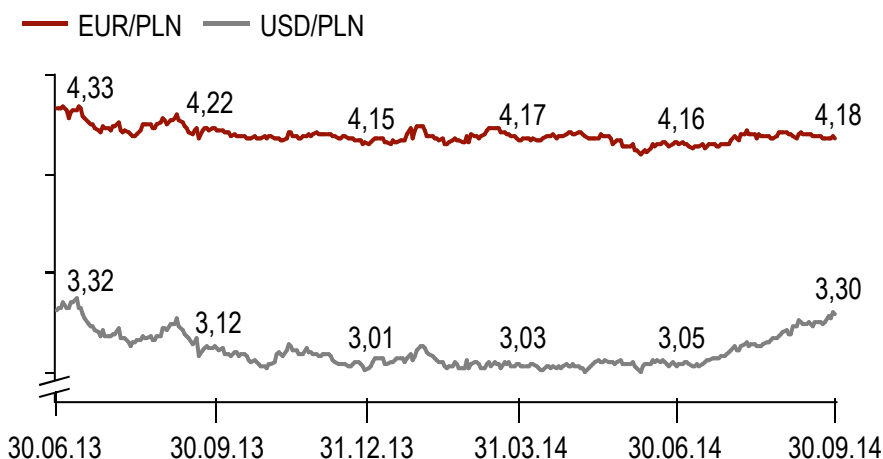
Spadek ceny ropy

Średnia cena ropy Brent, USD/bbl

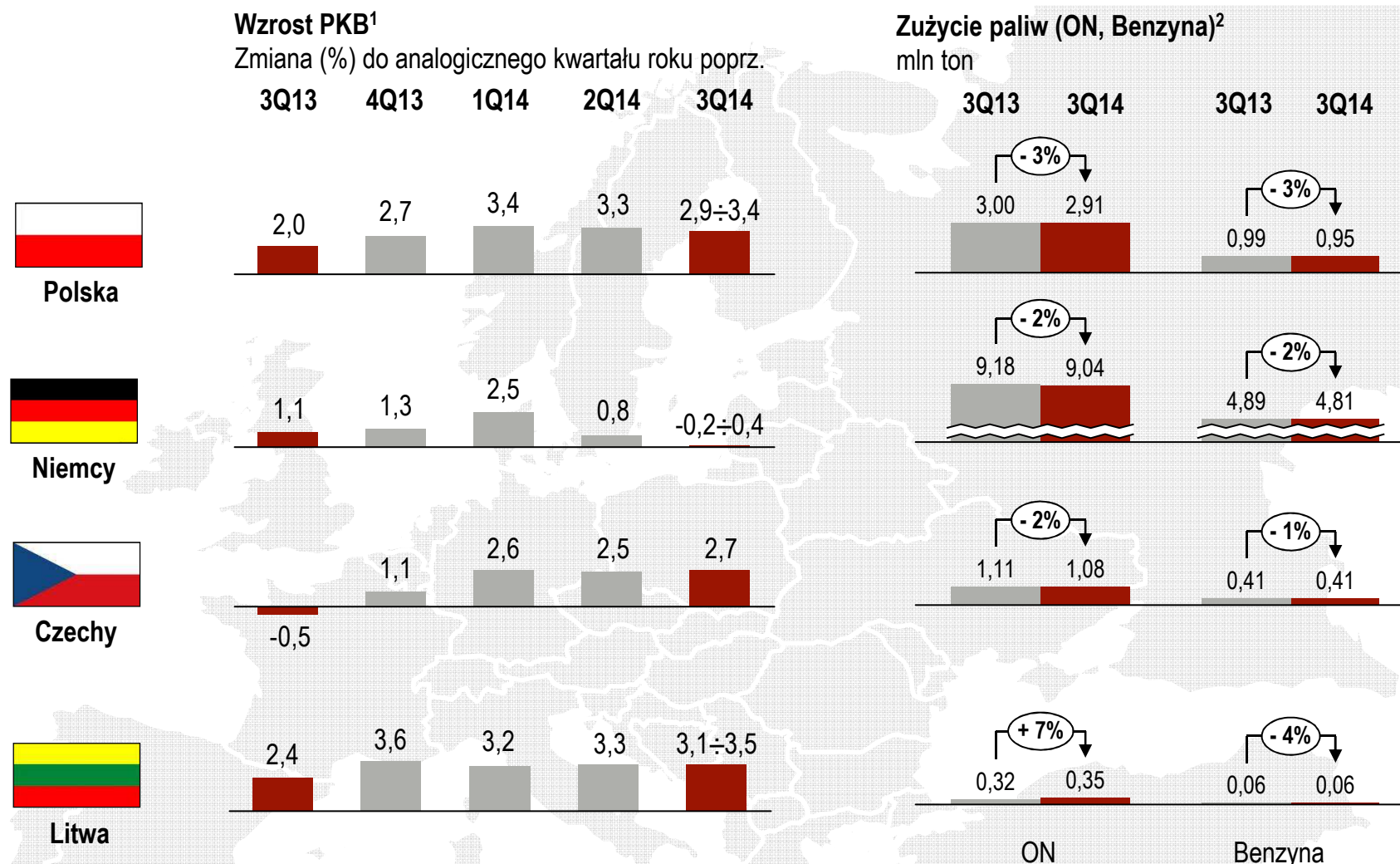


Umocnienie średniego PLN wzg. USD i EUR

Kurs walutowy USD/PLN i EUR/PLN



Widoczny wpływ szarej strefy w Polsce oraz spowolnienia gospodarczego w Niemczech



¹ Polska – GUS / dane nieodsezonowane, (Niemcy, Litwa) – Eurostat / dane nieodsezonowane, Czechy – OECD / dane odsezonowane, 3Q14 – szacunki

² 3Q14 – szacunki na bazie lipca i sierpnia 2014r.

Najważniejsze wydarzenia 3kw.2014

Otoczenie makroekonomiczne

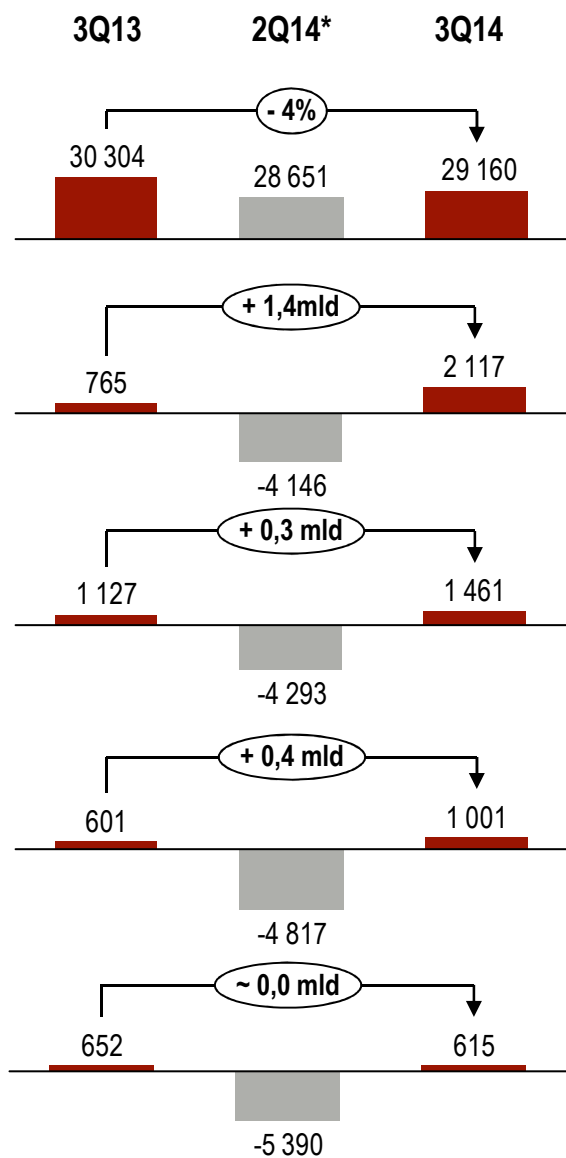
Wyniki finansowe

Wyniki segmentów

Płynność i inwestycje

Perspektywy rynkowe

Raportowane wyniki finansowe



mln PLN

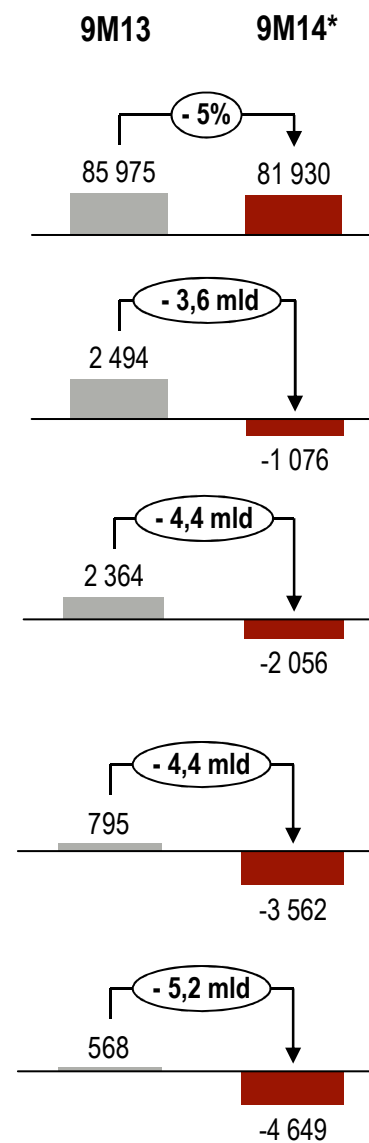
Przychody

EBITDA LIFO

EBITDA

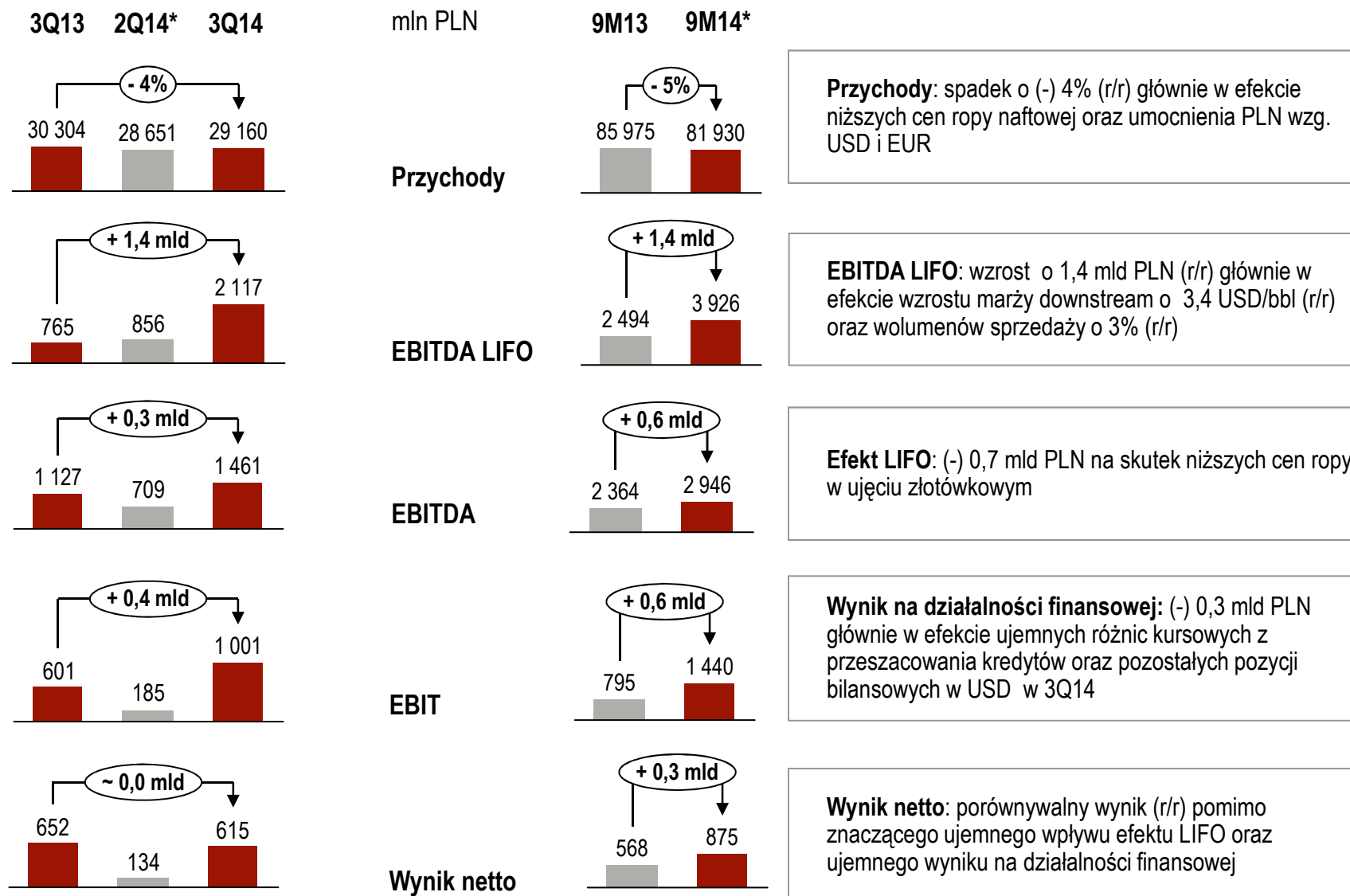
EBIT

Wynik netto



* W 2Q14 ujęto odpisy aktualizujące wartość aktywów w wysokości (-) 5 002 mln PLN w części operacyjnej oraz (-) 833 mln PLN w części finansowej z tytułu 'net investment hedge'

Wyniki finansowe*



* Dane bez odpisów aktualizujących wartość aktywów w 2Q14

Najważniejsze wydarzenia 3kw.2014

Otoczenie makroekonomiczne

Wyniki finansowe

Wyniki segmentów

Płynność i inwestycje

Perspektywy rynkowe

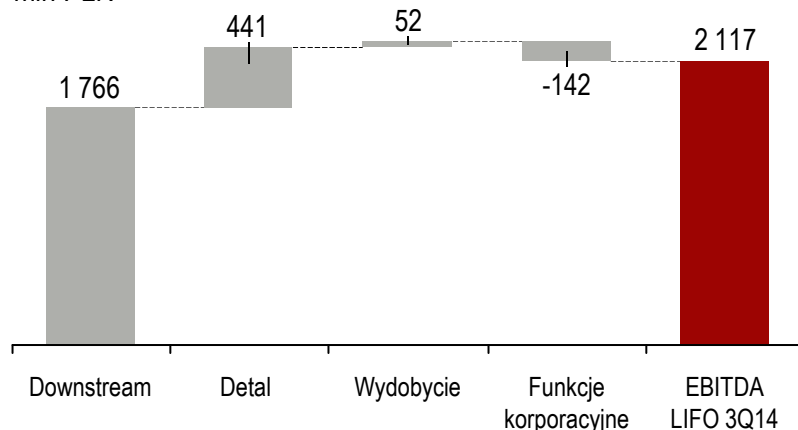
EBITDA LIFO

Wzrost wyniku downstream o 1,4 mld PLN (r/r)



Wyniki segmentów w 3kw.2014r.

mln PLN



Dodatni wpływ:

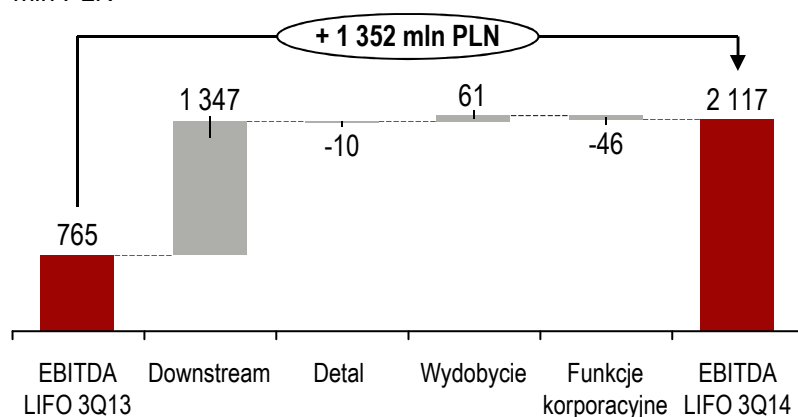
- Wzrostu marży downstream o 3,4 USD/bbl (r/r)
- Wzrostu sprzedaży łącznie o 3% (r/r) we wszystkich segmentach
- Dynamicznego rozwoju oferty pozapaliwowej; 51 nowych punktów Stop Cafe i Stop Cafe Bistro otwartych w 3Q14 w Polsce

ograniczony przez negatywny efekt:

- Niższego przerobu (r/r) w efekcie postojów remontowych instalacji HOG, Odzysku Wodoru i Olefin w PKN ORLEN S.A., instalacji PE/PP w BOP oraz PCW w Anwilu
- Spadku marż paliwowych w detalu (r/r)

Zmiana wyników segmentów (r/r)

mln PLN



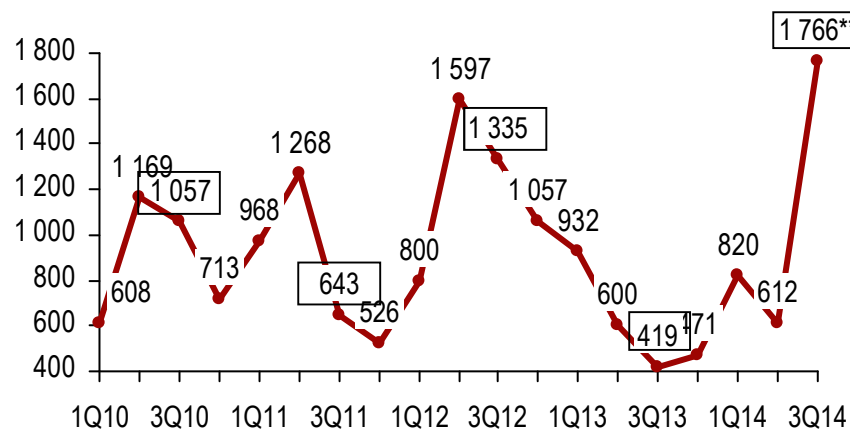
- **Downstream:** wzrost marży i wolumenów sprzedaży (r/r) ograniczony przez ujemny wpływ postojów remontowych. Wynik zawiera ok. 0,3 mld PLN dodatniego księgowego efektu przerobu tańszych rop zakupionych w poprzednich latach
- **Detal:** wzrost sprzedaży na wszystkich rynkach (r/r) oraz poprawa marż pozapaliwowych (r/r) przy spadku marż paliwowych (r/r)
- **Wydobycie:** wzrost skali działalności po nabyciu aktywów w Kanadzie
- **Funkcje korporacyjne:** wyższe koszty (r/r) związane z brakiem dodatknych efektów z 3Q13 obejmujących otrzymane odszkodowanie

Downstream – EBITDA LIFO

1,8 mld PLN w efekcie dobrego makro oraz wzrostu sprzedaży o 2% 

EBITDA LIFO kwartalnie (bez odpisów aktualizujących*)

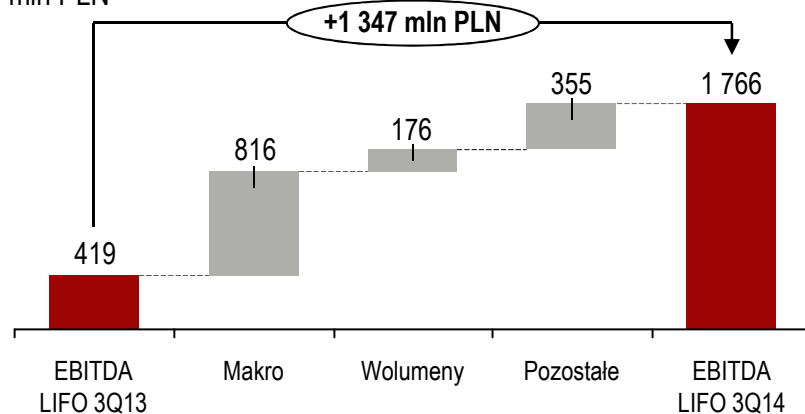
mln PLN



- Wzrost marży downstream o 3,4 USD/bbl (r/r) głównie w efekcie poprawy marż na benzynie, COO oraz propylenie i benzenie
- Wzrost sprzedaży petrochemicznej łącznie o 15% (r/r), w tym: wzrost w Czechach w efekcie poprawy sytuacji rynkowej oraz braku remontów w 3Q14 oraz w Polsce głównie dzięki wyższej sprzedaży nawozów i PTA w efekcie braku remontów w 3Q14
- Poprawa uzysku paliw w Czechach i na Litwie (r/r)
- Pozostałe obejmują głównie ok. 0,3 mld PLN dodatkowego księgowego efektu przerobu tańszych rop zakupionych w latach poprzednich, ewidencjonowanych wg wyceny LIFO po niższych cenach w następstwie sprzedaży 1,5 mt zapasów obowiązkowych w poprzednich kwartałach

EBITDA LIFO – wpływ czynników

mln PLN



- Niższa sprzedaż rafineryjna łącznie o (-) 1% w efekcie niższej sprzedaży do koncernów paliwowych na rynku polskim oraz niekorzystnej sytuacji rynkowej na rynkach krajów bałtyckich, ograniczona wzrostem sprzedaży w Czechach w efekcie wyższej dostępności instalacji i zwiększonych mocy produkcyjnych (nabycie 16,6% udziałów CR w 1Q14)
- Niższy przerób ropy i wykorzystanie mocy w Płocku (r/r) w efekcie postojów remontowych

Makro: kurs 16 mln PLN, marże 566 mln PLN, dyferencjał 234 mln PLN

* Odpisy: 4Q11 = (-) 1,7 mld PLN; 4Q12 = (-) 0,7mld PLN, 2Q14 = (-) 5,0 mld PLN

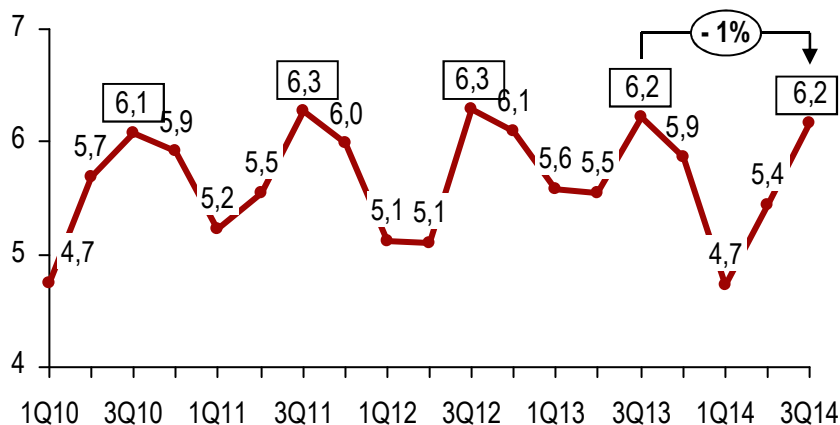
** EBITDA LIFO downstream w 3Q14 wyniosła 1766 mln PLN, w tym: rafineria 1181mln PLN, petrochemia 585 mln PLN

Downstream (Rafineria) – dane operacyjne

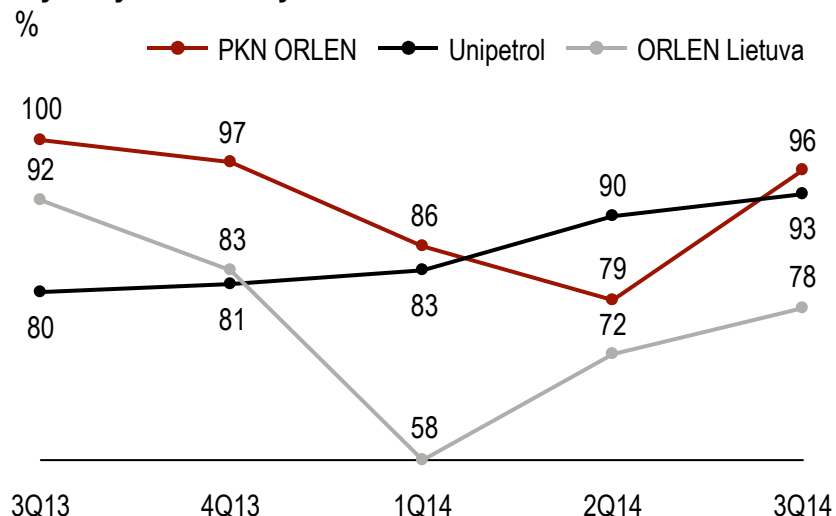
Ograniczenie przerobu głównie w efekcie postojów remontowych



Wolumeny sprzedaży
mt

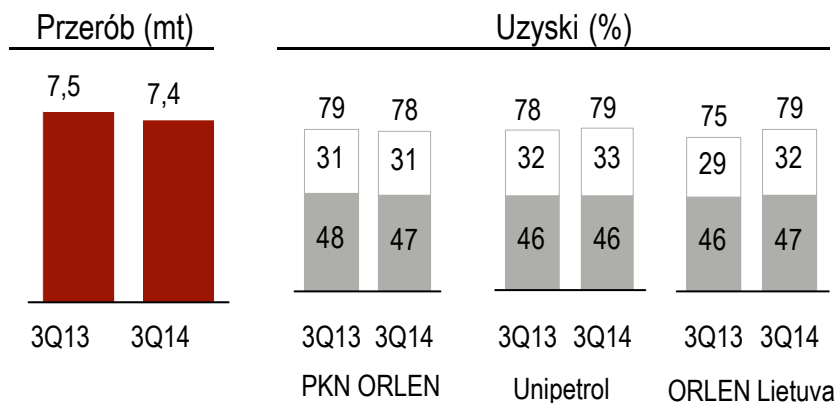


Wykorzystanie mocy



Przerób ropy i uzysk paliw

mt, % □ Uzysk lekkich destylatów ■ Uzysk średnich destylatów



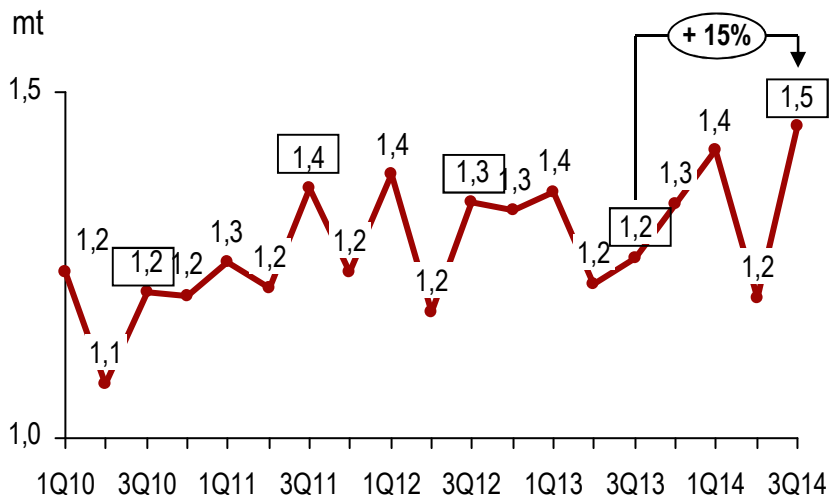
- Niższa sprzedaż łącznie o (-) 1% (r/r), w tym: w Polsce o (-) 4% (r/r) i ORLEN Lietuva o (-) 9% (r/r) częściowo ograniczona wzrostem wolumenów w Czechach o 44% (r/r)
- PKN ORLEN S.A.: obniżenie wykorzystania mocy o (-) 4pp (r/r) i uzysku paliw o (-) 1pp (r/r) w efekcie realizacji planowanych postojów instalacji HOG oraz Odzysku Wodoru
- Unipetrol: wzrost przerobu ropy o 470 tys. ton w efekcie zwiększenia udziałów w Ceska Rafinerska w 1Q14 oraz braku postoiu instalacji Wytwórni Olefin oraz FKK, które miały miejsce w 3Q13
- ORLEN Lietuva: niższe wykorzystanie mocy o (-) 14pp (r/r) w efekcie ograniczenia sprzedaży morskiej. Wzrost uzysku paliw o 4pp (r/r) głównie dzięki wykorzystaniu Vacuum Flasher

Downstream (Petrochemia) – dane operacyjne

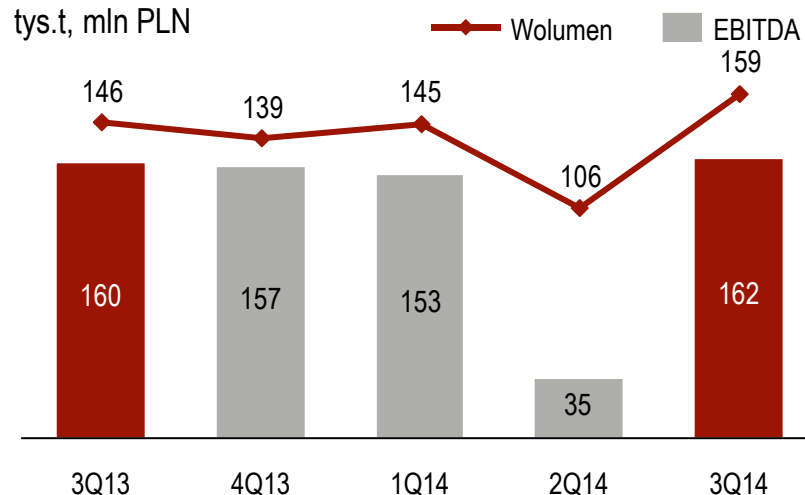
Wzrost sprzedaży o 15% (r/r); cykliczny postój remontowy Olefin



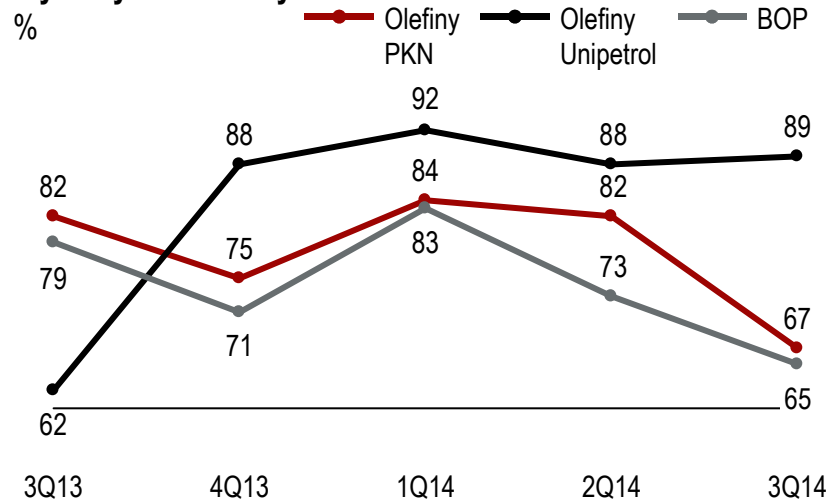
Wolumeny sprzedaży



Wolumeny sprzedaży PTA oraz EBITDA



Wykorzystanie mocy



- Wzrost sprzedaży łącznie o 15% (r/r), w tym: w Polsce o 6% (r/r) oraz w Czechach o 33% (r/r)
- Wzrost sprzedaży nawozów o 50% (r/r) w efekcie braku ujemnego wpływu postoju instalacji amoniaku w Anwilu oraz zatrzymania produkcji w Spolana na skutek powodzi, które miały miejsce w 3Q13
- Wzrost sprzedaży poliolefin o 28% (r/r) dzięki poprawie sytuacji rynkowej w Czechach oraz w efekcie braku ujemnego wpływu postojów instalacji w Litvinovie, który miał miejsce w 3Q13
- Wzrost sprzedaży PTA o 9% (r/r) w efekcie braku ujemnego wpływu postoju instalacji PX/PTA, które miało miejsce w 3Q13
- Niższe wykorzystanie mocy instalacji Olefin w Płocku o (-) 15pp (r/r) oraz niższa sprzedaż olefin o (-) 10% (r/r) w efekcie planowanego postoju instalacji Olefin (20 dni), który miał miejsce we wrześniu 2014r.

Downstream (Energetyka)

Realizacja projektów kogeneracji przemysłowej



Założenia strategiczne

- Koncentracja na przemysłowej kogeneracji – projekty o najwyższej rentowności / najmniejszym ryzyku m.in. dzięki gwarancji stałego odbioru pary, który umożliwia osiągnięcie bardzo wysokiej sprawności
- Dobre lokalizacje i synergie energetyki gazowej z pozostałymi segmentami
- Dostosowanie projektów do lokalnych uwarunkowań
- Gaz naturalny jako paliwo o strategicznym znaczeniu dla PKN ORLEN
- Budowanie wartości firmy poprzez zarządzanie segmentowe na poziomie całej Grupy Kapitałowej

Budowa CCGT we Włocławku (463 MWe)

- W 3Q14 zakończono główne prace montażowe kluczowych elementów elektrowni: turbiny gazowej, turbiny parowej, generatora i kotła
- Obecnie trwają prace montażowe układów pomocniczych oraz elektryki i automatyki
- Na budowie pracuje 20 podwykonawców (ponad 600 osób)
- Przyłącza energetyczne i gazowe (PSE Operator i Gaz system) realizowane zgodnie z harmonogramami
- Łączny CAPEX 1,4 mld PLN. Uruchomienie produkcji w 4Q15

Koncepcja budowy CCGT w Płocku (600 MWe)

- Uzyskane pozwolenie na budowę
- Trwa procedowanie pozwolenia na budowę dla mediów oraz przygotowanie linii blokowej (wysokiego napięcia) i przyłącza gazu
- Zaawansowany proces wyboru wykonawcy
- Analiza efektywności projektu. Spodziewana decyzja w 4Q14



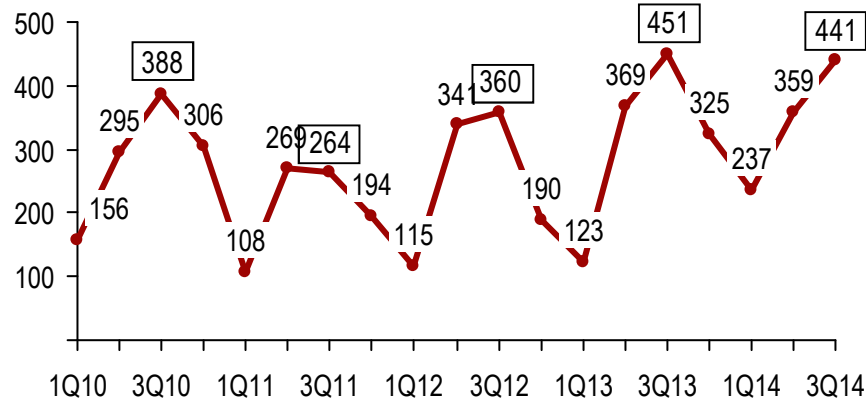
Detal – EBITDA LIFO

Utrzymany bardzo dobry wynik pomimo niższych marż paliwowych



EBITDA LIFO kwartalnie (bez odpisów aktualizujących*)

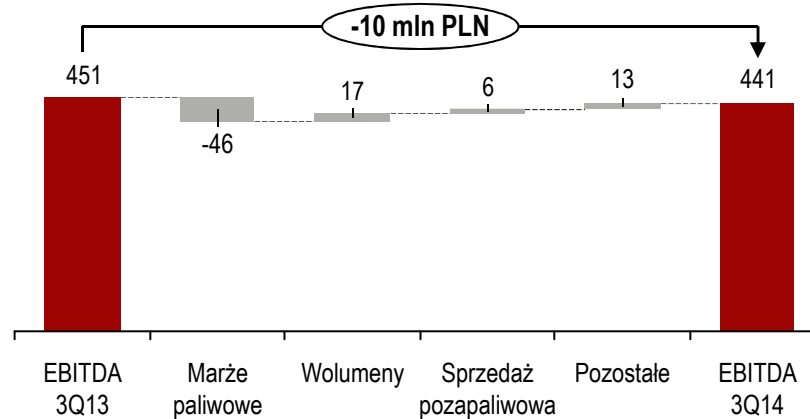
mln PLN



- Wzrost wolumenów sprzedaży łącznie o 2% (r/r) na wszystkich rynkach
- Wzrost udziałów na wszystkich rynkach (r/r)
- Poprawa marż pozapaliwowych (r/r)
- 1200 punktów Stop Cafe i Stop Cafe Bistro w Polsce; wzrost o 236 punktów (r/r)

EBITDA LIFO – wpływ czynników

mln PLN



- Spadek marż paliwowych w Niemczech i Czechach (r/r)
- Utrzymująca się 'szara strefa' w Polsce i Czechach

* Odpisy: 4Q11 = (-) 0,1mld PLN

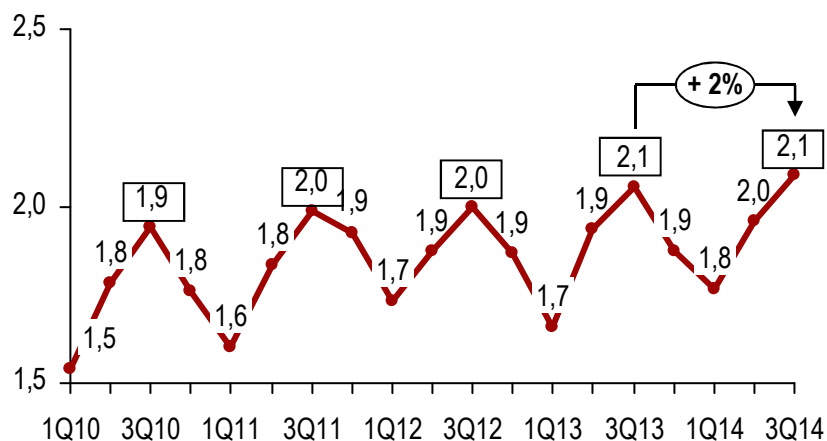
Detal – dane operacyjne

Wzrost sprzedaży o 2%; dalszy rozwój oferty pozapaliwowej



Wolumeny sprzedaży

mt



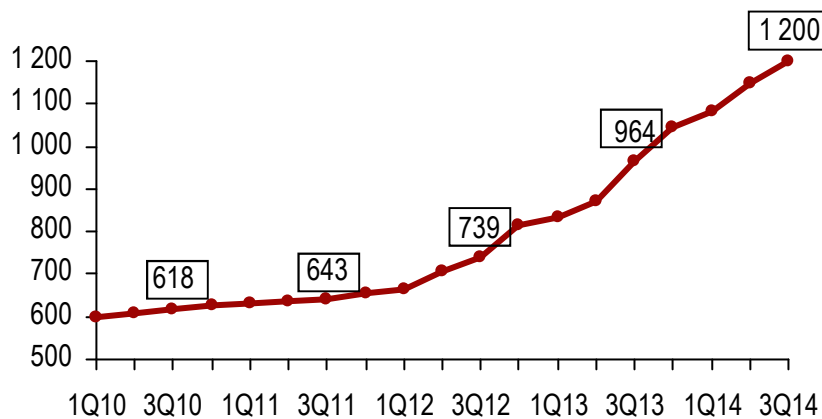
Liczba stacji i udziały w rynku (wolumenowe)

#, %

	# stacji	Δ r/r	% rynku	Δ r/r
PL	1 757	-9	36,6%	1,6 pp
DE	559	2	6,0%	0,1 pp
CZ	339	2	15,2%	0,7 pp
LT	26	0	3,6%	0,3 pp

Liczba Stop Cafe i Stop Cafe Bistro w Polsce

#



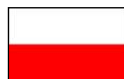
- Wzrost sprzedaży łącznie o 2% (r/r), w tym: w Polsce o 1% (r/r), Czechach o 6% (r/r), na Litwie o 7% (r/r) i Niemczech o 2% (r/r)
- Wzrost udziałów na wszystkich rynkach (r/r), głównie w Polsce o 1,6pp (r/r)
- 2681 stacji na koniec 3Q14 tj. spadek łącznej liczby stacji o (-) 5 (r/r), w tym: spadek w Polsce o (-) 9 stacji przy wzroście w Niemczech o 2 i Czechach o 2 stacje
- Dynamiczny rozwój oferty pozapaliwowej poprzez uruchomienie w 3Q14 kolejnych 51 nowych punktów Stop Cafe i Stop Cafe Bistro w Polsce

Wydobycie

Projekty poszukiwawcze w Polsce



Polska



Projekty poszukiwawcze gazu łupkowego

- Dotychczas wykonano 10 odwiertów: 7 pionowych, 3 poziome oraz przeprowadzono 3 szczelinowania odcinków poziomych
- Koncentracja na najbardziej perspektywicznych obszarach

Lublin Shale (10 odwiertów)

- W 3Q14 przeprowadzono szczelinowanie (Wodynie-Łuków) oraz rozpoczęto odwiert horyzontalny (Wierzbica). Dodatkowo prowadzono akwizycję i przetwarzanie danych sejsmicznych 2D (Wołomin)
- Do końca 2014r. planowane wykonanie 1 odwiertu pionowego (Wołomin)

Mid-Poland Unconventionals i Hrubieszów Shale

- W 3Q14 trwały prace nad aktualizacją modelu geologicznego oraz określeniem perspektyw obszarów koncesji

Projekty konwencjonalne

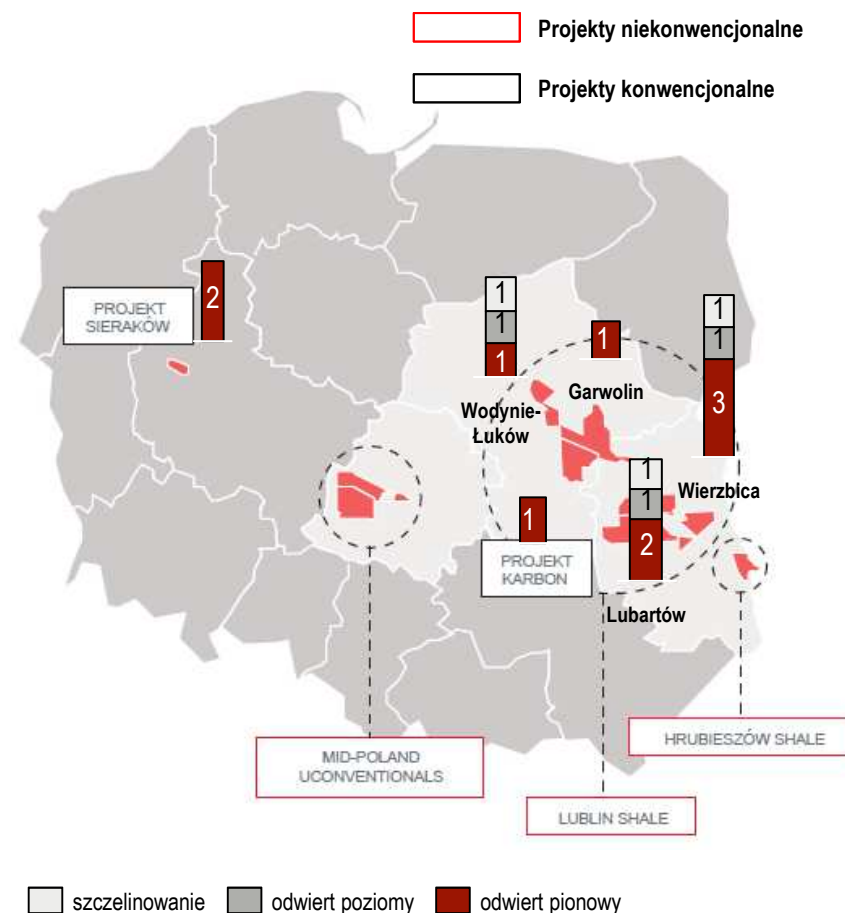
- Dotychczas wykonano 3 odwierty

Projekt Sieraków (2 odwierty)

- W 3Q14 kontynuowano analizy danych w celu weryfikacji perspektyw obszaru oraz aktualizacji programu prac

Projekt Karbon (1 odwiert)

- W 3Q14 zakończono pierwszy odwiert poszukiwawczy (Lublin)
- Trwa przetwarzanie i interpretacja nowych danych sejsmicznych 2D (Lublin)



▪ EBITDA 3Q14: (-) 7 mln PLN

▪ CAPEX 3Q14: 57 mln PLN

▪ EBITDA 9M14*: (-) 32 mln PLN

▪ CAPEX 9M14: 125 mln PLN

* Zawiera odpis aktualizujący wartość poniesionych dotychczas nakładów w łącznej kwocie (-) 8 mln PLN dokonany w 2Q14

Wydobycie

Projekty wydobywcze w Kanadzie



Kanada



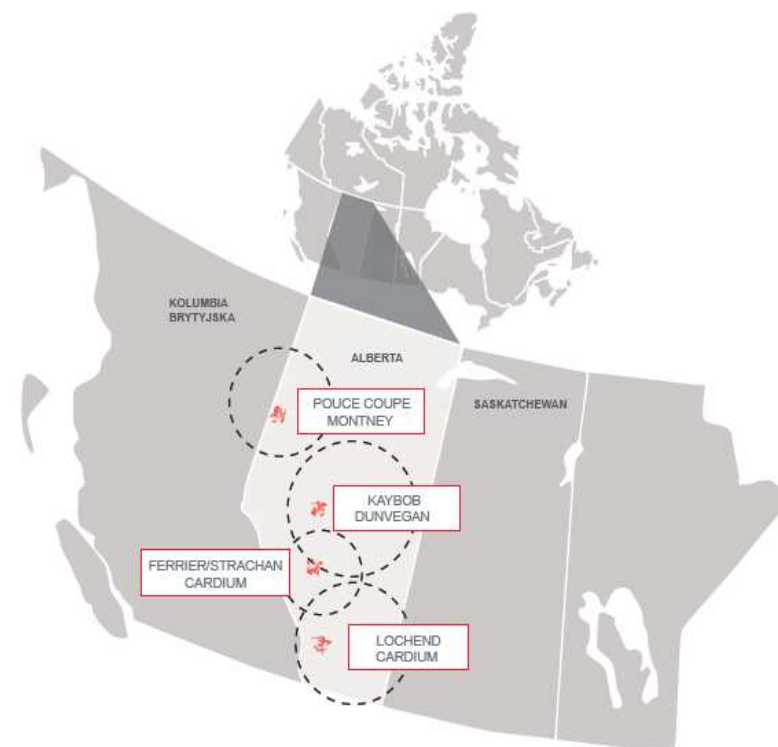
TriOil - spółka wydobywcza

Aktywa

- Po zamknięciu transakcji nabycia spółki Birchill Exploration i połączenia jej z TriOil w czerwcu 2014 r. portfel aktywów w kanadyjskiej prowincji Alberta obejmuje cztery obszary: Lochend, Kaybob, Pouce Coupe oraz Ferrier/Strachan
- Łączne zasoby: ok. 48 mln boe rezerw ropy i gazu (2P)

3Q14

- W 3Q14 rozpoczęto wiercenie 20 nowych otworów (11 netto*), przeprowadzono 10 zabiegów szczelinowania (6,6 netto*) oraz włączono 4 otwory do wydobywania (2,3 netto*)
- Średnie wydobycie wyniosło ok. 7,1 tys. boe/d (41% węglowodory ciekłe)
- Łącznie na koniec 3Q14 wydobywanie prowadzono ze 125,3 otworów netto*



- **EBITDA 3Q14:** 59 mln PLN
- **EBITDA 9M14:** 134 mln PLN
- **CAPEX 3Q14:** 121 mln PLN
- **CAPEX 9M14**:** 234 mln PLN

* Liczba odwiertów pomnożona przez procent udziału w poszczególnym aktywie

** Nie zawiera akwizycji Birchill Exploration LP w kwocie 708 mln PLN dokonanej w 2Q14

Najważniejsze wydarzenia 3kw.2014

Otoczenie makroekonomiczne

Wyniki finansowe

Wyniki segmentów

Płynność i inwestycje

Perspektywy rynkowe

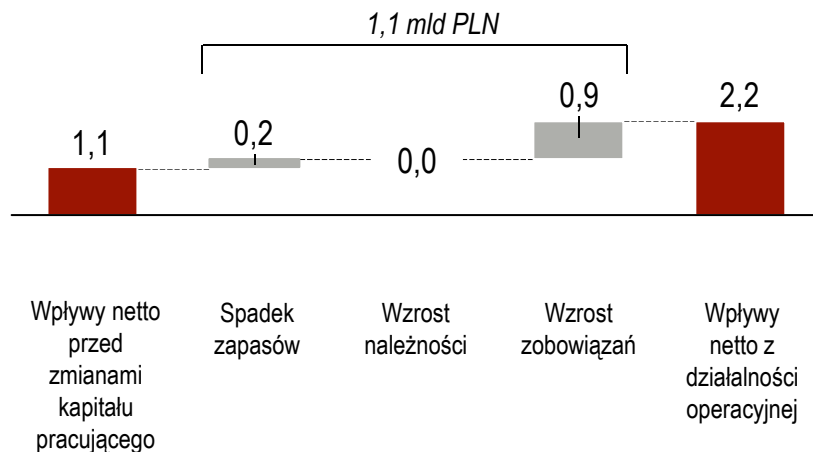
Przepływy pieniężne w 3kw.2014r.

Zmniejszenie kapitału pracującego o 1,1 mld PLN



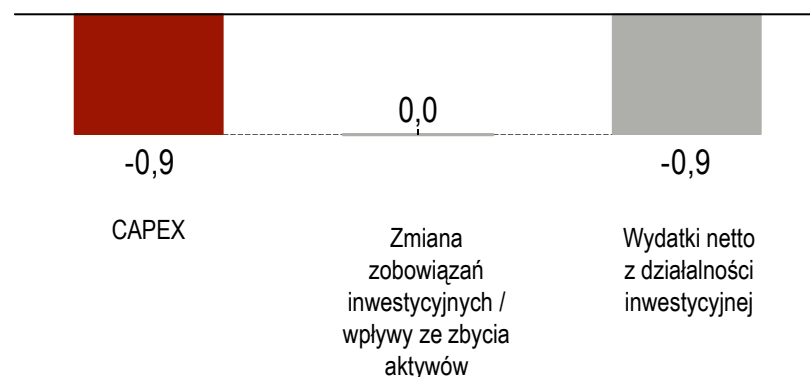
Przepływy z działalności operacyjnej

mld PLN



Przepływy z działalności inwestycyjnej

mld PLN

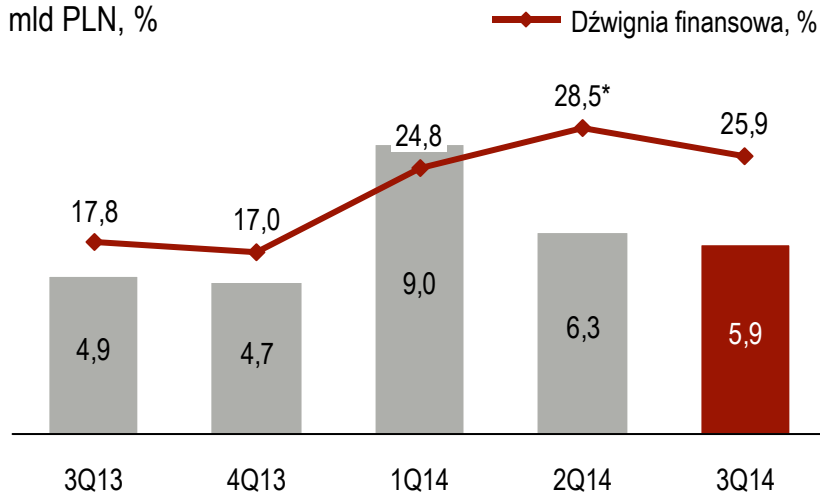


- Zmniejszenie kapitału pracującego w 3Q14 głównie w wyniku:
 - Wzrostu zobowiązań o 0,9 mld PLN, w tym; wzrost z tytułu zakupów ropy o 1,4 mld PLN oraz spadek z tytułu podatków o (-) 0,3 mld PLN
- Zapasy obowiązkowe wykazane w bilansie na koniec 3Q14 wyniosły 5,0 mld PLN, z czego w Polsce 4,4 mld PLN. Dodatkowo sprzedane jest 1,5 mt zapasów obowiązkowych w kwocie 3,2 mld PLN (2 transze)



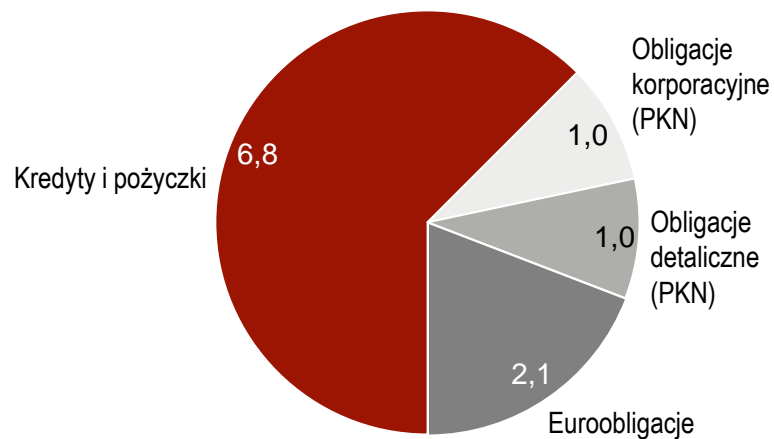
Zadłużenie

Dług netto i dźwignia finansowa mld PLN, %



- Stabilny poziom zadłużenia i dźwigni finansowej
- Bezpieczny poziom kowenantów
- Struktura walutowa długu brutto:
USD 5%, EUR 60%, PLN 25%, CZK 10%
- Obniżenie zadłużenia netto o 0,4 mld PLN (kw/kw) obejmowało spłatę netto kredytów i zmniejszenie salda środków pieniężnych w kwocie (-) 0,8 mld PLN oraz ujemne różnice kursowe z przeszacowania kredytów walutowych i wycenę zadłużenia w kwocie 0,4 mld PLN

Zdywersyfikowane źródła finansowania (dług brutto) mld PLN



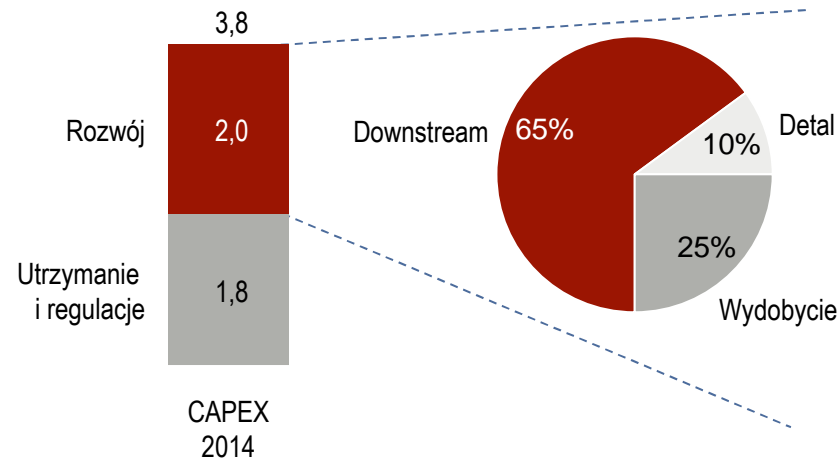
* Wzrost dźwigni finansowej na skutek zmniejszenia kapitałów własnych po dokonanych w 2Q14 odpisach wartości aktywów

Nakłady inwestycyjne

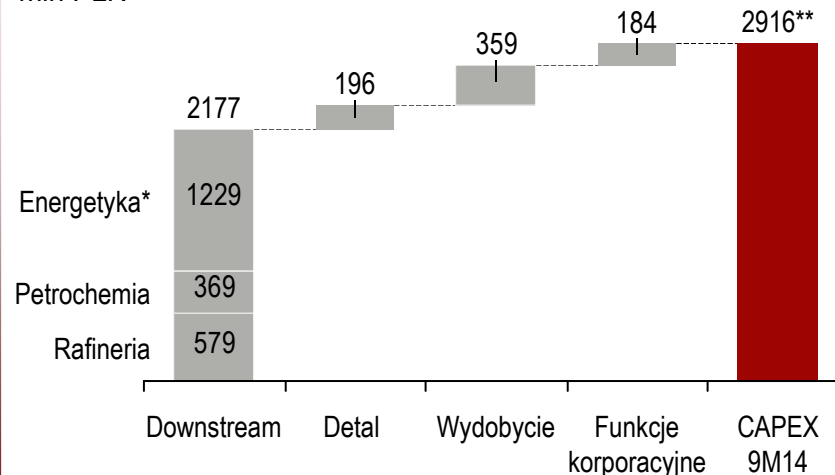
2,9 mld PLN nakładów za 9 miesięcy 2014r. (puła podstawowa)



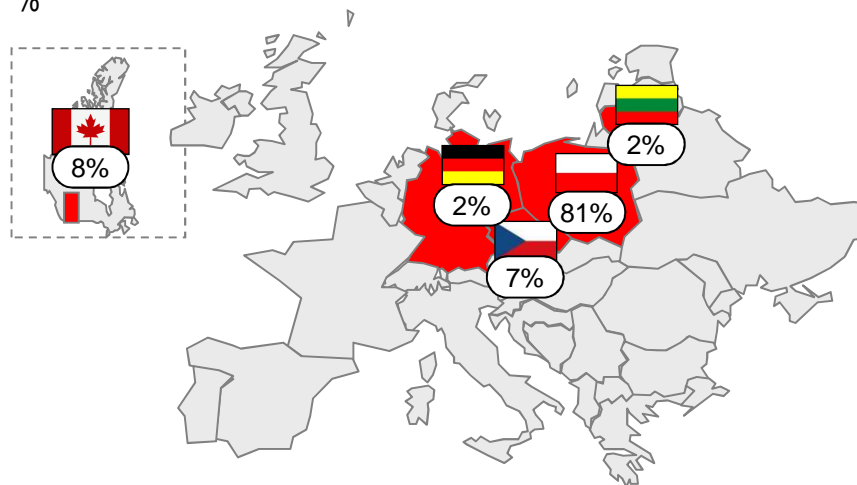
Planowany CAPEX 2014 (puła podstawowa)
mld PLN



CAPEX 9M14 (puła podstawowa) – podział na segmenty
mIn PLN



CAPEX 9M14 (puła podstawowa) – podział wg krajów
%



Główne projekty rozwojowe w 3kw.2014r.***

Downstream

- Budowa CCGT we Włocławku wraz z infrastrukturą
- Wymiana rurociągów na instalacji Hydrokrakingu oraz modernizacja 5 terminali paliw w PKN ORLEN
- Budowę centrum edukacyjno-badawczego w Unipetrolu
- Modernizacja układów chłodniczo-freonowych oraz rewitalizacja układu zasilania hali elektrolizy w Anwilu

Detal

- Uruchomiono 12 stacji paliw, zmodernizowano 26, zamknięto 12
- Otwarto 51 punktów Stop Cafe i Stop Cafe Bistro

Wydobycie

- Kanada – 121 mln PLN
- Polska – 57 mln PLN

* Energetyka, w tym przede wszystkim: CCGT Włocławek (energetyka przemysłowa) oraz IOS, SCR (energetyka produkcyjna)

** Nie zawiera nabycia Birchill za 0,7 mld PLN (puła dodatkowa) oraz 16,6% udziałów w CR za 0,1 mld PLN

*** CAPEX 3Q14 wyniósł 880 mln PLN: 154 mln PLN rafineria, 134 mln PLN petrochemia, 309 mln PLN energetyka, 83 mln PLN detal, 178 mln PLN wydobywanie, 22 mln PLN FK

Najważniejsze wydarzenia 3kw.2014

Otoczenie makroekonomiczne

Wyniki finansowe

Wyniki segmentów

Płynność i inwestycje

Perspektywy rynkowe

Otoczenie makroekonomiczne

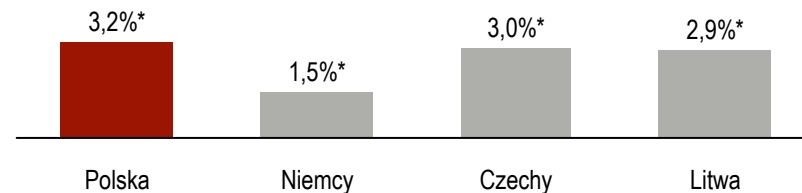
- **Cena ropy Brent** – oczekiwany nieznaczny spadek w 4Q14 w efekcie kumulacji dodatkowej podaży z Libii i Iranu oraz rosnącej produkcji w USA przy wolniejszym tempie wzrostu popytu gospodarki światowej. Duży potencjał wzrostu wydobywania w USA ogranicza wpływ OPEC na podaż i cenę ropy. Na wzrost cen może wpłynąć ryzyko geopolityczne
- **Marża downstream** – oczekiwane pogorszenie w 4Q14 ze względu na sezonowy spadek konsumpcji paliw oraz dostosowanie marż produktów do niższej ceny ropy

Otoczenie regulacyjne

- **Szara strefa** – do 22.09.2014r. podmioty ubiegające się o koncesję na obrót paliwami z zagranicą zobowiązane były do złożenia wniosków do URE oraz wpłacenia zabezpieczenia w wys. 10 mln PLN. Obecnie trwa proces weryfikacji podmiotów wraz z oceną prawidłowości zabezpieczeń finansowych koniecznych do uzyskania koncesji.
- **Zapasy obowiązkowe** – od 01.01.2015r. nastąpi systematyczna redukcja utrzymywanych zapasów z 76 do 53 dni do 2017r.
- **Prawo energetyczne** – przedłużenie wsparcia w postaci czerwonych i żółtych certyfikatów do końca 2018r.
- **Ustawa węglowodorowa** – większość przepisów ustawy wchodzi w życie od 01.01.2015r. Zakończono prace nad ustawą o specjalnym podatku węglowodorowym; przepisy wchodzi w życie od 01.01.2016r., natomiast obowiązek zapłaty podatku powstaje od przychodów uzyskanych od 01.01.2020r.

Gospodarka – wzrost prognoz PKB

- **PKB** - polska gospodarka przyspieszy do 3,2 proc. w 2014 r. oraz do 3,4 proc. w 2015r. - NBP (październik 2014)



- **Konsumpcja paliw** – kontynuacja wzrostu popytu na diesla przy niewielkim spadku popytu na benzynę w regionie CEE w 2015r. - JBC Energy (październik 2014)



ORLEN. Napędzamy przyszłość.

* Polska (NBP, październik 2014); Niemcy (OECD, wrzesień 2014); Czechy (CNB, lipiec 2014); Litwa (Lietuvos Bankas, wrzesień 2014)

Dziękujemy za uwagę



ORLEN

W celu uzyskania dalszych informacji o PKN ORLEN, prosimy o kontakt z Biurem Relacji Inwestorskich:

telefon: + 48 24 256 81 80

faks: + 48 24 367 77 11

e-mail: ir@orlen.pl

www.orlen.pl

Agenda



Slajdy pomocnicze

Wyniki – podział na kwartały



(m PLN)	3Q14	2Q14*	3Q13**	Δ r/r	9M14*	9M13**	Δ
Przychody	29 160	28 651	30 304	-4%	81 930	85 975	-5%
EBITDA LIFO	2 117	856	765	177%	3 926	2 494	57%
efekt LIFO	-656	-147	362	-	-980	-130	-654%
EBITDA	1 461	709	1 127	30%	2 946	2 364	25%
Amortyzacja	-460	-524	-526	13%	-1 506	-1 569	-4%
EBIT LIFO	1 657	332	239	593%	2 420	925	162%
EBIT	1 001	185	601	67%	1 440	795	81%
Wynik netto	615	134	652	-6%	875	568	54%

* Dane bez odpisów aktualizujących wartość aktywów w 2Q14 w wys. (-) 5002 mln PLN w części operacyjnej oraz 'net investment hedge' w wys. (-) 833 mln PLN w części finansowej

** Dane przekształcone w oparciu o obowiązujący od stycznia 2014 nowy MSSF 11

Wyniki – podział na segmenty



3Q14 (m PLN)	Rafineria	Petrochemia	Energetyka	Downstream	Detal	Wydobycie	Funkcje korporacyjne	Razem
EBITDA LIFO	1 181	585	0	1 766	441	52	-142	2 117
Efekt LIFO	-620	-36	0	-656	0	0	0	-656
EBITDA	561	549	0	1 110	441	52	-142	1 461
Amortyzacja	-146	-164	0	-310	-89	-37	-24	-460
EBIT	415	385	0	800	352	15	-166	1 001
EBIT LIFO	1 035	421	0	1 456	352	15	-166	1 657

3Q13* (m PLN)	Rafineria	Petrochemia	Energetyka	Downstream	Detal	Wydobycie	Funkcje korporacyjne	Razem
EBITDA LIFO	51	369	-1	419	451	-9	-96	765
Efekt LIFO	328	34	0	362	0	0	0	362
EBITDA	379	403	-1	781	451	-9	-96	1 127
Amortyzacja	-235	-168	0	-403	-90	-1	-32	-526
EBIT	144	235	-1	378	361	-10	-128	601
EBIT LIFO	-184	201	-1	16	361	-10	-128	239

* Dane przekształcone w oparciu o obowiązujący od stycznia 2014 nowy MSSF 11

EBITDA LIFO – podział na segmenty



(m PLN)	3Q14	2Q14*	3Q13**	Δ r/r	9M14*	9M13**	Δ
Rafineria	1 181	274	51	2216%	1 729	415	317%
efekt LIFO (Rafineria)	-620	-147	328	-	-929	-153	-507%
Petrochemia	585	339	369	59%	1 471	1 538	-4%
efekt LIFO (Petrochemia)	-36	0	34	-	-51	23	-
Energetyka	0	-1	-1	-100%	-1	-2	-
Downstream	1 766	612	419	321%	3 199	1 951	64%
Detal	441	359	451	-2%	1 034	943	10%
Wydobycie	52	27	-9	-	110	-18	-
Funkcje korporacyjne	-142	-142	-96	-48%	-417	-382	-9%
EBITDA LIFO	2 117	856	765	177%	3 926	2 494	57%

* Dane bez odpisów aktualizujących wartość aktywów w 2Q14 w wys. (-) 5002 mln PLN

** Dane przekształcone w oparciu o obowiązujący od stycznia 2014 nowy MSSF 11

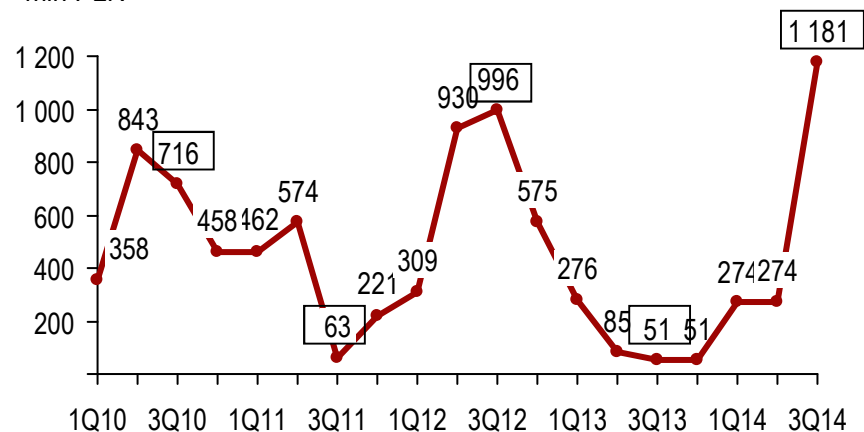
EBITDA LIFO (Downstream)

Udział rafinerii i petrochemii w wynikach segmentu downstream

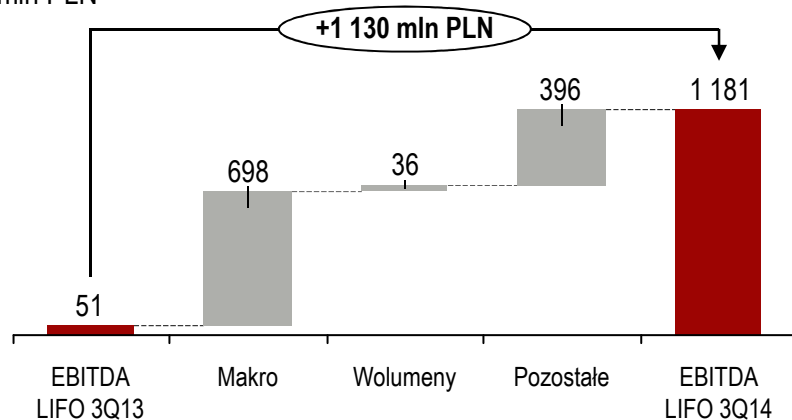


Rafineria

EBITDA LIFO kwartalnie (bez odpisów aktualizujących*)
mln PLN



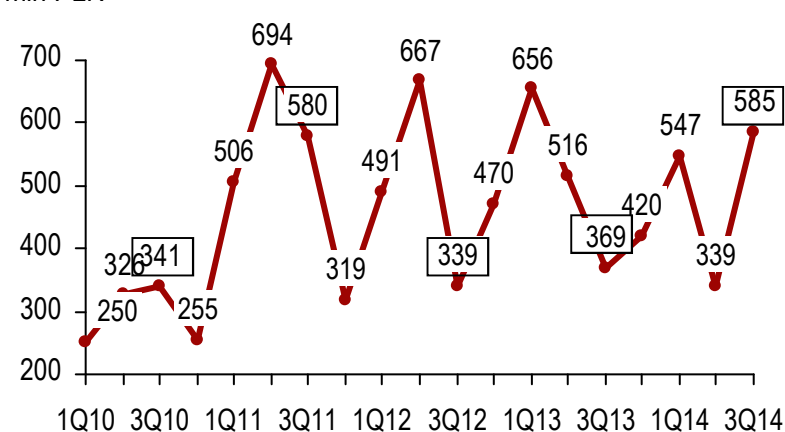
EBITDA LIFO – wpływ czynników
mln PLN



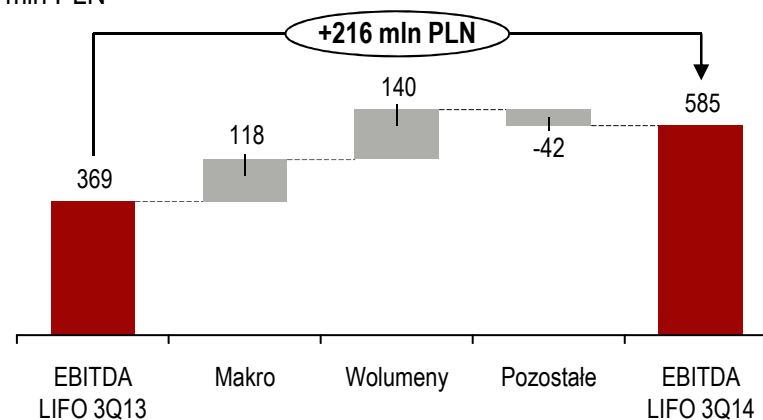
Makro: kurs (-) 39 mln PLN, marże 503 mln PLN, dyferencjał 234 mln PLN
* Odpisy: 4Q11 = (-) 1,7 mld PLN; 4Q12 = (-) 0,7mld PLN, 2Q14 = (-) 4,9 mld PLN

Petrochemia

EBITDA LIFO kwartalnie (bez odpisów aktualizujących*)
mln PLN



EBITDA LIFO – wpływ czynników
mln PLN



Makro: kurs 55 mln PLN, marże 63 mln PLN
* Odpisy: 4Q11 = (-) 1,4 mld PLN, 2Q14 = (-) 0,1 mld PLN

Wyniki 3Q14 – podział na spółki



MSSF mln PLN	PKN ORLEN S.A.	Unipetrol ²⁾	ORLEN Lietuva ²⁾	Pozostałe i korekty konsolidacyjne	Razem
Przychody	20 779	5 145	5 737	-2 502	29 160
EBITDA LIFO	1 225	346	174	372	2 117
Efekt LIFO ¹⁾	-520	-48	-88	0	-656
EBITDA	705	298	86	372	1 461
Amortyzacja	-264	-73	-8	-115	-460
EBIT	441	225	78	257	1 001
EBIT LIFO	961	273	166	257	1 657
Przychody finansowe	41	92	18	-19	132
Koszty finansowe	-297	-93	-18	19	-389
Wynik netto	157	212	75	171	615

1) Wyliczone jako różnica pomiędzy zyskiem operacyjnym ustalonym przy wycenie zapasów wg metody LIFO a zyskiem operacyjnym ustalonym przy zastosowaniu metody średniej ważonej

2) Prezentowane dane przedstawiają wyniki Grupy Unipetrol oraz ORLEN Lietuva wg MSSF po uwzględnieniu korekt dokonanych na potrzeby konsolidacji Grupy PKN ORLEN

Grupa ORLEN Lietuva

Główne elementy rachunku wyników



MSSF, mln USD	3Q14	2Q14*	3Q13	Δ r/r	9M14*	9M13	Δ
Przychody	1 822	1 701	2 142	-15%	4 807	6 122	-21%
EBITDA LIFO	54	-1	-4	-	32	39	-18%
EBITDA	26	7	13	100%	4	34	-88%
EBIT	22	-11	-6	-	-36	-20	-80%
Wynik netto	22	-106	-5	-	-126	-29	-334%

- Wzrost EBITDA LIFO wzrosła o 58 mln USD (r/r) w efekcie poprawy czynników makroekonomicznych oraz optymalizacji kosztów ogólnych i pracy
- Spadek sprzedaży o (-) 10% (r/r) głównie ze względu na niższą sprzedaż morską oraz niższą sprzedaż na Łotwie i w Estonii
- Niższe wykorzystanie mocy o (-) 14pp (r/r) w efekcie ograniczenia sprzedaży morskiej
- Poprawa uzysku produktów białych o 0,7 pp (r/r) dzięki wykorzystaniu Vacuum Flasher

* Dane bez odpisów aktualizujących wartość aktywów w 2Q14

Grupa UNIPETROL

Główne elementy rachunku wyników



MSSF, mln CZK	3Q14	2Q14*	3Q13	Δ r/r	9M14*	9M13	Δ
Przychody	34 041	32 440	24 859	37%	95 290	74 345	28%
EBITDA LIFO	2 304	1 044	235	880%	4 019	1 336	201%
EBITDA	1 982	1 181	737	169%	3 703	1 276	190%
EBIT	1 482	549	160	826%	1 945	-498	-
Wynik netto	1 399	346	-130	-	1 496	-706	-

- Przychody wyniosły 34 041 mln CZK w 3Q14 i były znacząco większe o 37% (r/r) dzięki zwiększeniu zdolności przerobu ropy i większym wolumenów we wszystkich segmentach.
- Wzrost zyskowności (r/r) i (kw/kw) przy EBITDA LIFO w wysokości 2,304 mln CZK w 3Q14 wskutek wyższych wolumenów sprzedaży i większych marż segmentu downstream, zarówno rafineryjnej jak i petrochemicznej
 - Downstream 2,029 mln CZK (r/r) odnotował polepszenie wolumenów (rafineryjnych i petrochemicznych), wpływu makro (wyższy dyferencjał U/B, lepsze marże i FX), redukcja szarej strefy na rynku paliw zwiększająca realizowane ceny i wolumeny sprzedaży
 - Wzrost przerobu ropy o 52% (r/r) do 1372 kt dzięki większym zdolnościom przerobu ropy (5.9 mt/r vs 4.5 mt/r w 2013r); wzrost wykorzystania mocy do 93%,
 - Detal 22 mln CZK (r/r) osiągnął wyższe wolumeny sprzedaży paliw dzięki promocjom i działaniom marketingowym, programowi poprawy obsługi klienta i modernizacji stacji paliw, sprzyjająca dynamika PKB i ograniczenie szarej strefy

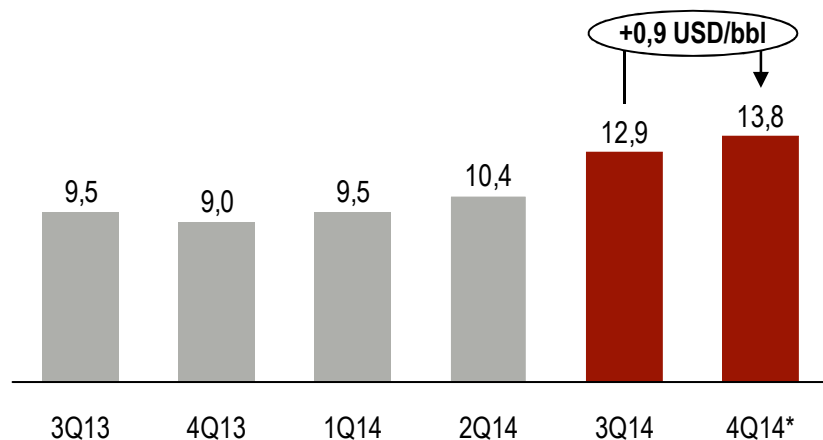
* Dane bez odpisów aktualizujących wartość aktywów w 2Q14 i zysku z akwizycji w 1Q14.

Otoczenie makroekonomiczne w 4kw.2014 (kw/kw)



Wzrost marży downstream

Modelowa marża downstream, USD/bbl

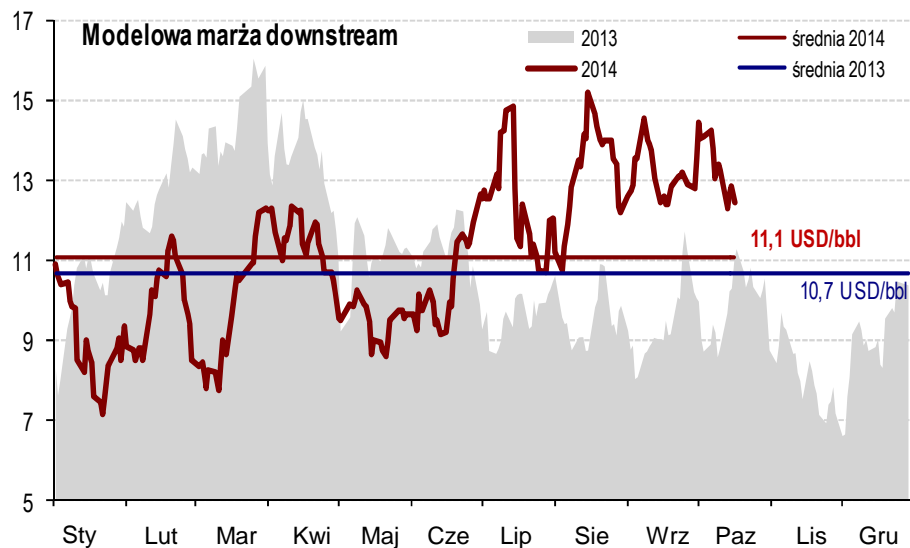


Struktura produktowa marży downstream

Marże (crack) z notowań

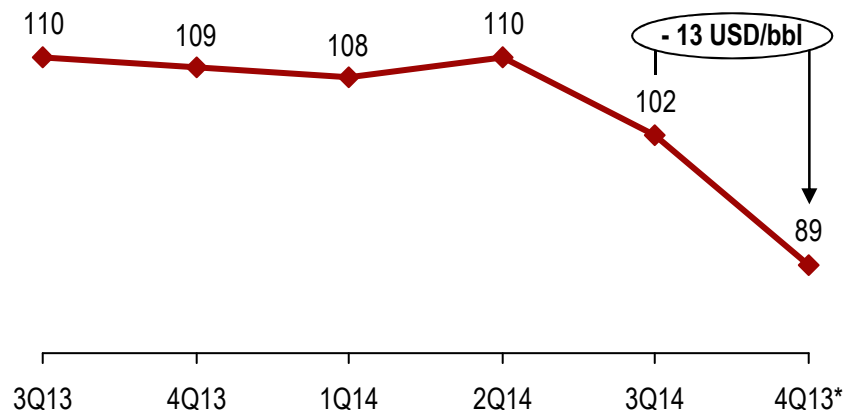
Produkty rafineryjne (USD/t)	4Q14*	3Q14	4Q13	(kw/kw)	(r/r)
Olej napędowy	116	111	116	5%	0%
Benzyna	171	193	120	-11%	43%
Ciężki olej opałowy	-186	-215	-253	13%	26%
SN 150	207	202	127	2%	63%

Produkty petrochemiczne (EUR/t)	4Q14*	3Q14	4Q13	(kw/kw)	(r/r)
Etylen	620	604	608	3%	2%
Propylen	575	557	494	3%	16%
Benzen	515	479	304	8%	69%
Paraksylen	455	369	475	23%	-4%



Spadek cen ropy

Średnia cena ropy Brent, USD/bbl



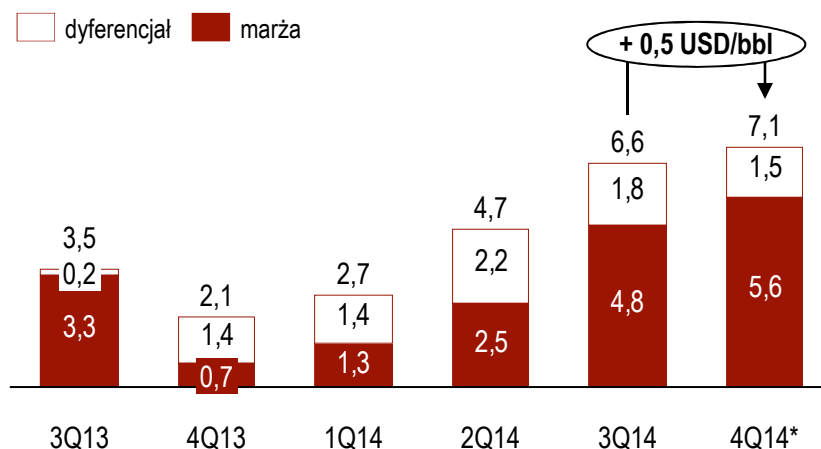
* Dane do dnia 17.10.2014

Otoczenie makroekonomiczne w 4kw.2014 (kw/kw)



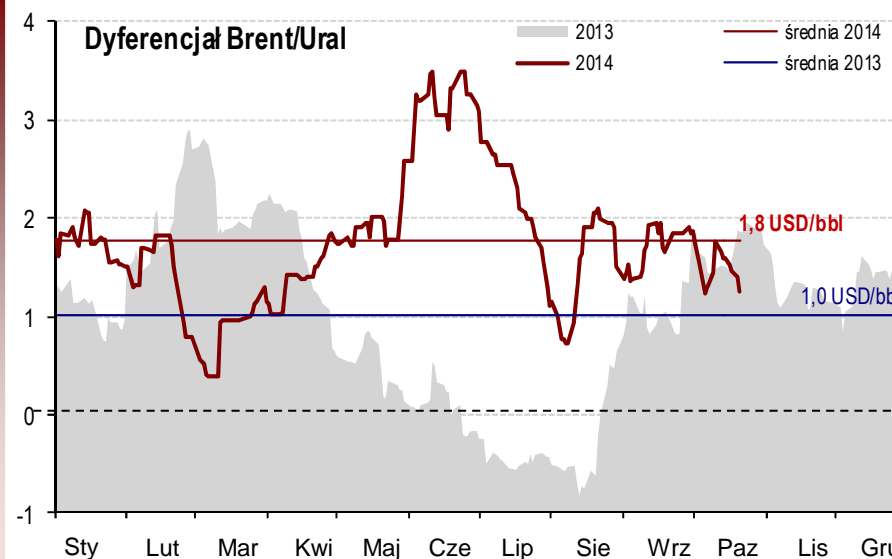
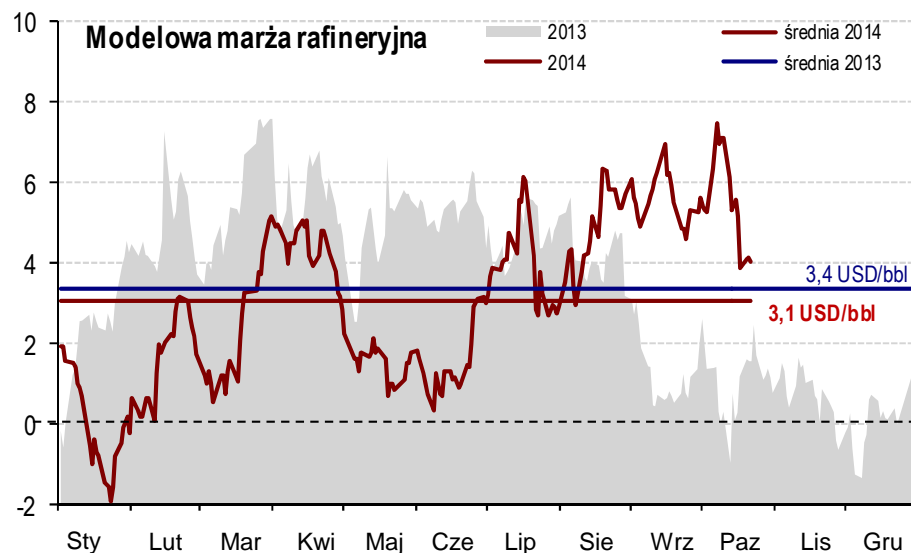
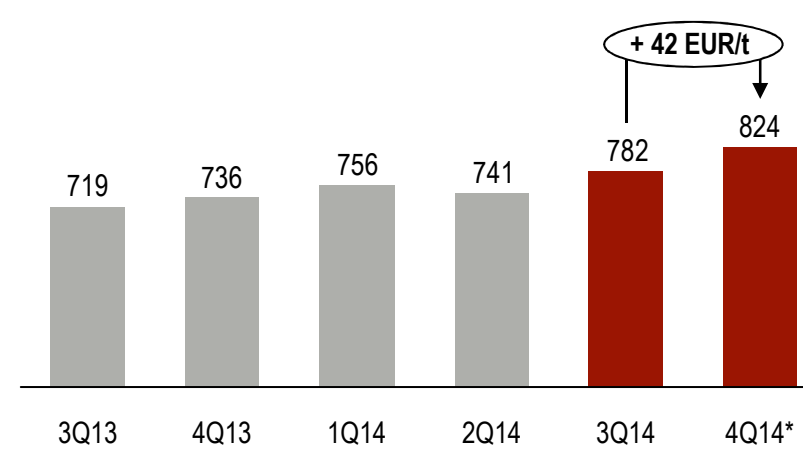
Wzrost marży rafinerijnej i dyferencjału B/U

Modelowa marża rafinerijna oraz dyferencjał B/U, USD/bbl



Wzrost marży petrochemicznej

Modelowa marża petrochemiczna, EUR/t



* Dane do dnia 17.10.2014

Dane produkcyjne



	3Q14	2Q14	3Q13	Δ (r/r) (kw/kw)		9M14	9M13	Δ
Przerób ropy w Grupie PKN ORLEN (tys. t)	7 385	6 480	7 461	-1%	14%	20 055	21 127	-5%
Wykorzystanie mocy przerobowych w Grupie	91%	80%	96%	-5 pp	11 pp	83%	91%	-8 pp
Rafineria w Polsce ¹								
Przerób ropy naftowej (tys. t)	3 931	3 232	4 095	-4%	22%	10 666	11 235	-5%
Wykorzystanie mocy przerobowych	96%	79%	100%	-4 pp	17 pp	87%	92%	-5 pp
Uzysk paliw ⁴	78%	75%	79%	-1 pp	3 pp	77%	77%	0 pp
Uzysk średnich destylatów ⁵	47%	44%	48%	-1 pp	3 pp	46%	46%	0 pp
Uzysk lekkich destylatów ⁶	31%	31%	31%	0 pp	0 pp	31%	31%	0 pp
Rafinerie w Czechach ²								
Przerób ropy naftowej (tys. t)	1 372	1 331	902	52%	3%	3 828	2 701	42%
Wykorzystanie mocy przerobowych	93%	90%	80%	13 pp	3 pp	89%	80%	9 pp
Uzysk paliw ⁴	79%	81%	78%	1 pp	-2 pp	81%	79%	2 pp
Uzysk średnich destylatów ⁵	46%	46%	46%	0 pp	0 pp	46%	45%	1 pp
Uzysk lekkich destylatów ⁶	33%	35%	32%	1 pp	-2 pp	35%	34%	1 pp
Rafineria na Litwie ³								
Przerób ropy naftowej (tys. t)	1 986	1 830	2 353	-16%	9%	5 283	6 884	-23%
Wykorzystanie mocy przerobowych	78%	72%	92%	-14 pp	6 pp	69%	90%	-21 pp
Uzysk paliw ⁴	79%	77%	75%	4 pp	2 pp	77%	75%	2 pp
Uzysk średnich destylatów ⁵	47%	48%	46%	1 pp	-1 pp	47%	45%	2 pp
Uzysk lekkich destylatów ⁶	32%	29%	29%	3 pp	3 pp	30%	29%	1 pp

1) Moce przerobowe rafinerii w Płocku wynoszą 16,3 mt/r.

2) Moce przerobowe Unipetrol wzrosły od lutego 2014r. z 4,5 mt/y do 5,9 mt/r w efekcie wzrostu udziałów w CKA. CKA [Litvinov (3,7 mt/r) i Kralupy (2,2 mt/r)].

3) Moce przerobowe ORLEN Lietuva wynoszą 10,2 mt/r.

4) Uzysk paliw to suma uzysku średnich destylatów i uzysku lekkich destylatów. Niewielkie różnice mogą występować w wyniku zaokrągleń.

5) Uzysk średnich destylatów to relacja ilości wyprodukowanego ON, LOO i JET wyłączając BIO i transfery wewnątrz Grupy do ilości przerobu ropy.

6) Uzysk lekkich destylatów to relacja ilości wyprodukowanej benzyny, nafty i LPG wyłączając BIO i transfery wewnątrz Grupy do ilości przerobu ropy.

Modelowa marża downstream = Przychody (90,7% Produkty = 22,8% Benzyna + 44,2% ON + 15,3% COO + 1,0% SN 150 + 2,9% Etylen + 2,1% Propylen + 1,2% Benzen + 1,2% PX) – Koszty (wsad 100% = 6,5% Ropa Brent + 91,1% Ropa URAL + 2,4% Gaz ziemny)

Modelowa marża rafineryjna = przychody ze sprzedaży produktów (93,5% Produkty = 36% Benzyna + 43% Diesel + 14,5% Ciężki olej opałowy) - koszty (100% wsadu: ropa i pozostałe surowce). Całość wsadu przeliczona wg notowań ropy Brent. Notowania rynkowe spot.

Spread Ural Rdam vs fwd Brent Dtd = Med Strip - Ural Rdam (Ural CIF Rotterdam)

Modelowa marża petrochemiczna = przychody ze sprzedaży produktów (98% Produkty = 44% HDPE + 7% LDPE + 35% PP Homo + 12% PP Copo) - koszty (100% wsadu = 75% nafty + 25% LS VGO). Notowania rynkowe kontrakt.

Uzysk paliw = uzysk średnich destylatów + uzysk benzyn (uzyski wyliczone w stosunku do przerobu ropy)

Kapitał pracujący (ujęcie bilansowe) = zapasy + należności z tytułu dostaw i usług oraz pozostałe - zobowiązania z tytułu dostaw i usług oraz pozostałe

Zmiana kapitału pracującego (ujęcie cash flow) = zmiana stanu należności + zmiana stanu zapasów + zmiana stanu zobowiązań

Dźwignia finansowa = dług netto / kapitał własny wyliczone wg średniego stanu bilansowego w okresie

Dług netto = (krótkoterminowe + długoterminowe zobowiązania z tytułu kredytów, pożyczek i dłużne pap. wart.) – środki pieniężne

Zastrzeżenia prawne



Niniejsza prezentacja została przygotowana przez PKN ORLEN („PKN ORLEN” lub „Spółka”). Ani niniejsza Prezentacja, ani jakkolwiek kopia niniejszej Prezentacji nie może być powielona, rozpowszechniona ani przekazana, bezpośrednio lub pośrednio, jakiejkolwiek osobie w jakimkolwiek celu bez wiedzy i zgody PKN ORLEN. Powielanie, rozpowszechnianie i przekazywanie niniejszej Prezentacji w innych jurysdykcjach może podlegać ograniczeniom prawnym, a osoby do których może ona dotrzeć, powinny zapoznać się z wszelkimi tego rodzaju ograniczeniami oraz stosować się do nich. Nieprzestrzeganie tych ograniczeń może stanowić naruszenie obowiązującego prawa.

Niniejsza Prezentacja nie zawiera kompletnej ani całościowej analizy finansowej lub handlowej PKN ORLEN ani Grupy PKN ORLEN, jak również nie przedstawia jej pozycji i perspektyw w kompletny ani całościowy sposób. PKN ORLEN przygotował Prezentację z należytą starannością, jednak może ona zawierać pewne nieścisłości lub opuszczenia. Dlatego zaleca się, aby każda osoba zamierzająca podjąć decyzję inwestycyjną odnośnie jakichkolwiek papierów wartościowych wyemitowanych przez PKN ORLEN lub jej spółkę zależną opierała się na informacjach ujawnionych w oficjalnych komunikatach PKN ORLEN zgodnie z przepisami prawa obowiązującymi PKN ORLEN.

Niniejsza Prezentacja oraz związane z nią slajdy oraz ich opisy mogą zawierać stwierdzenia dotyczące przyszłości. Jednakże, takie prognozy nie mogą być odbierane jako zapewnienie czy projekcje co do oczekiwanych przyszłych wyników PKN ORLEN lub spółek grupy PKN ORLEN. Prezentacja nie może być rozumiana jako prognoza przyszłych wyników PKN ORLEN i Grupy PKN ORLEN.

Należy zauważyć, że tego rodzaju stwierdzenia, w tym stwierdzenia dotyczące oczekiwań co do przyszłych wyników finansowych, nie stanowią gwarancji czy zapewnienia, że takie zostaną osiągnięte w przyszłości. Prognozy Zarządu są oparte na bieżących oczekiwaniach lub poglądach członków Zarządu Spółki i są zależne od szeregu czynników, które mogą powodować, że faktyczne wyniki osiągnięte przez PKN ORLEN będą w sposób istotny różnić się od wyników opisanych w tym dokumencie. Wiele spośród tych czynników pozostaje poza wiedzą, świadomością i/lub kontrolą Spółki czy możliwością ich przewidzenia przez Spółkę.

W odniesieniu do wyczerpującego charakteru lub rzetelności informacji przedstawionych w niniejszej Prezentacji nie mogą być udzielone żadne zapewnienia ani oświadczenia. Ani PKN ORLEN, ani jej dyrektorzy, członkowie kierownictwa, doradcy lub przedstawiciele takich osób nie ponoszą żadnej odpowiedzialności z jakiegokolwiek powodu wynikającego z dowolnego wykorzystania niniejszej Prezentacji. Ponadto, żadne informacje zawarte w niniejszej Prezentacji nie stanowią zobowiązań ani oświadczenia ze strony PKN ORLEN, jej kierownictwa czy dyrektorów, Akcjonariuszy, podmiotów zależnych, doradców lub przedstawicieli takich osób.

Niniejsza Prezentacja została sporządzona wyłącznie w celach informacyjnych i nie stanowi oferty kupna bądź sprzedaży ani oferty mającej na celu pozyskanie oferty kupna lub sprzedaży jakichkolwiek papierów wartościowych bądź instrumentów lub uczestnictwa w jakiejkolwiek przedsięwzięciu handlowym. Niniejsza Prezentacja nie stanowi oferty ani zaproszenia do dokonania zakupu bądź zapisu na jakiegokolwiek papierze wartościowym w dowolnej jurysdykcji i żadne postanowienia w niej zawarte nie będą stanowić podstawy żadnej umowy, zobowiązania lub decyzji inwestycyjnej, ani też nie należy na niej polegać w związku z jakąkolwiek umową, zobowiązaniem lub decyzją inwestycyjną.



ORLEN

W celu uzyskania dalszych informacji o PKN ORLEN, prosimy o kontakt z Biurem Relacji Inwestorskich:

telefon: + 48 24 256 81 80

faks: + 48 24 367 77 11

e-mail: ir@orlen.pl

www.orlen.pl