

# 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

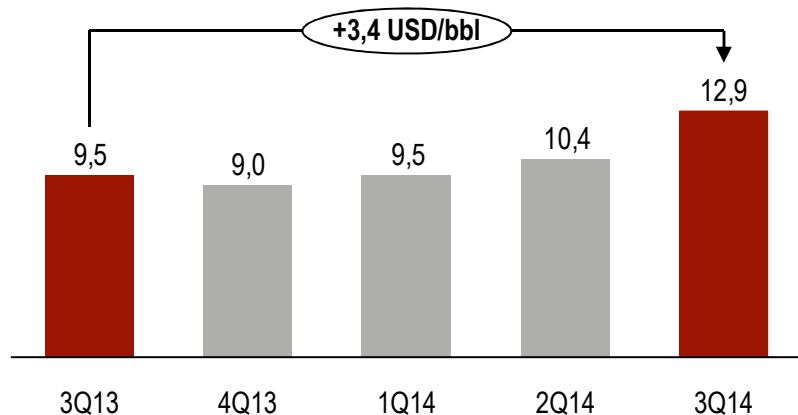
Perspektywy rynkowe

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



## Wzrost marży downstream

Modelowa marża downstream, USD/bbl



## Struktura produktowa marży downstream

Marże (crack) z notowań

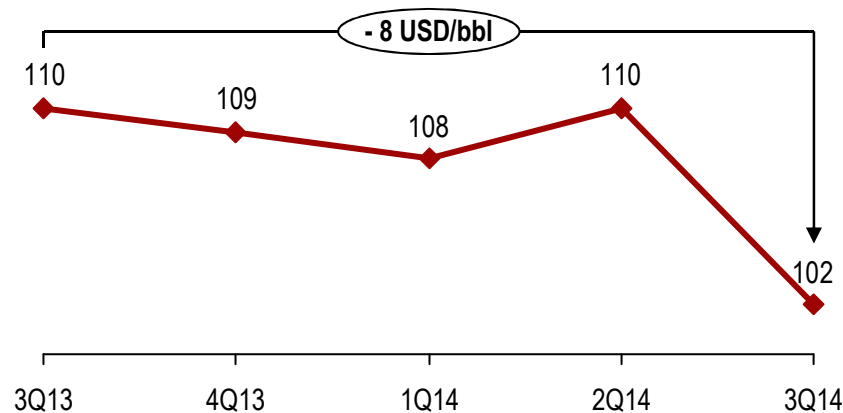
| Produkty rafineryjne (USD/t) | 3Q14 | 2Q14 | 3Q13 | Δ (r/r) |
|------------------------------|------|------|------|---------|
| ON                           | 111  | 91   | 117  | -5%     |
| Benzyna                      | 193  | 195  | 176  | 10%     |
| Cieźki olej opałowy          | -215 | -254 | -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%    |

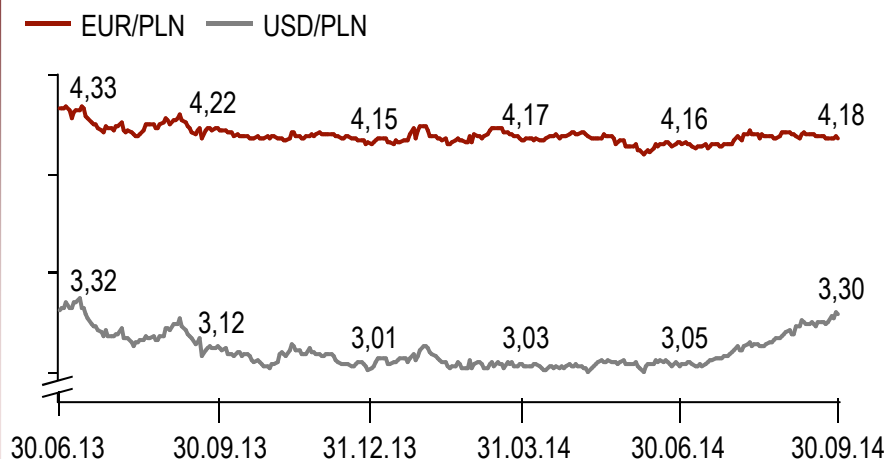
## Spadek ceny ropy

Średnia cena ropy Brent, USD/bbl

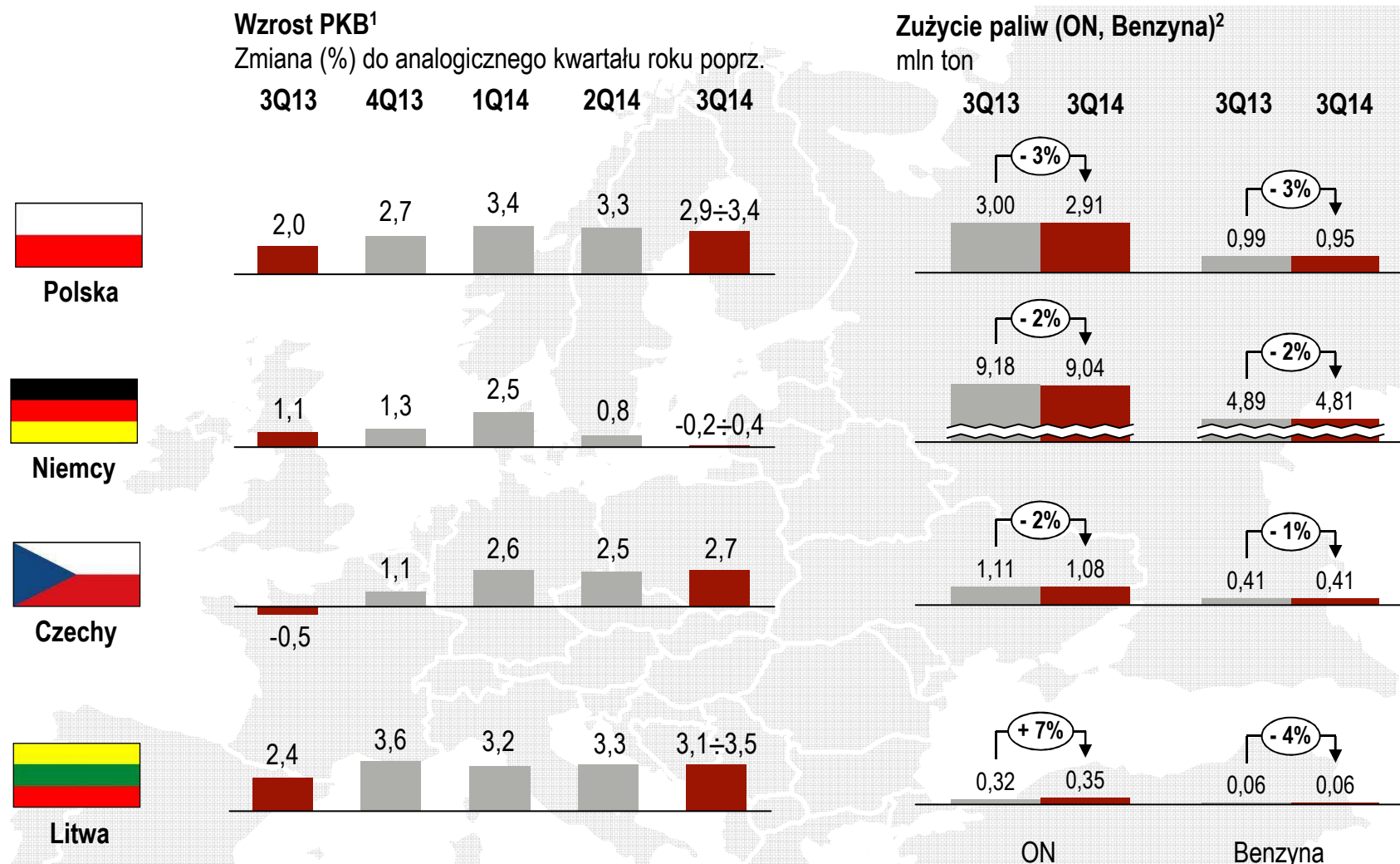


## Umocnienie średniego PLN wzg. USD i EUR

Kurs walutowy USD/PLN i EUR/PLN



# Widoczny wpływ szarej strefy w Polsce oraz spowolnienia gospodarczego w Niemczech



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

<sup>2</sup> 3Q14 – szacunki na bazie lipca i sierpnia 2014r.

Najważniejsze wydarzenia 3kw.2014

Otoczenie makroekonomiczne

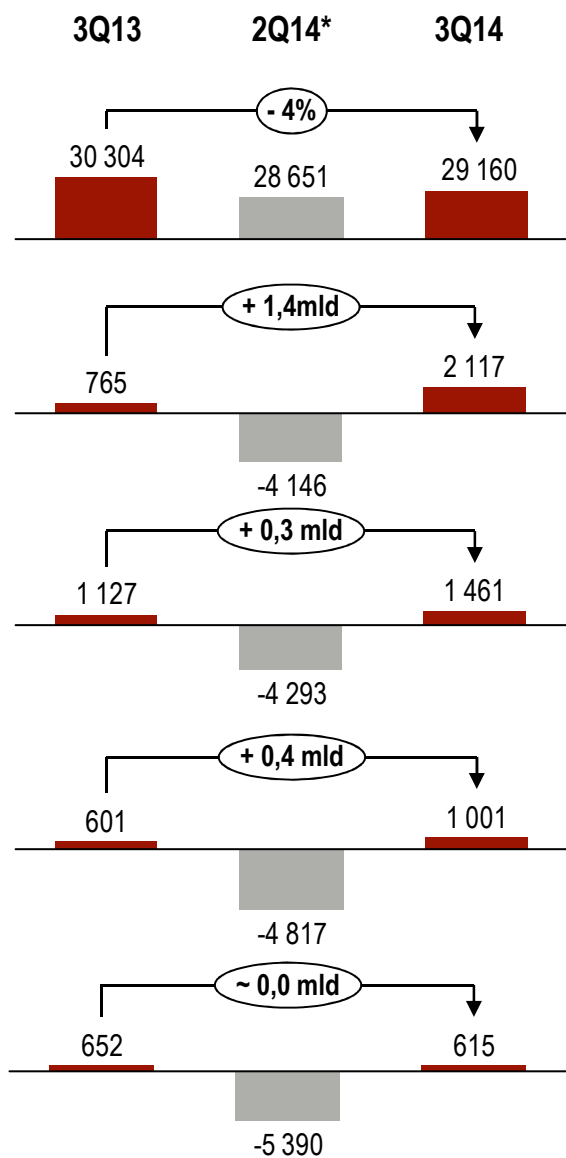
Wyniki finansowe

Wyniki segmentów

Płynność i inwestycje

Perspektywy rynkowe

# Raportowane wyniki finansowe



mln PLN

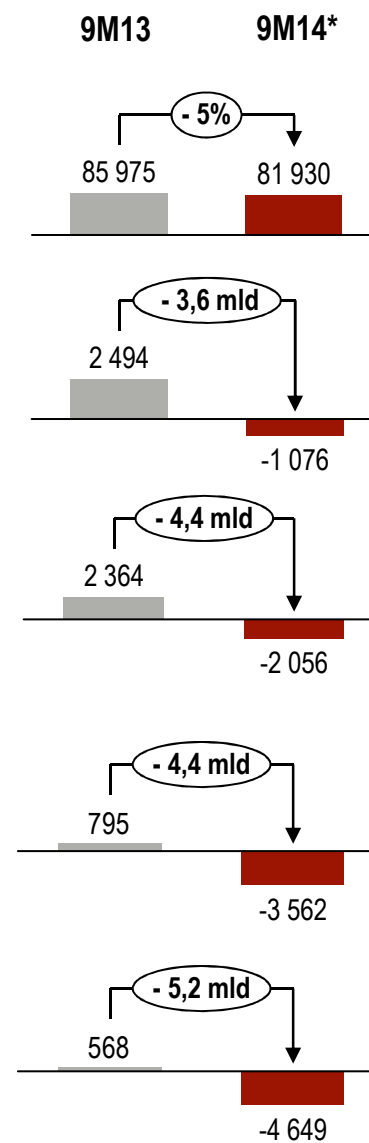
Przychody

EBITDA LIFO

EBITDA

EBIT

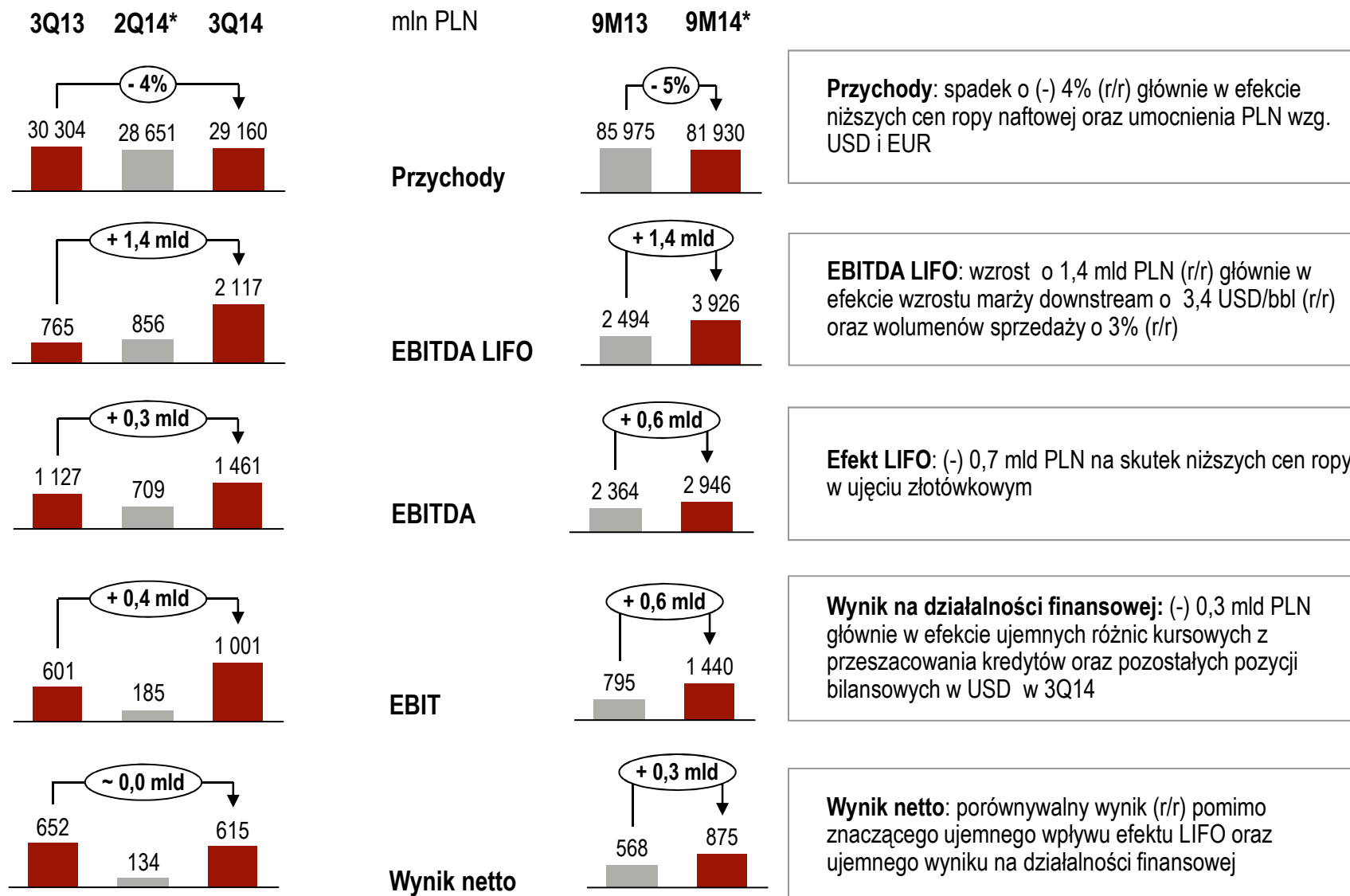
Wynik netto



\* 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

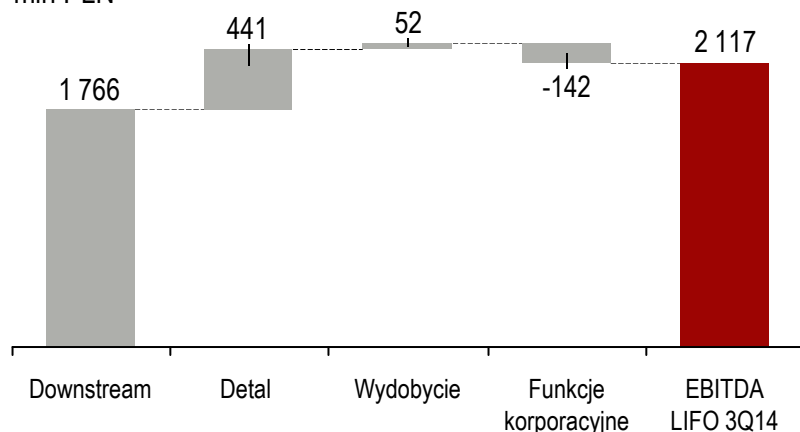
# EBITDA LIFO

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



### Wyniki segmentów w 3kw.2014r.

mln PLN



### Dodatni wpływ:

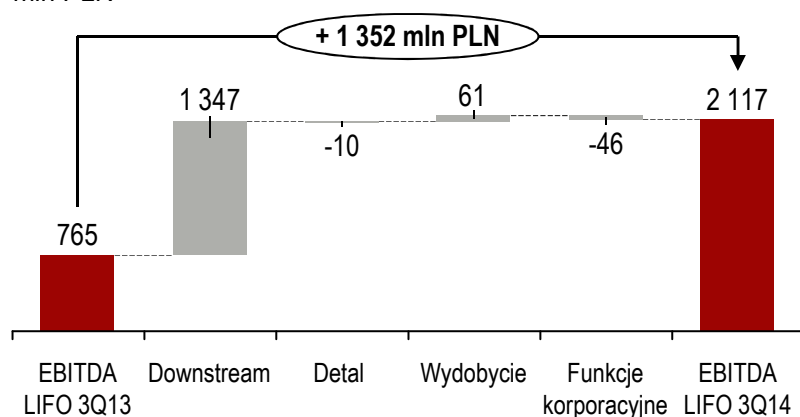
- Wzrostu marży downstream o 3,4 USD/bbl (r/r)
- Wzrostu sprzedaży łącznie o 3% (r/r) we wszystkich segmentach
- Dynamicznego rozwoju oferty pozapaliwowej; 51 nowych punktów Stop Cafe i Stop Cafe Bistro otwartych w 3Q14 w Polsce

### 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



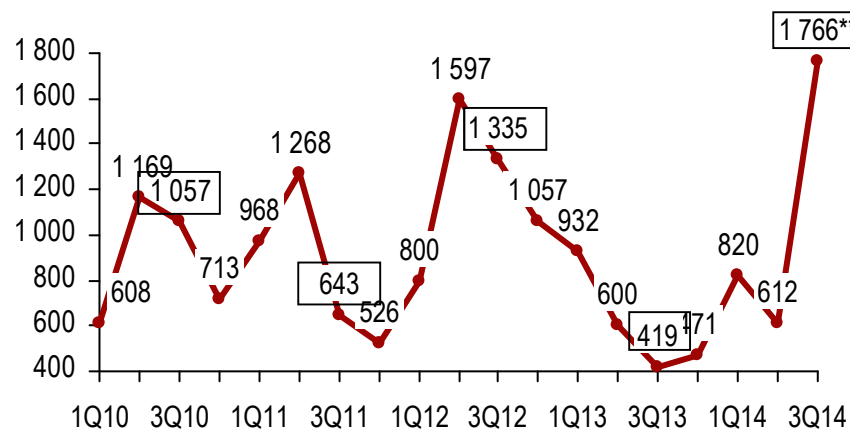
- **Downstream:** wzrost marży i wolumenów sprzedaży (r/r) ograniczony przez ujemny wpływ postojów remontowych. Wynik zawiera ok. 0,3 mld PLN dodatniego księgowego efektu przerobu tańszych rop zakupionych w poprzednich latach
- **Detal:** wzrost sprzedaży na wszystkich rynkach (r/r) oraz poprawa marż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

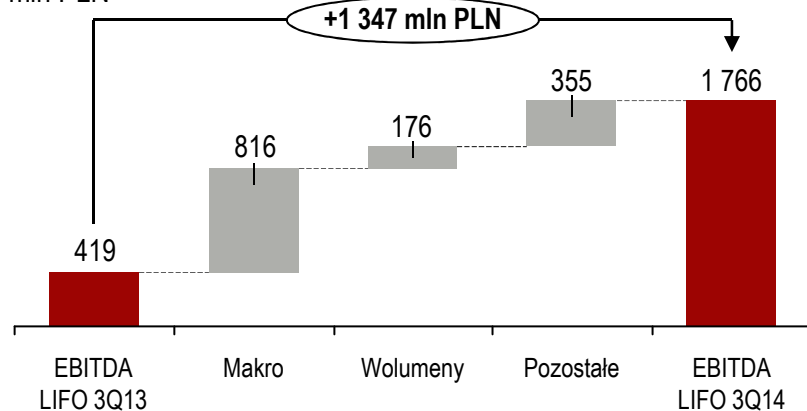
mln PLN



- 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 = (-) 0,7 mld PLN, 2Q14 = (-) 5,0 mld PLN

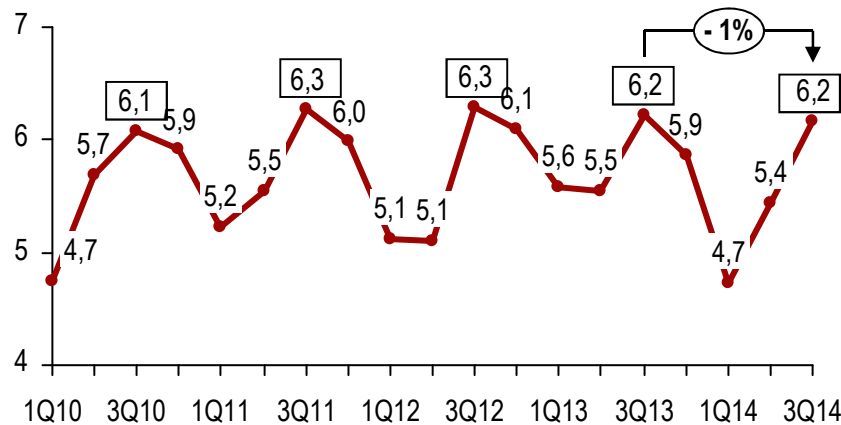
\*\* EBITDA LIFO downstream w 3Q14 wyniosła 1766 mln PLN, w tym: rafineria 1181 mln PLN, petrochemia 585 mln PLN

# Downstream (Rafineria) – dane operacyjne

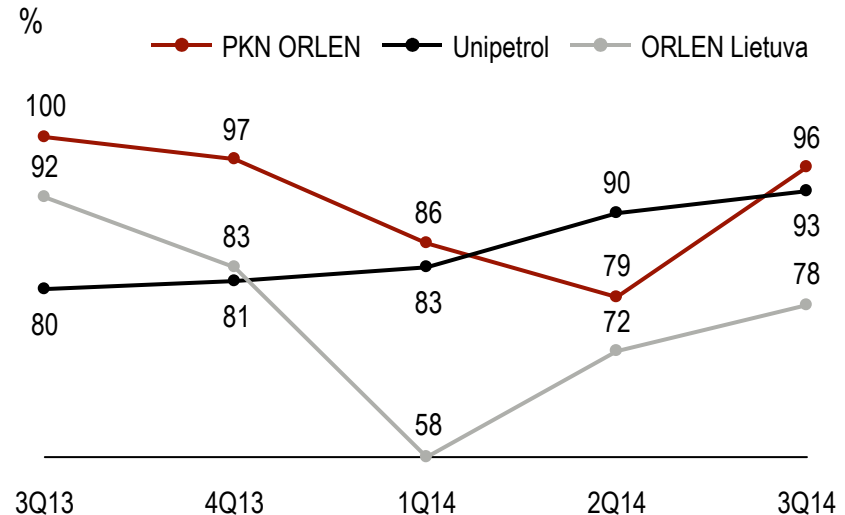
## Ograniczenie przerobu głównie w efekcie postojów remontowych



**Wolumeny sprzedaży**  
mt

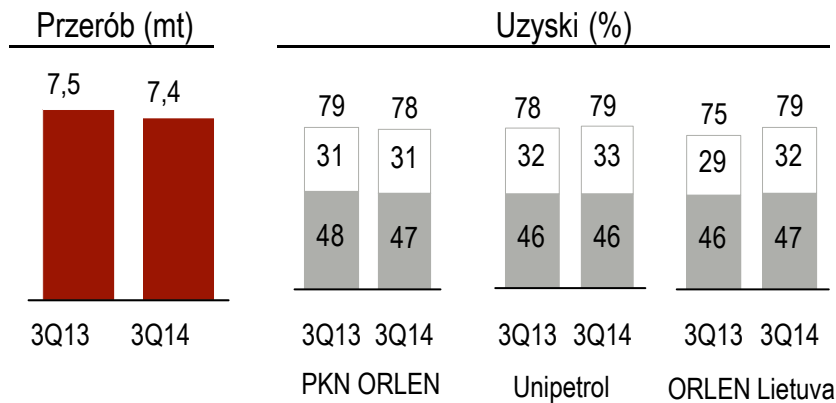


**Wykorzystanie mocy**



**Przerób ropy i uzysk paliw**

mt, %  Uzysk lekkich destylatów  Uzysk średnich destylatów



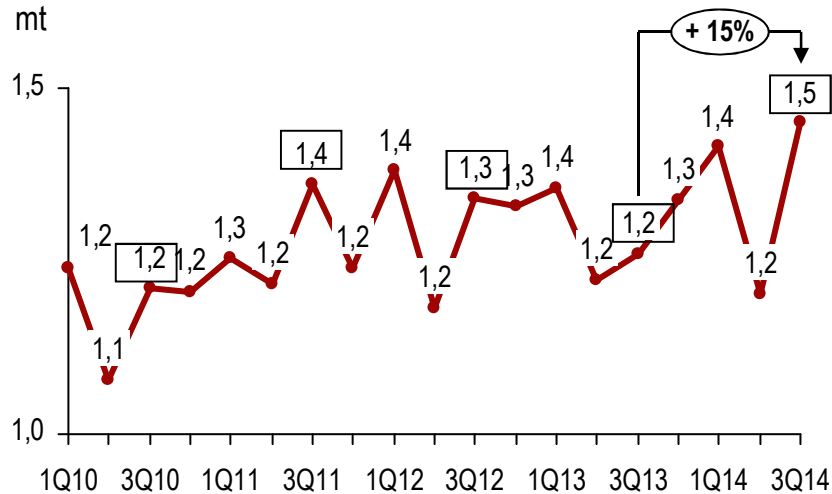
- Niższa sprzedaż łącznie o (-) 1% (r/r), w tym: w Polsce o (-) 4% (r/r) i ORLEN Lietuva o (-) 9% (r/r) częściowo ograniczona wzrostem wolumenów w Czechach o 44% (r/r)
- PKN ORLEN S.A.: obniżenie wykorzystania mocy o (-) 4pp (r/r) i uzysku paliw o (-) 1pp (r/r) w efekcie realizacji planowanych postojów 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

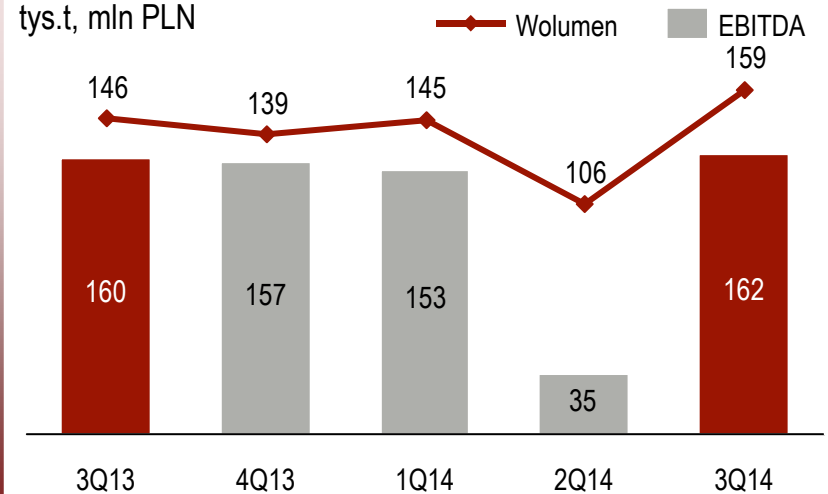
## Wzrost sprzedaży o 15% (r/r); cykliczny postój remontowy Olefin



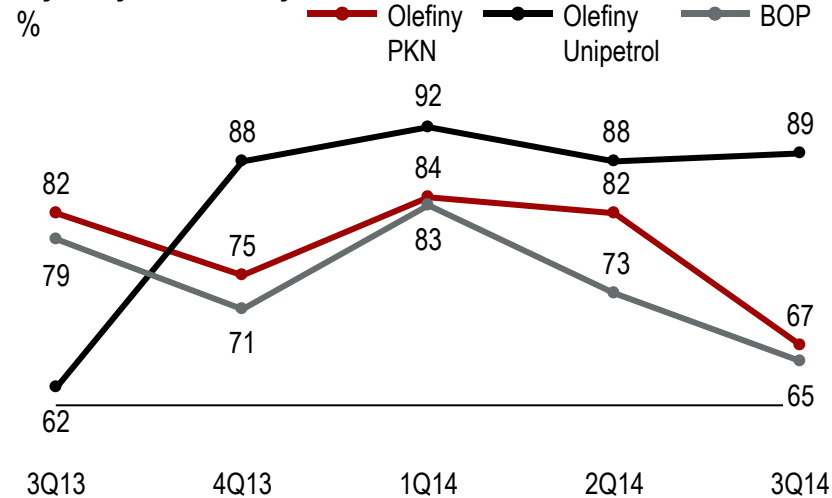
### Wolumeny sprzedaży



### 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



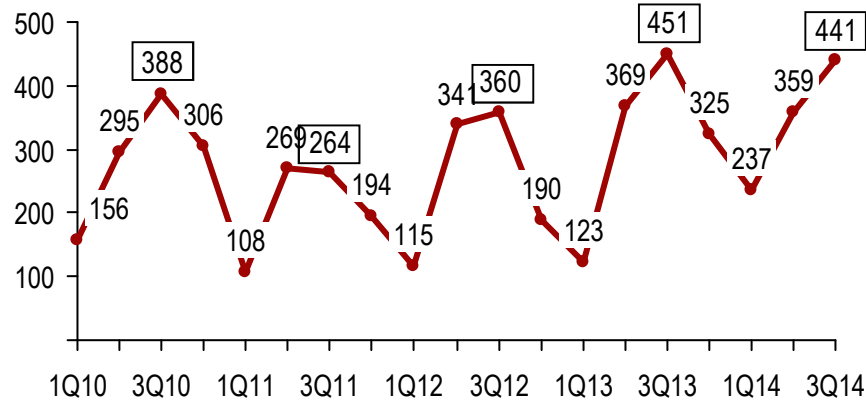
# Detal – EBITDA LIFO

## Utrzymany bardzo dobry wynik pomimo niższych marż paliwowych



EBITDA LIFO kwartalnie (bez odpisów aktualizujących\*)

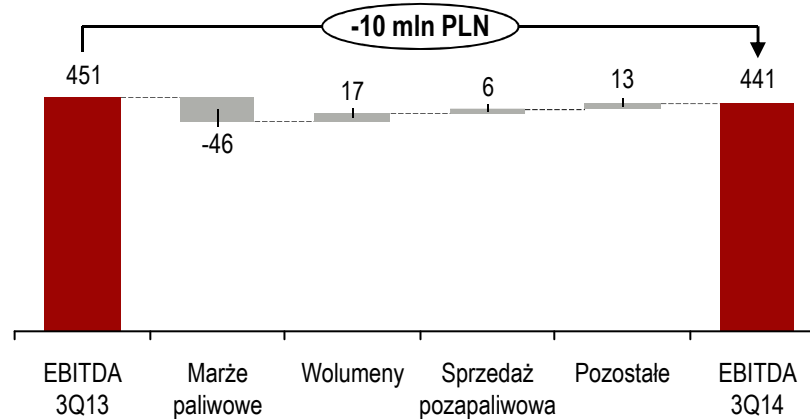
mln PLN



- 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



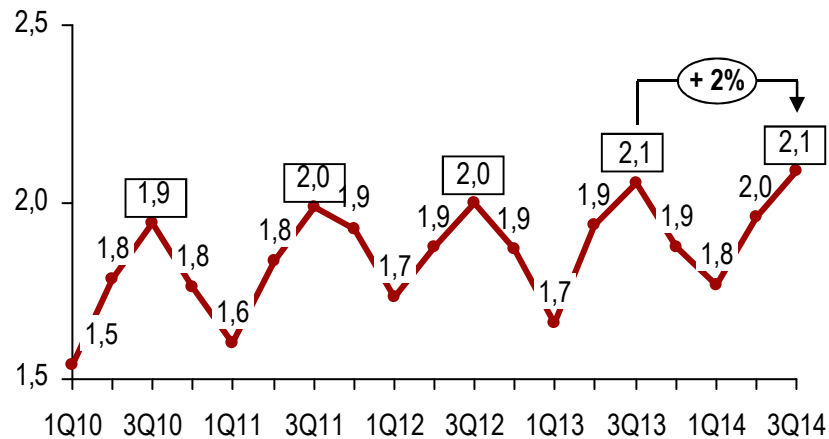
# Detal – dane operacyjne

## Wzrost sprzedaży o 2%; dalszy rozwój oferty pozapaliwowej



### Wolumeny sprzedaży

mt



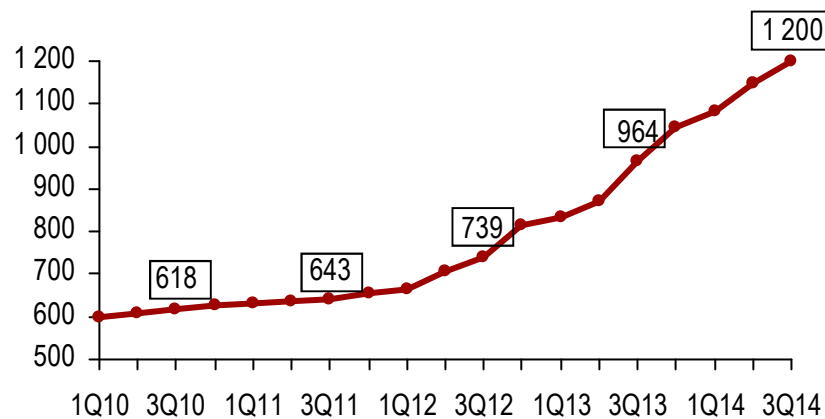
### Liczba stacji i udziały w rynku (wolumenowe)

#, %

|    | # 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

#



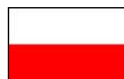
- Wzrost sprzedaży łącznie o 2% (r/r), w tym: w Polsce o 1% (r/r), Czechach o 6% (r/r), na Litwie o 7% (r/r) i Niemczech o 2% (r/r)
- Wzrost udziałów na wszystkich rynkach (r/r), głównie w Polsce o 1,6pp (r/r)
- 2681 stacji na koniec 3Q14 tj. spadek łącznej liczby stacji o (-) 5 (r/r), w tym: spadek 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

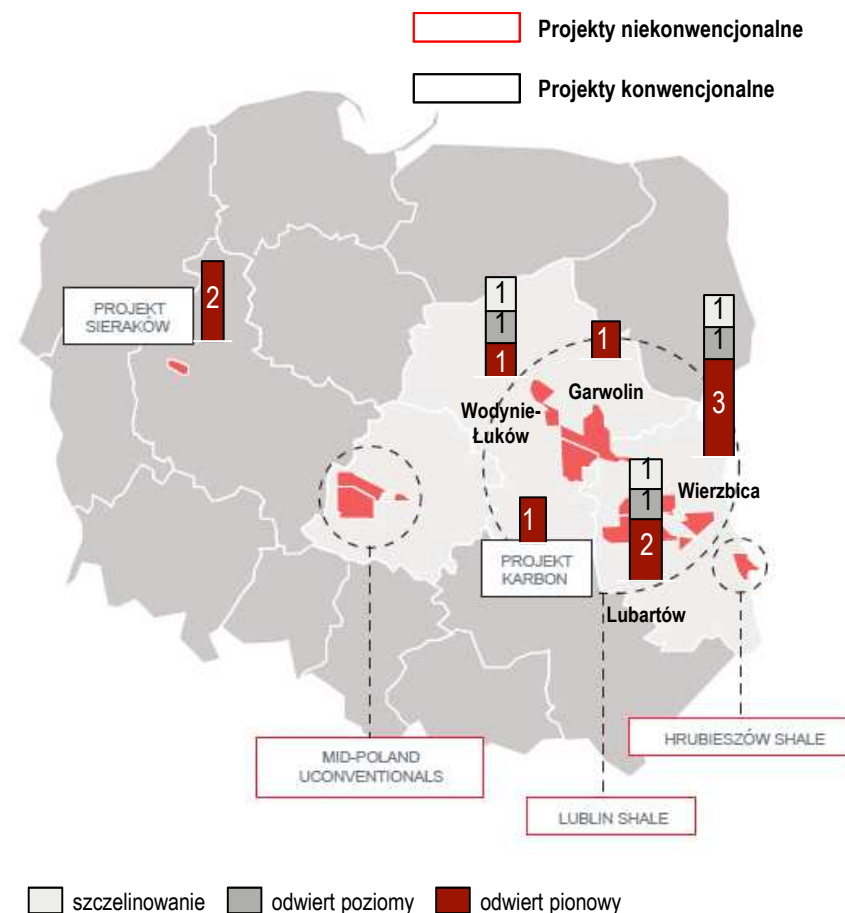
- Dotychczas wykonano 3 odwierty

#### 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



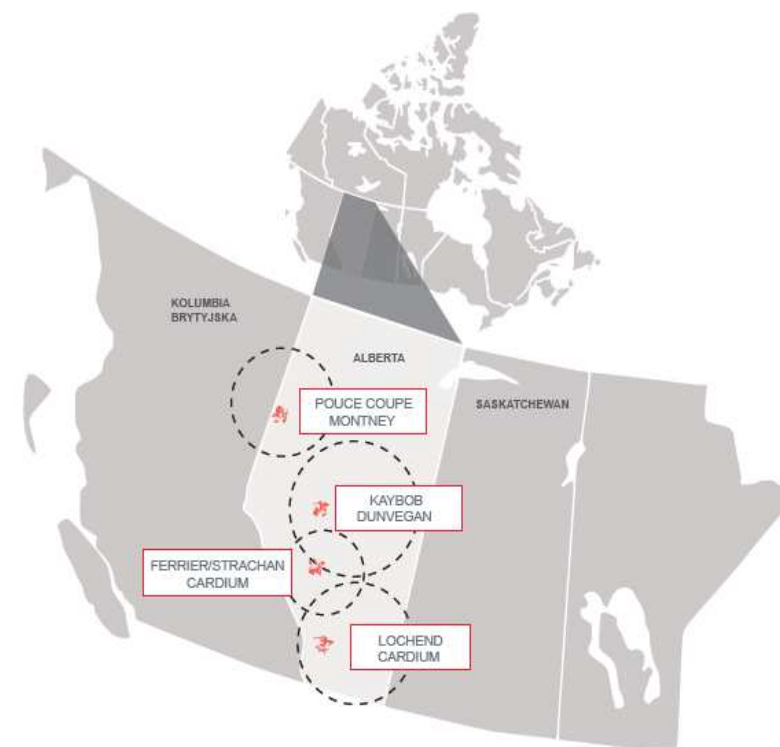
### TriOil - spółka wydobywcza

#### 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

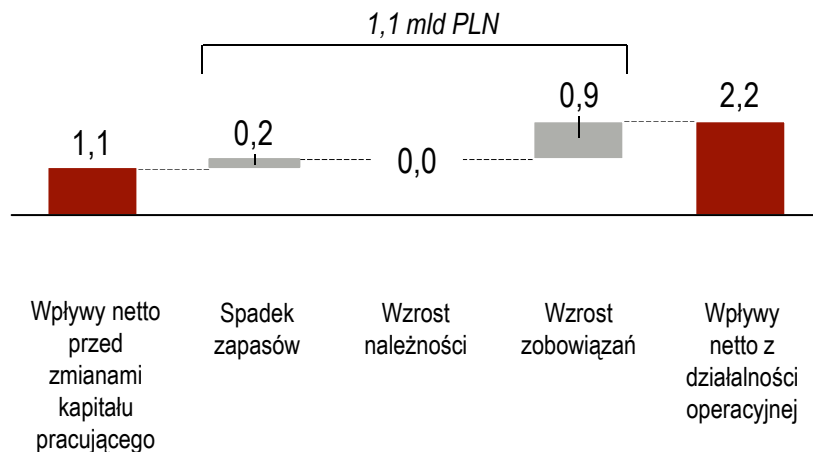
# Przeptywy pieniężne w 3kw.2014r.

## Zmniejszenie kapitału pracującego o 1,1 mld PLN



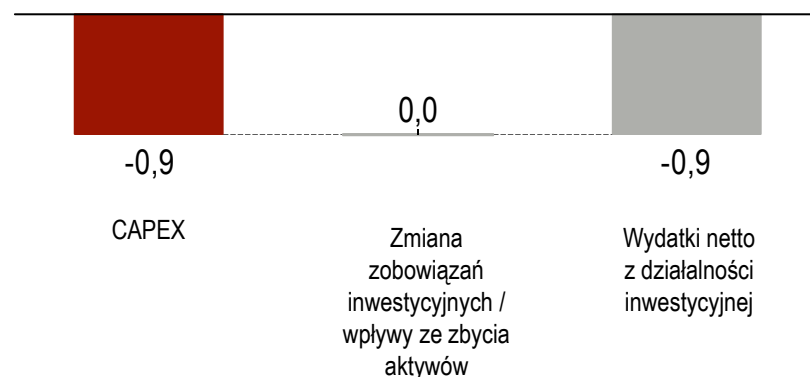
### Przeptywy z działalności operacyjnej

mld PLN



### Przeptywy z działalności inwestycyjnej

mld PLN

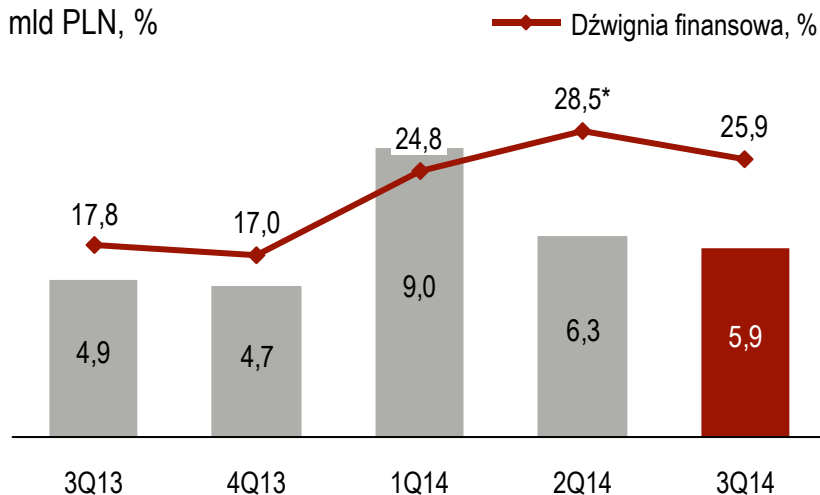


- Zmniejszenie kapitału pracującego w 3Q14 głównie w wyniku:
  - Wzrostu zobowiązań o 0,9 mld PLN, w tym; wzrost z tytułu zakupów ropy o 1,4 mld PLN oraz spadek z tytułu podatków o (-) 0,3 mld PLN
- Zapasy obowiązkowe wykazane w bilansie na koniec 3Q14 wyniosły 5,0 mld PLN, z czego w Polsce 4,4 mld PLN.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



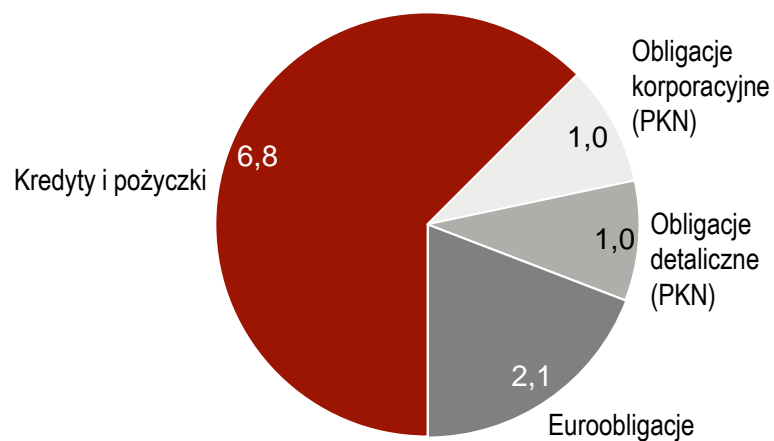
# Zadłużenie

## 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



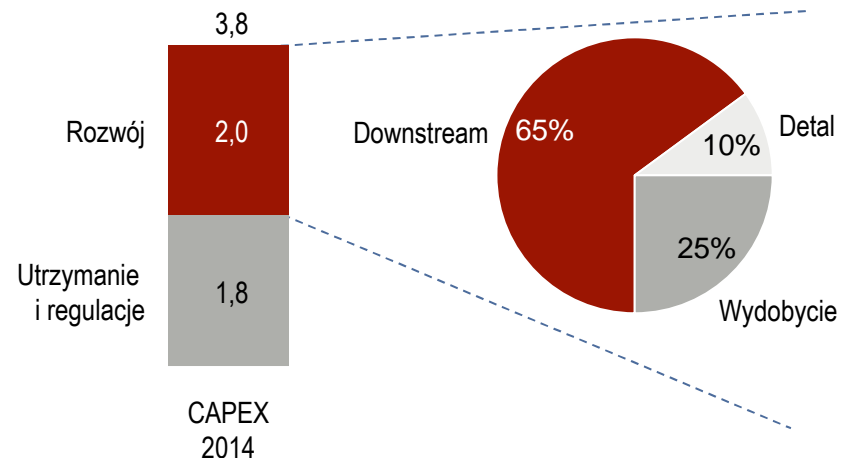
\* Wzrost dźwigni finansowej na skutek zmniejszenia kapitałów własnych po dokonanych w 2Q14 odpisach wartości aktywów

# Nakłady inwestycyjne

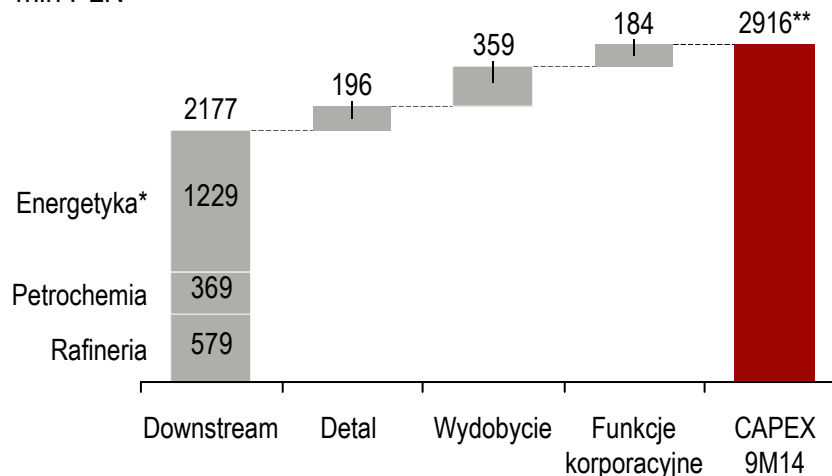
## 2,9 mld PLN nakładów za 9 miesięcy 2014r. (puła podstawowa)



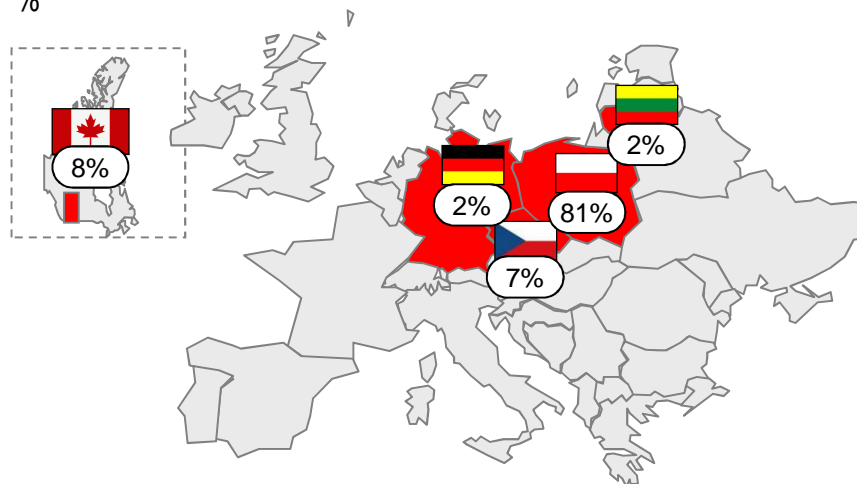
**Planowany CAPEX 2014 (puła podstawowa)**  
mld PLN



**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

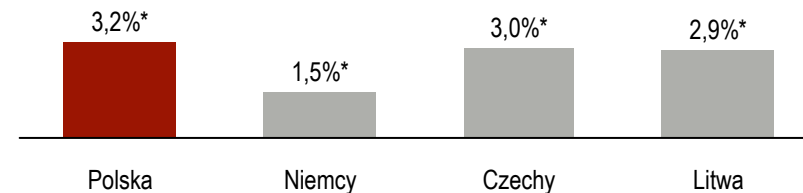
- **Cena ropy Brent** – oczekiwany nieznaczny spadek w 4Q14 w efekcie kumulacji dodatkowej podaży z Libii i Iranu oraz rosnącej produkcji w USA przy wolniejszym tempie wzrostu popytu gospodarki światowej. Duży potencjał wzrostu wydobywania w USA ogranicza wpływ OPEC na podaż i cenę ropy. Na wzrost cen 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)



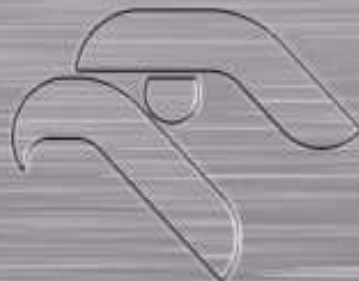
- **Konsumpcja paliw** – kontynuacja wzrostu popytu na diesla przy niewielkim spadku popytu na benzynę w regionie CEE w 2015r. - JBC Energy (październik 2014)



**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](mailto:ir@orlen.pl)

[www.orlen.pl](http://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           | -          |
| <b>Downstream</b>        | <b>1 766</b> | <b>612</b> | <b>419</b> | <b>321%</b> | <b>3 199</b> | <b>1 951</b> | <b>64%</b> |
| Detal                    | 441          | 359        | 451        | -2%         | 1 034        | 943          | 10%        |
| Wydobycie                | 52           | 27         | -9         | -           | 110          | -18          | -          |
| Funkcje korporacyjne     | -142         | -142       | -96        | -48%        | -417         | -382         | -9%        |
| <b>EBITDA LIFO</b>       | <b>2 117</b> | <b>856</b> | <b>765</b> | <b>177%</b> | <b>3 926</b> | <b>2 494</b> | <b>57%</b> |

\* 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

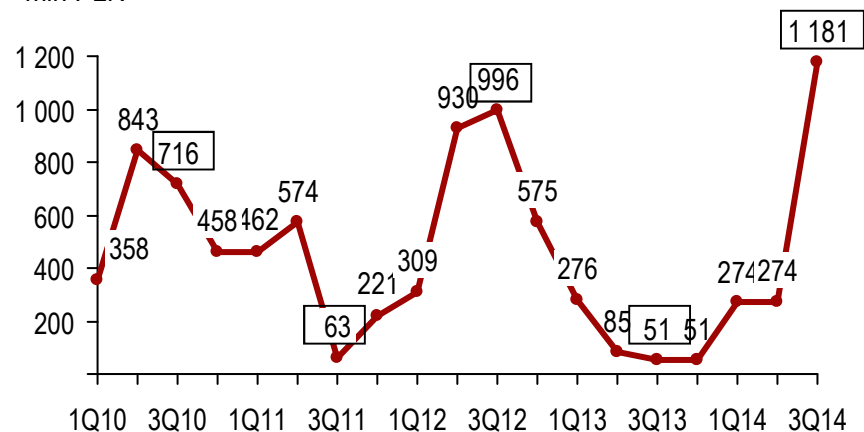
# EBITDA LIFO (Downstream)

## Udział rafinerii i petrochemii w wynikach segmentu downstream

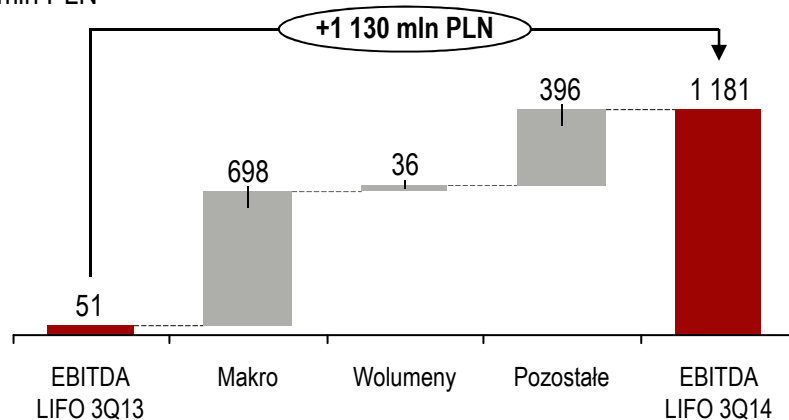


### Rafineria

EBITDA LIFO kwartalnie (bez odpisów aktualizujących\*)  
mln PLN



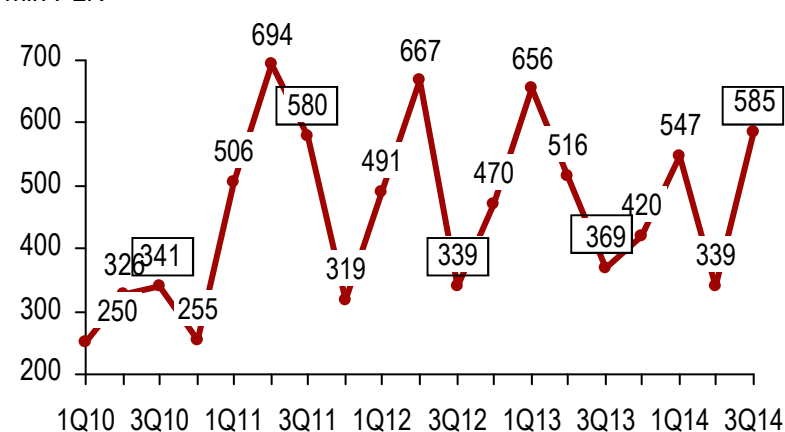
EBITDA LIFO – wpływ czynników  
mln PLN



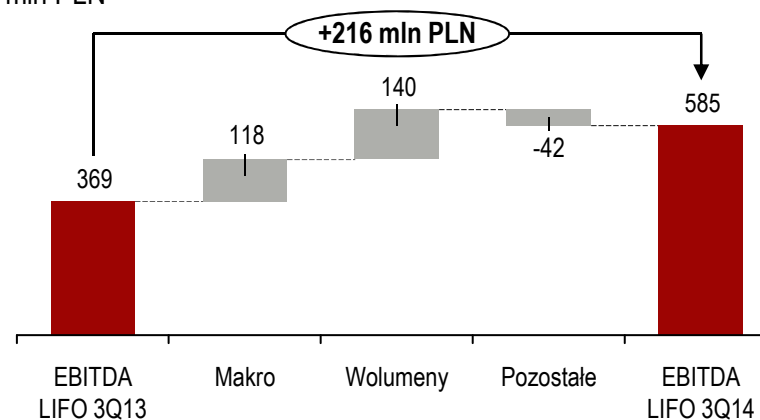
Makro: kurs (-) 39 mln PLN, marże 503 mln PLN, dyferencjał 234 mln PLN  
\* Odpisy: 4Q11 = (-) 1,7 mld PLN; 4Q12 = (-) 0,7mld PLN, 2Q14 = (-) 4,9 mld PLN

### 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



| <b>MSSF<br/>mln PLN</b>  | <b>PKN ORLEN S.A.</b> | <b>Unipetrol <sup>2)</sup></b> | <b>ORLEN<br/>Lietuva <sup>2)</sup></b> | <b>Pozostałe i<br/>korekty<br/>konsolidacyjne</b> | <b>Razem</b> |
|--------------------------|-----------------------|--------------------------------|--|---|--------------|
| Przychody                | 20 779                | 5 145                          | 5 737                                  | -2 502  | 29 160       |
| EBITDA LIFO              | 1 225                 | 346                            | 174                                    | 372   | 2 117        |
| Efekt LIFO <sup>1)</sup> | -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

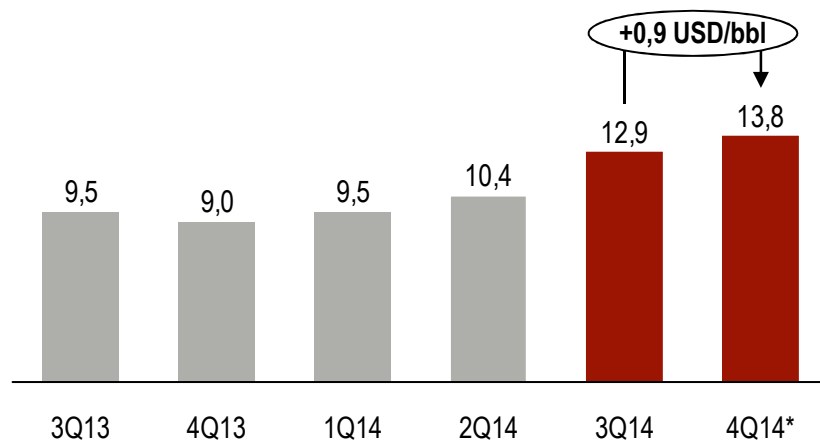
\* Dane bez odpisów aktualizujących wartość aktywów w 2Q14 i zysku z akwizycji w 1Q14.

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



## Wzrost marży downstream

Modelowa marża downstream, USD/bbl



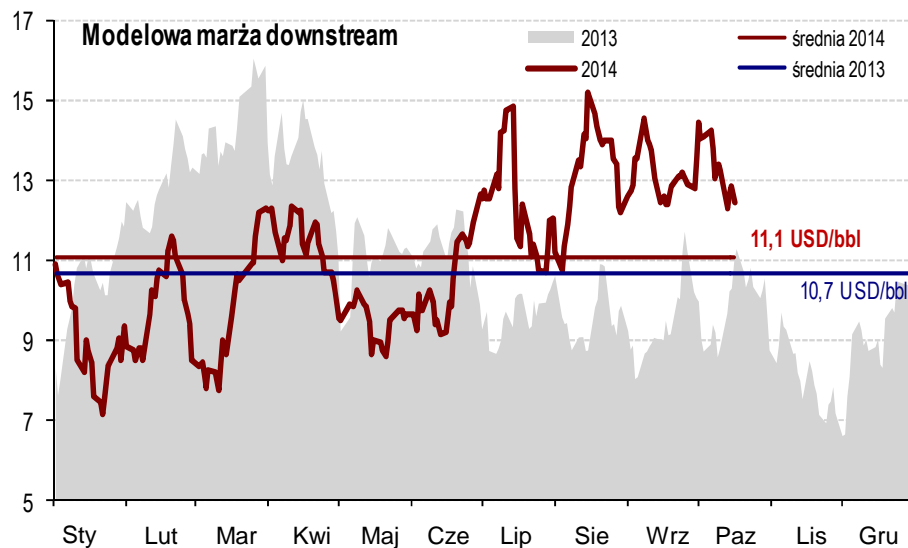
## Struktura produktowa marży downstream

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%   |

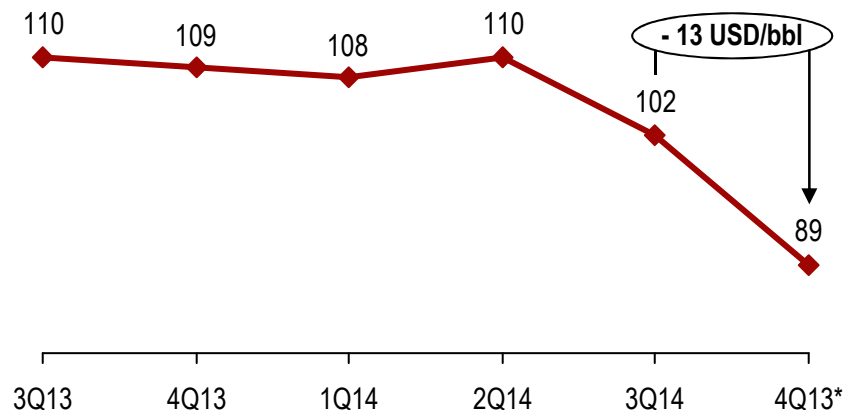
  

| Produkty petrochemiczne (EUR/t) | 4Q14* | 3Q14 | 4Q13 | (kw/kw) | (r/r) |
|---------------------------------|-------|------|------|---------|-------|
| Etylen                          | 620   | 604  | 608  | 3%      | 2%    |
| Propylen                        | 575   | 557  | 494  | 3%      | 16% 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



## Spadek cen ropy

Średnia cena ropy Brent, USD/bbl



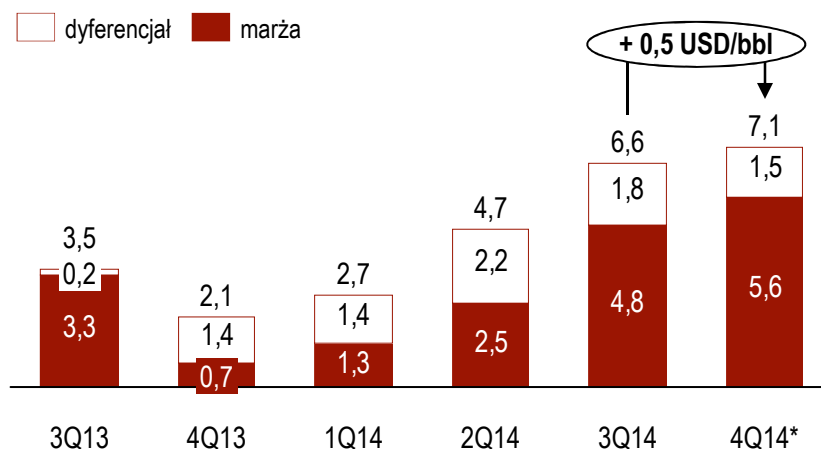
\* Dane do dnia 17.10.2014

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



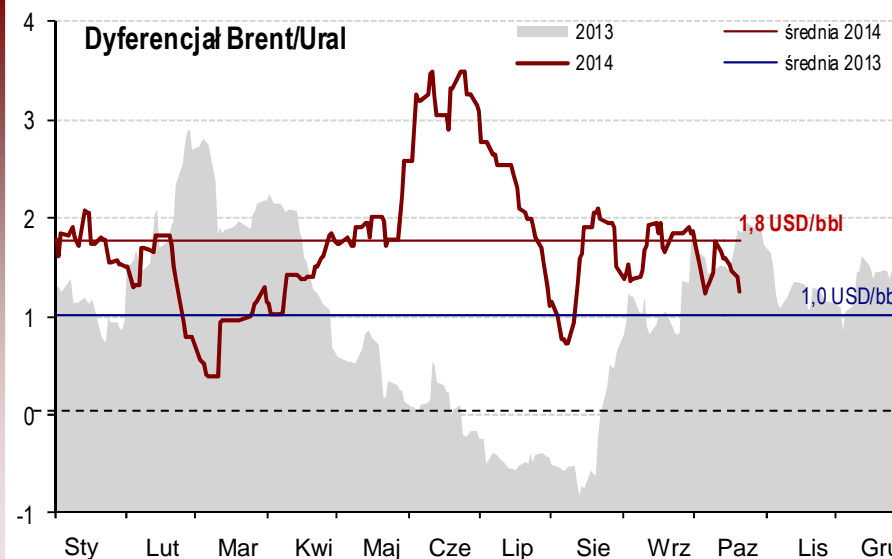
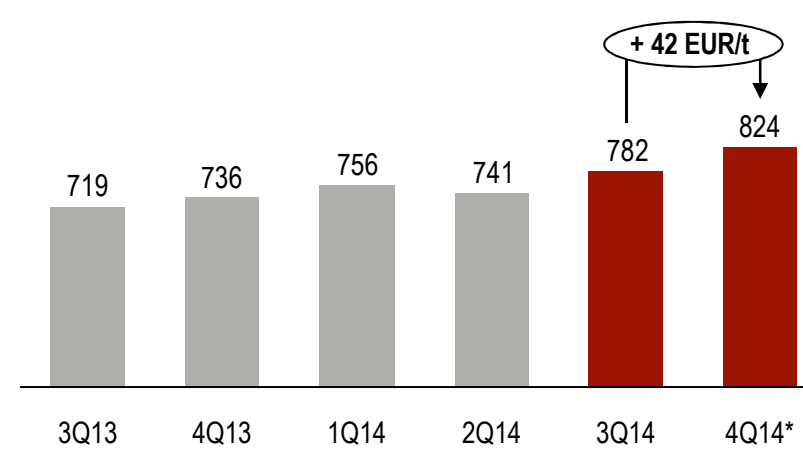
## Wzrost marży rafinerijnej i dyferencjału B/U

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      |
|---|-------|-------|-------|-----------------|-------|--------|--------|--------|
| <b>Przerób ropy w Grupie PKN ORLEN (tys. t)</b> | 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  |
| <b>Rafineria w Polsce <sup>1</sup></b>          |       |       |       |                 |       |        |        |        |
| 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 <sup>4</sup>                        | 78%   | 75%   | 79%   | -1 pp           | 3 pp  | 77%    | 77%    | 0 pp   |
| Uzysk średnich destylatów <sup>5</sup>          | 47%   | 44%   | 48%   | -1 pp           | 3 pp  | 46%    | 46%    | 0 pp   |
| Uzysk lekkich destylatów <sup>6</sup>           | 31%   | 31%   | 31%   | 0 pp            | 0 pp  | 31%    | 31%    | 0 pp   |
| <b>Rafinerie w Czechach <sup>2</sup></b>        |       |       |       |                 |       |        |        |        |
| 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 <sup>4</sup>                        | 79%   | 81%   | 78%   | 1 pp            | -2 pp | 81%    | 79%    | 2 pp   |
| Uzysk średnich destylatów <sup>5</sup>          | 46%   | 46%   | 46%   | 0 pp            | 0 pp  | 46%    | 45%    | 1 pp   |
| Uzysk lekkich destylatów <sup>6</sup>           | 33%   | 35%   | 32%   | 1 pp            | -2 pp | 35%    | 34%    | 1 pp   |
| <b>Rafineria na Litwie <sup>3</sup></b>         |       |       |       |                 |       |        |        |        |
| 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 <sup>4</sup>                        | 79%   | 77%   | 75%   | 4 pp            | 2 pp  | 77%    | 75%    | 2 pp   |
| Uzysk średnich destylatów <sup>5</sup>          | 47%   | 48%   | 46%   | 1 pp            | -1 pp | 47%    | 45%    | 2 pp   |
| Uzysk lekkich destylatów <sup>6</sup>           | 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.

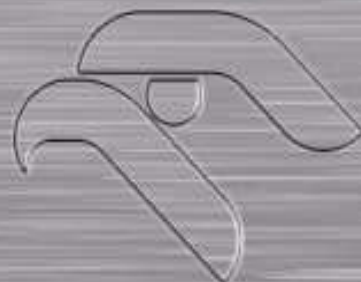
Niniejsza Prezentacja nie zawiera kompletnej ani całościowej analizy finansowej lub handlowej PKN ORLEN ani Grupy PKN ORLEN, jak również nie przedstawia jej pozycji i perspektyw w kompletny ani całościowy sposób. PKN ORLEN przygotował Prezentację z należytą starannością, jednak może ona zawierać pewne 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](mailto:ir@orlen.pl)

[www.orlen.pl](http://www.orlen.pl)