




Skonsolidowane wyniki finansowe PKN ORLEN 3 kwartał 2017r.

19 października 2017r.

 #ORLEN3Q17@PKN_ORLEN



Najważniejsze wydarzenia 3Q17



Otoczenie makroekonomiczne



Wyniki finansowe i operacyjne



Płynność i inwestycje



Otoczenie rynkowe 2017



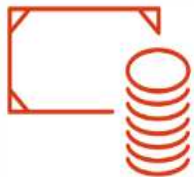
Budowa wartości

- EBITDA LIFO: 3,0 mld PLN
- Sprzyjające otoczenie makro
- Rekordowy przerób ropy
- Wzrost wolumenów sprzedaży o 10% (r/r)
- Pierwsze uruchomienie turbiny CCGT Płock



Ludzie

- Platts TOP250 – 43 miejsce wśród największych koncernów energetycznych na świecie
- PKN ORLEN w indeksie FTSE4Good
- Zintegrowany Raport Roczny PKN ORLEN 2016
www.raportzintegrowany2016.orken.pl



Siła finansowa

- Przepływy z działalności operacyjnej: 3,0 mld PLN
- Dźwignia finansowa netto: 1,7%
- Wyplata najwyższej dywidendy w historii w wys. 1,3 mld PLN (3,00 PLN/akcję)
- Uruchomienie programu emisji obligacji detalicznych



Najważniejsze wydarzenia 3Q17



Otoczenie makroekonomiczne



Wyniki finansowe i operacyjne



Płynność i inwestycje



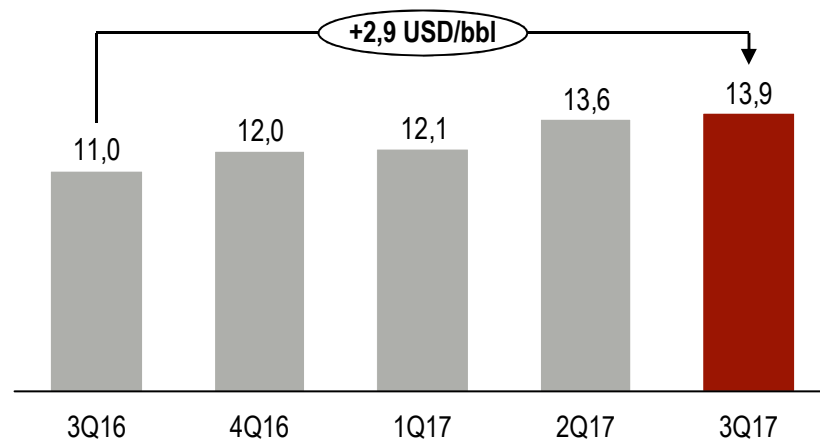
Otoczenie rynkowe 2017

Otoczenie makroekonomiczne w 3Q17 (r/r)



Wzrost marży downstream

Modelowa marża downstream, USD/bbl



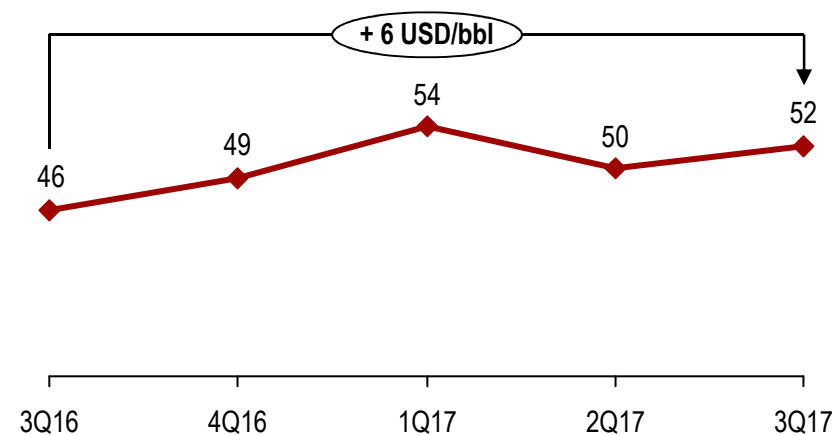
Struktura produktowa marży downstream

Marże (crack) z notowań

Produkty rafineryjne (USD/t)	3Q16	2Q17	3Q17	Δ r/r
ON	66	79	96	45%
Benzyna	125	161	164	31%
Ciężki olej opałowy	-119	-99	-100	16%
SN 150	106	359	382	260%
Produkty petrochemiczne (EUR/t)			3Q17	Δ r/r
Etylen	619	689	642	4%
Propylen	368	517	471	28%
Benzen	304	402	329	8%
PX	431	459	384	-11%

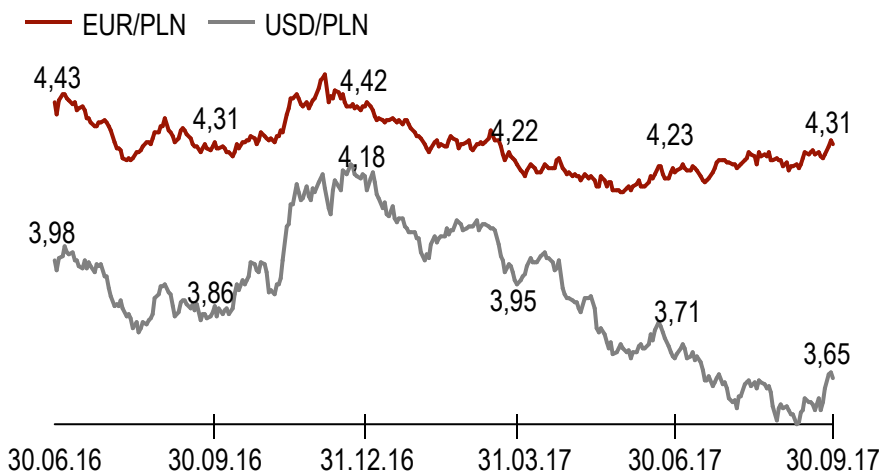
Wzrost ceny ropy

Średnia cena ropy Brent, USD/bbl



Umocnienie średniego kursu PLN wzg. USD i EUR

Kurs walutowy USD/PLN i EUR/PLN



Wzrost konsumpcji oleju napędowego (r/r)

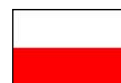
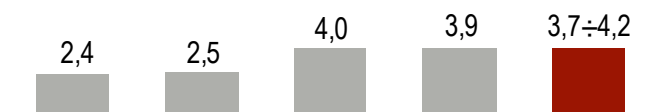
Pozytywny wpływ regulacji ograniczających szarą strefę w Polsce



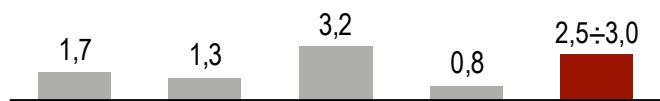
Wzrost PKB¹

Zmiana (%) do analogicznego kwartału roku poprz.

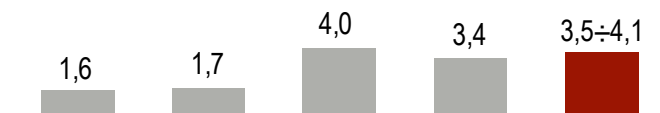
3Q16 4Q16 1Q16 2Q17 3Q17



Polska



Niemcy



Czechy

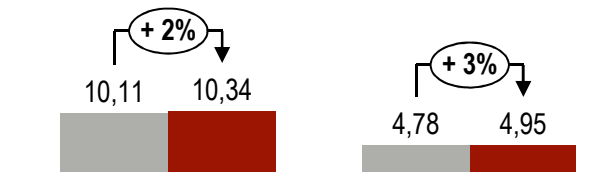
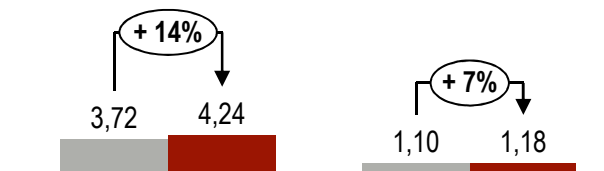


Litwa

Konsumpcja paliw (ON, Benzyna)²

mln ton

3Q16 3Q17 3Q16 3Q17



ON

Benzyna

¹ Polska – GUS / dane nieodsezonowane, (Niemcy, Litwa) – Eurostat / dane nieodsezonowane, Czechy – Czeski Urząd Statystyczny / dane odsezonowane, 3Q17 – szacunki

² 3Q17 – szacunki własne na bazie danych ARE, Litewskiego Urzędu Statystycznego, Czeskiego Urzędu Statystycznego i Niemieckiego Stowarzyszenia Przemysłu Naftowego



Najważniejsze wydarzenia 3Q17



Otoczenie makroekonomiczne



Wyniki finansowe i operacyjne

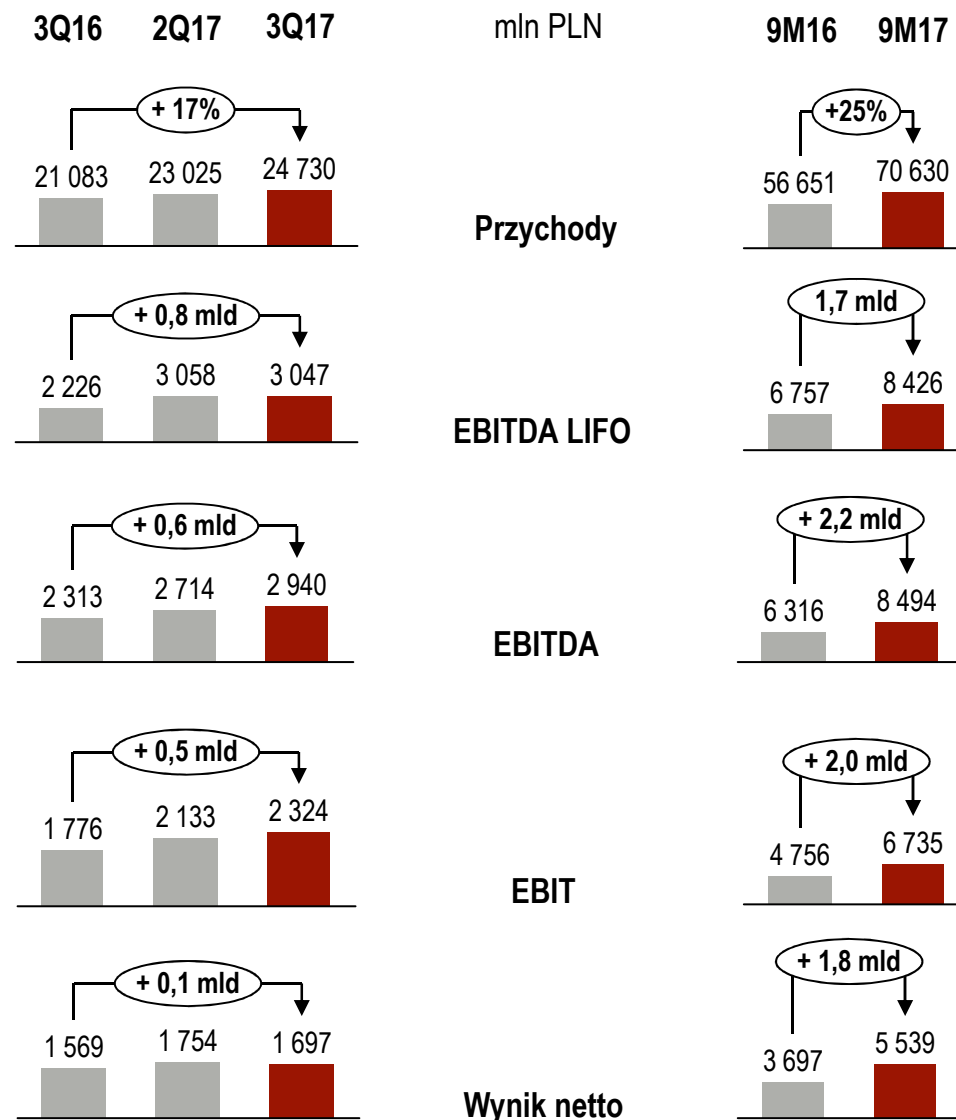


Płynność i inwestycje



Otoczenie rynkowe 2017

Wyniki finansowe w 3Q17



Przychody: wzrost o 17% (r/r) w efekcie wzrostu ceny ropy i wolumenów sprzedaży

EBITDA LIFO: wzrost o 0,8 mld PLN (r/r) głównie w efekcie wzrostu wolumenów sprzedaży oraz poprawy czynników makro ograniczony brakiem dodatniego efektu ujętego w 3Q16 odszkodowania z tytułu awarii Steam Cracker w Unipetrol oraz niższymi marżami handlowymi na sprzedaży hurtowej i detalicznej

Efekt LIFO: (-) 0,1 mld PLN w 3Q17 w efekcie spadku ceny ropy w ujęciu złotówkowym

Wynik na działalności finansowej: (-) 0,2 mld PLN w efekcie ujemnego wpływu netto różnic kursowych, rozliczenia i wyceny instrumentów pochodnych oraz odsetek

Wynik netto: 1,7 mld PLN zysku w 3Q17

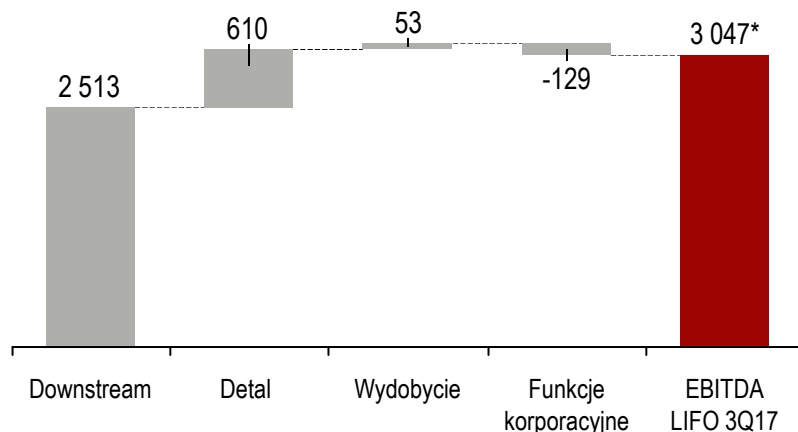
* Wyniki operacyjne przed odpisami aktualizującymi wartość aktywów trwałych:
 3Q17: (-) 50 mln PLN dotyczące głównie aktywów wydobywczych ORLEN Upstream
 9M17: (-) 65 mln PLN dotyczące głównie aktywów wydobywczych ORLEN Upstream

EBITDA LIFO



Wyniki segmentów w 3Q17

mln PLN

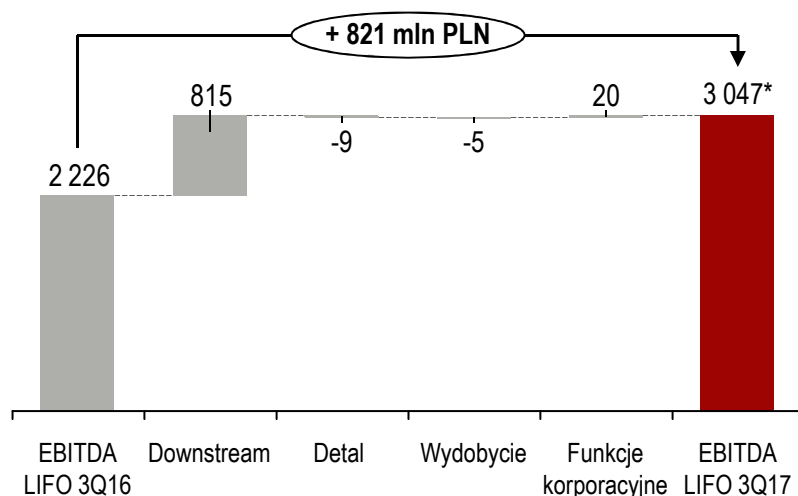


Downstream: pozytywny wpływ wzrostu wolumenów sprzedaży oraz poprawy czynników makro ograniczony brakiem dodatniego efektu ujętego w 3Q16 odszkodowania z tytułu awarii Steam Cracker w Unipetrol oraz niższymi marżami handlowymi (r/r)

Detal: negatywny wpływ niższych marż paliwowych zniwelował pozytywny efekt wzrostu wolumenów sprzedaży i wyższych marż pozapaliwowych (r/r)

Zmiana wyników segmentów (r/r)

mln PLN



Wydobycie: negatywny wpływ pogorszenia czynników makro (spadek cen gazu) zniwelował pozytywny efekt wzrostu wolumenów sprzedaży (r/r)

Funkcje korporacyjne: niższe koszty (r/r)

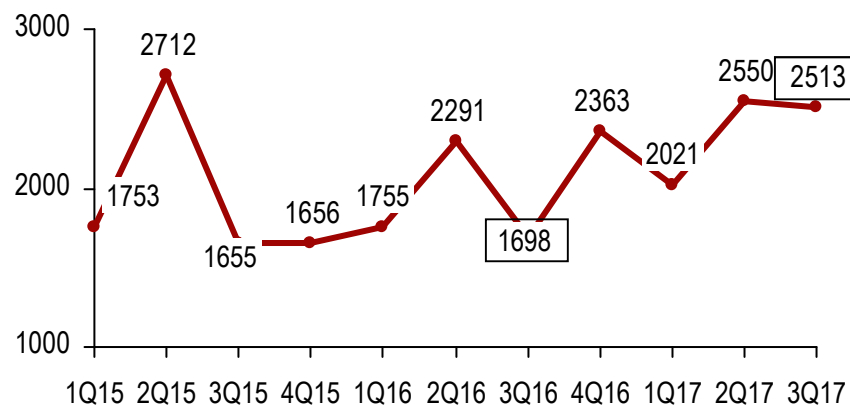
* Wyniki operacyjne przed odpisami aktualizującymi wartość aktywów trwałych:
3Q17: (-) 50 mln PLN dotyczące głównie aktywów wydobywczych ORLEN Upstream

Downstream – EBITDA LIFO

Wzrost sprzedaży i poprawa makro

EBITDA LIFO

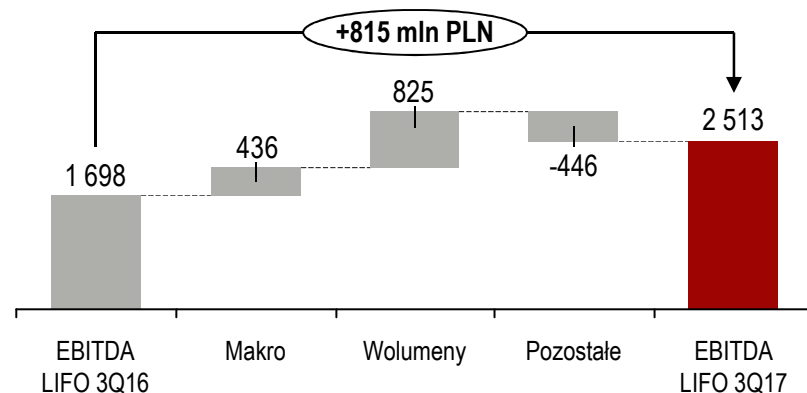
mln PLN



- Wyższy przerób o 19% (r/r) w efekcie pełnego wykorzystania mocy we wszystkich rafineriach
- Wzrost wolumenów sprzedaży o 11% (r/r), w tym: wyższa sprzedaż (r/r) oleju napędowego o 9%, LPG o 21%, olefin o 54%, poliolefin o 217%, nawozów o 20%, PCW o 56% oraz PTA o 17% przy porównywalnej sprzedaży benzyny
- Poprawa czynników makro (r/r), w tym: wzrost marż na produktach rafineryjnych, olefinach i tworzywach sztucznych w części ograniczony ujemnym wpływem niższych marż na poliolefinach, PTA i nawozach oraz umocnieniem kursu PLN względem walut obcych

EBITDA LIFO – wpływ czynników

mln PLN



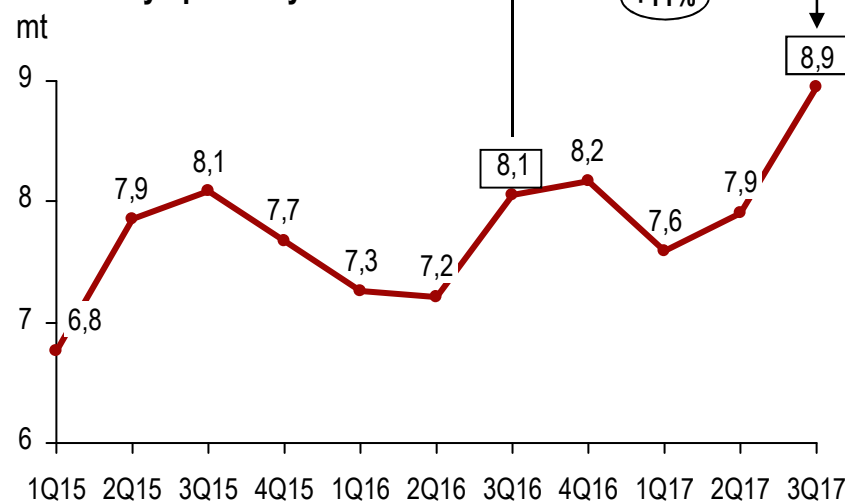
- Pozostałe obejmują głównie brak dodatniego efektu ujętego w 3Q16 odszkodowania z tytułu awarii Steam Cracker w Unipetrol

Downstream – dane operacyjne

Rekordowy przerób ropy oraz wzrost wolumenów sprzedaży



Wolumeny sprzedaży

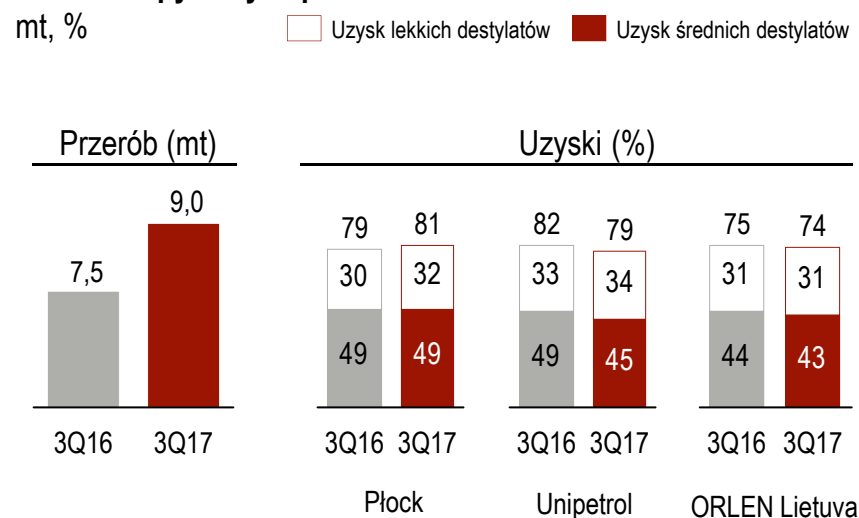


Wykorzystanie mocy

Rafinerie	3Q16	2Q17	3Q17	Δ (r/r)
Płock	98%	79%	100%	2 pp
Unipetrol	48%	96%	97%	49 pp
ORLEN Lietuva	96%	89%	106%	10 pp

Instalacje petrochemiczne	3Q16	2Q17	3Q17	Δ (r/r)
Olefiny (Płock)	71%	79%	87%	16 pp
Olefiny (Unipetrol)	0%	89%	86%	86 pp
BOP	68%	67%	81%	13 pp

Przerób ropy i uzysk paliw



- Wyższy przerób o 19% (r/r) i wykorzystanie mocy o 16pp (r/r), w tym: Płock 2pp w rezultacie zwiększonego zapotrzebowania rynkowego (r/r); Unipetrol 49pp dzięki wyższej dostępności instalacji FKK i Steam Cracker oraz ORLEN Lietuva 10pp w efekcie poprawy makro (r/r).
- Polska – wzrost sprzedaży paliw, w tym w efekcie wymiany towarów w ramach Grupy ORLEN oraz wzrost sprzedaży produktów petrochemicznych na skutek mniejszej ilości postojów remontowych (r/r).
- Czechy – wzrost sprzedaży produktów petrochemicznych w efekcie uruchomienia instalacji Steam Cracker w 4Q16 oraz wyższa sprzedaż paliw dzięki korzystnej sytuacji rynkowej i dostępności instalacji FKK.
- ORLEN Lietuva – wzrost sprzedaży produktów, w tym: wyższy wolumen sprzedaży lądowej.

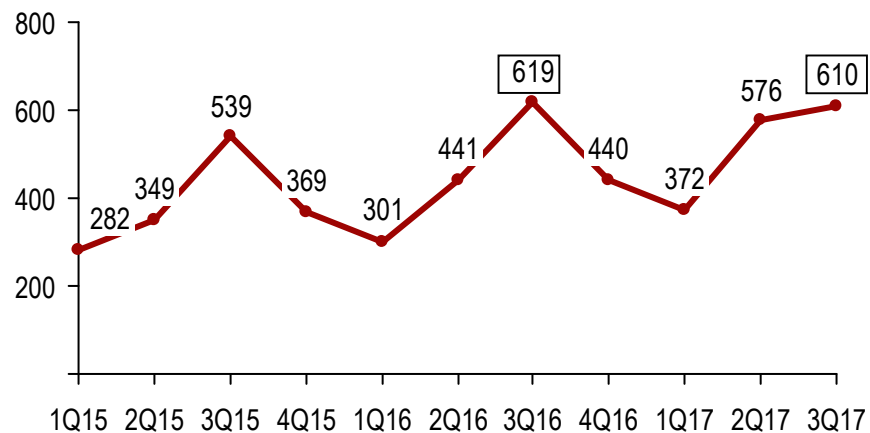
Detal – EBITDA LIFO

Wzrost sprzedaży i marż pozapaliwowych



EBITDA LIFO

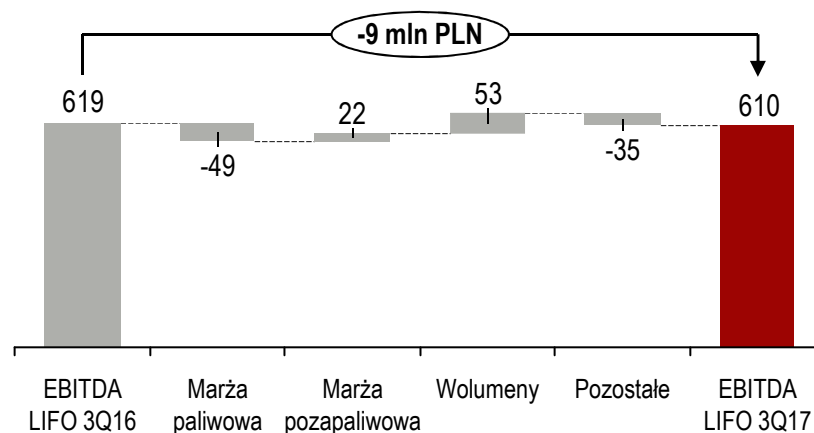
mln PLN



- Wzrost wolumenów sprzedaży o 8% (r/r)
- Wzrost udziałów rynkowych w Czechach (r/r)
- Wzrost marż pozapaliwowych na rynku polskim i czeskim przy porównywalnych marżach na rynku niemieckim i litewskim (r/r)
- 1753 punkty z ofertą gastronomiczną Stop Cafe, w tym 117 sklepów w nowym formacie O!SHOP; wzrost o 101 (r/r)

EBITDA LIFO – wpływ czynników

mln PLN



- Spadek marż paliwowych na rynku polskim, niemieckim i czeskim przy porównywalnych marżach na rynku litewskim (r/r)
- Pozostałe obejmują głównie wyższe koszty funkcjonowania stacji paliw związane ze wzrostem wolumenów sprzedaży (r/r)

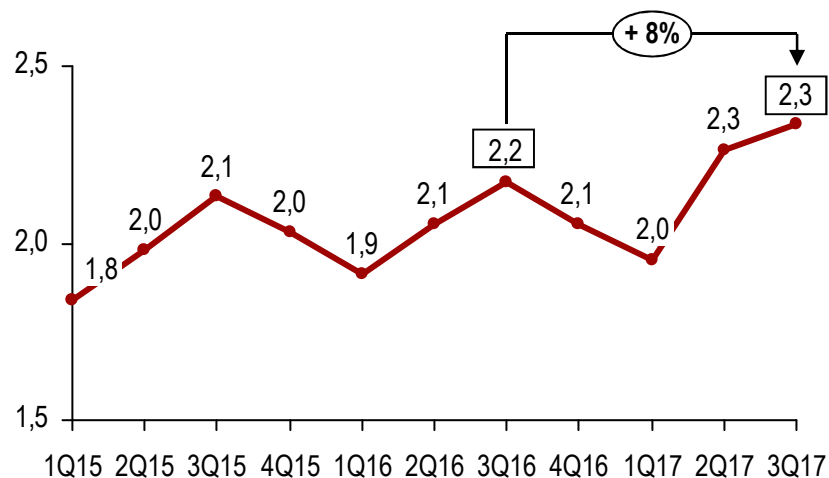
Detal – dane operacyjne

Wzrost sprzedaży oraz dalszy rozwój oferty pozapaliwowej



Wolumeny sprzedaży

mt



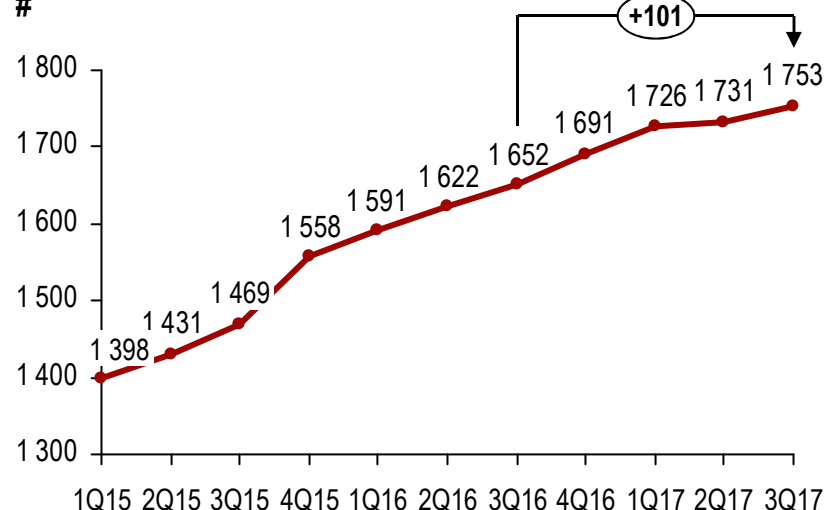
Liczba stacji i udziały w rynku (wolumenowe)

#, %

	# stacji	Δ r/r	% rynku	Δ r/r
PL	1 758	-1	34,2%	(-) 0,1 pp
DE	580	7	6,0%	0,0 pp
CZ	394	41	19,6%	2,3 pp
LT	25	0	4,5%	0,1 pp

Liczba Stop Cafe

#



- Wzrost sprzedaży o 8% (r/r), w tym: wzrost w Polsce o 6%, w Czechach o 24%, na Litwie o 13% i w Niemczech o 2%*
- Wzrost udziałów rynkowych w Czechach o 2,3 pp (r/r) w efekcie włączenia do sieci stacji przejętych od OMV
- 2757 stacji na koniec 3Q17, tj. wzrost liczby stacji o 47 (r/r), w tym: wzrost w Niemczech o 7 i w Czechach o 41 stacji przy spadku o 1 stację w Polsce
- Rozwój oferty pozapaliwowej poprzez otwarcie w 3Q17 kolejnych 22 punktów Stop Cafe. Na koniec 3Q17 funkcjonowały 1753 punkty, w tym: 1552 w Polsce (z czego 117 w nowym formacie O!SHOP), 178 w Czechach i 23 na Litwie

*) Sprzedaż wolumenowa paliw na stacjach ORLEN Deutschland

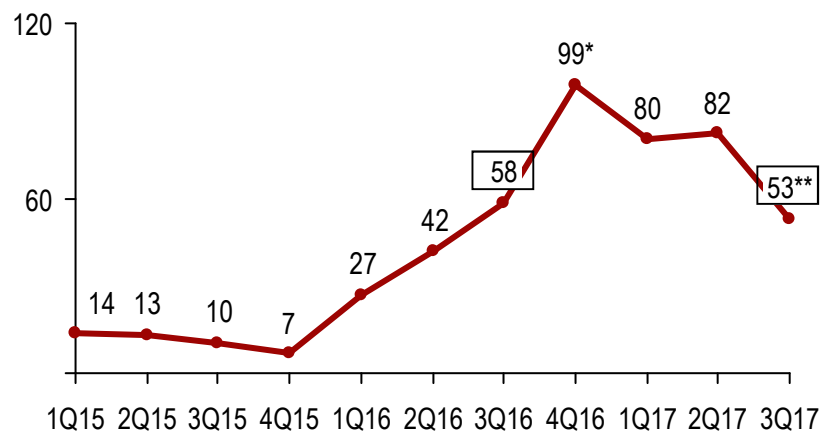
Wydobycie – EBITDA LIFO

Wzrost średniego wydobywania o 18% (r/r)



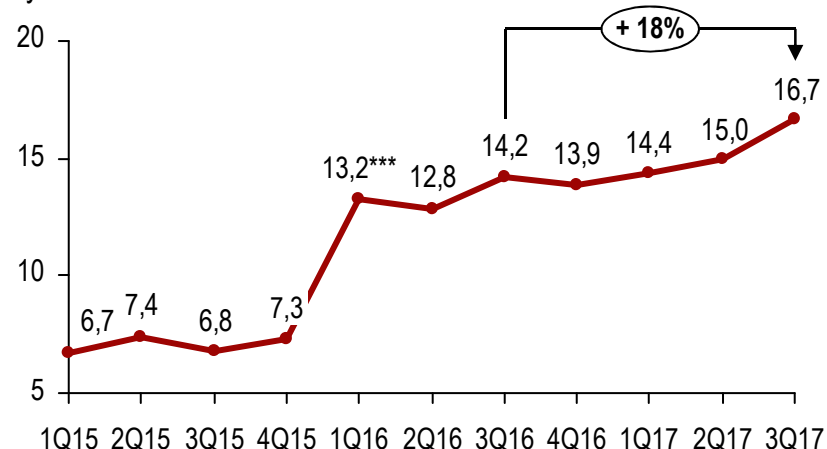
EBITDA LIFO

mln PLN



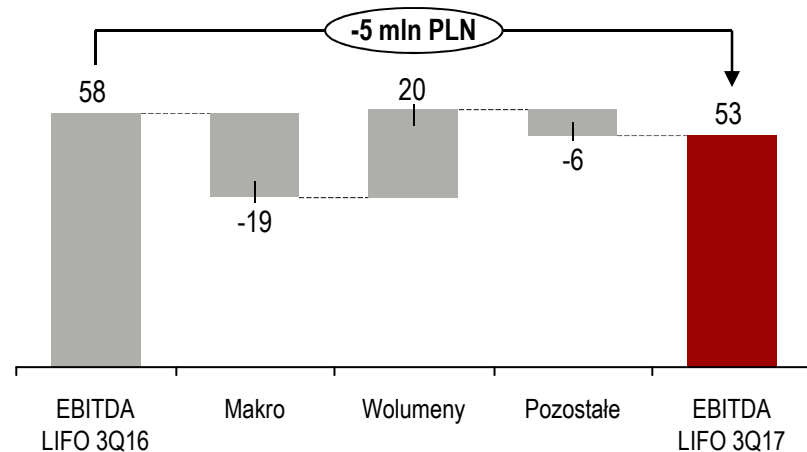
Średnie wydobywanie

tys. boe/d



EBITDA LIFO – wpływ czynników

mln PLN



- Wzrost średniego wydobywania o 2,5 tys. boe/d, w tym: wyższe średnie wydobywanie w Kanadzie o 2,7 tys. boe/d przy niższym średnim wydobywaniu w Polsce o (-) 0,2 tys. boe/d



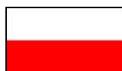
- Negatywny wpływ otoczenia makro w efekcie spadku notowań gazu w Kanadzie (r/r)

* Nie zawiera 29 mln PLN z tytułu korekty alokacji ceny nabycia dotyczącej zakupu FX Energy

** Wyniki operacyjne przed odpisami aktualizującymi wartość aktywów trwałych w wys. (-) 43 mln PLN

*** Skokowy wzrost produkcji w efekcie nabycia aktywów wydobywczych Kicking Horse Energy i FX Energy

Polska



Łączne zasoby ropy i gazu (2P)

Ok. 11 mln boe*

3Q17

Średnie wydobycie: 1,0 tys. boe/d (100% gaz)

EBITDA**: 0 mln PLN

CAPEX: 45 mln PLN

9M17

Średnie wydobycie: 1,2 tys. boe/d (100% gaz)

EBITDA**: 16 mln PLN

CAPEX: 113 mln PLN

3Q17

- Niższy poziom wydobywania w związku z planowanymi postojami remontowo-pomiarowymi
- Rozpoczęto wiercenie 2 otworów poszukiwawczych na obszarze Karpaty oraz Edge.
- Kontynuowano akwizycje danych sejsmicznych 3D na obszarze Płotki oraz analizy danych sejsmicznych 2D i 3D.
- Kontynuowano zagospodarowanie złoża Miłosław E i rozpoczęto wydobywanie
- Kontynuowano prace przygotowawcze dla kolejnych otworów oraz akwizycji danych sejsmicznych planowanych na przełomie 2017/2018r.

* Dane na dzień 31.12.2016

** Wyniki operacyjne przed odpisami aktualizującymi wartość aktywów trwałych w wys. (-) 42mln PLN w Polsce / (-) 1 mln PLN w Kanadzie
Netto - liczba odwiertów pomnożona przez procent udziału w poszczególnym aktywie

Kanada



Łączne zasoby ropy i gazu (2P)

Ok. 103 mln boe* (43% węglowodory ciekłe, 57% gaz)

3Q17

Średnie wydobycie: 15,7 tys. boe/d (40% węglowodory ciekłe)

EBITDA: 53 mln PLN

CAPEX: 77 mln PLN

9M17

Średnie wydobycie: 14,2 tys. boe/d (40% węglowodory ciekłe)

EBITDA**: 199 mln PLN

CAPEX: 501 mln PLN

3Q17

- Rozpoczęto wiercenie 6 (2,9 netto) odwiertów, w tym: 4 (1,3 netto) na obszarze Ferrier oraz 2 (1,6 netto) na obszarze Kakwa.
- 1 odwiert (0,8 netto) na obszarze Kakwa oraz 1 odwiert (0,5 netto) na obszarze Ferrier zostały poddane zabiegowi szczelinowania.
- Do produkcji zostały podłączone 2 (1,6 netto) otwory na obszarze Kakwa.
- W rejonie Kakwa rozpoczęto przygotowania do rozbudowy instalacji do wstępnego przerobu gazu oraz kontynuowano projekt budowy instalacji do magazynowania wody. Na obszarze Ferrier kontynuowano prace związane z budową rurociągu do sprzedaży węglowodorów ciekłych.



Najważniejsze wydarzenia 3Q17



Otoczenie makroekonomiczne



Wyniki finansowe i operacyjne



Płynność i inwestycje



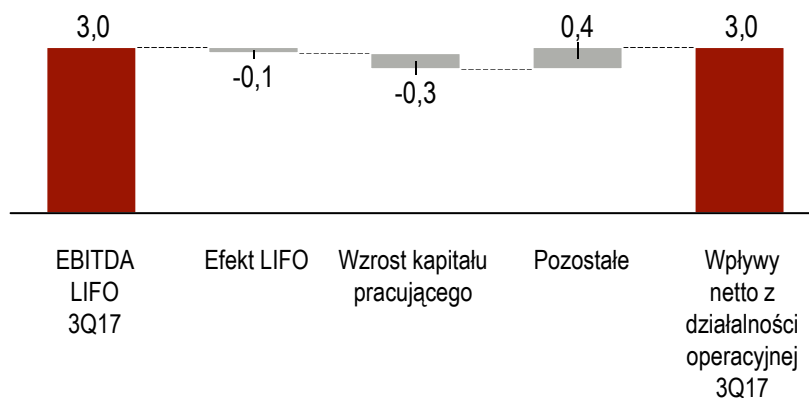
Otoczenie rynkowe 2017

Przepływy pieniężne



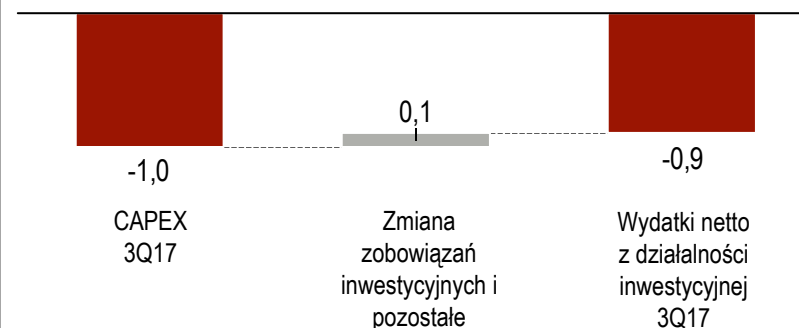
Przepływy z działalności operacyjnej

mld PLN



Przepływy z działalności inwestycyjnej

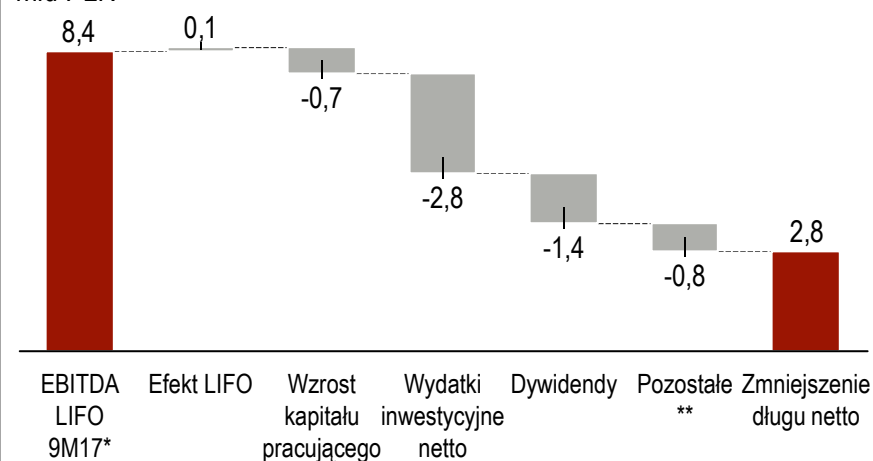
mld PLN



- Wzrost kapitału pracującego w 3Q17 o 0,3 mld PLN głównie w wyniku zwiększenia ilości i wartości zapasów na skutek wzrostu cen ropy
- Pozostałe 0,4 mld PLN obejmują głównie uzyskane odszkodowanie z tytułu awarii Steam Cracker oraz FKK w Unipetrol rozpoznane w rachunku wyników w 2Q17
- Zapasy obowiązkowe wykazane w bilansie na koniec 3Q17 wyniosły 4,2 mld PLN, z czego w Polsce 3,8 mld PLN

Wolne przepływy pieniężne za 9M17

mld PLN



* zawiera 0,7 mld PLN odszkodowania z tytułu awarii Steam Cracker oraz FKK w Unipetrol

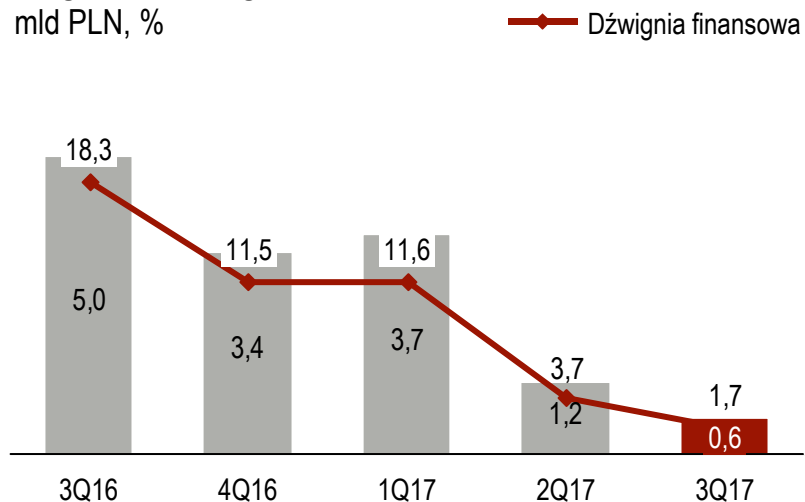
** głównie efekt netto: zapłacony podatek dochodowy, eliminacja zysków jednostek konsolidowanych metodą praw własności, operacyjne różnice kursowe, zapłacone odsetki, wpłaty odszkodowania w Unipetrol ujęte w wynikach 2016r.

Siła finansowa



Dług netto i dźwignia finansowa

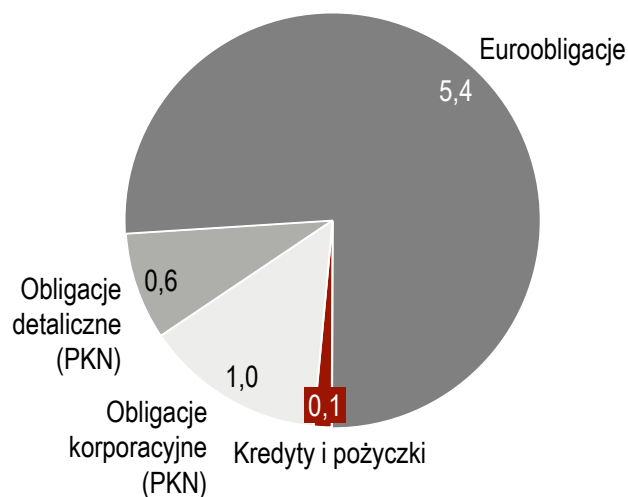
mld PLN, %



- Struktura walutowa długu brutto: EUR 76%, PLN 23%, CAD 1%
- Średni termin zapadalności zadłużenia 2021r.
- Rating inwestycyjny: BBB- z perspektywą stabilną (Fitch), Baa2 z perspektywą stabilną (Moody's)
- Zmniejszenie zadłużenia netto o 0,6 mld PLN (kw/kw) w efekcie dodatnich wpływów z działalności operacyjnej 3,0 mld PLN, pomniejszonych o wydatki inwestycyjne (-) 0,9 mld PLN oraz wypłacone dywidendy (-) 1,4 mld PLN oraz (-) 0,1 mld PLN głównie z tytułu zapłaconych odsetek i wyceny zadłużenia

Zdywersyfikowane źródła finansowania (dług brutto)

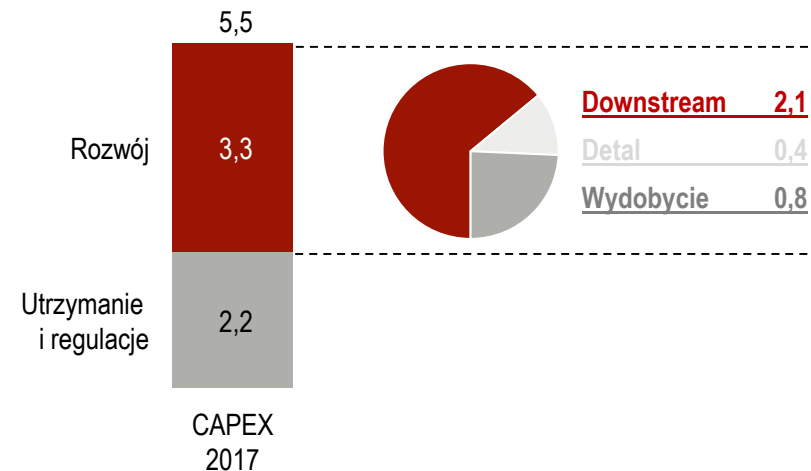
mld PLN



Nakłady inwestycyjne

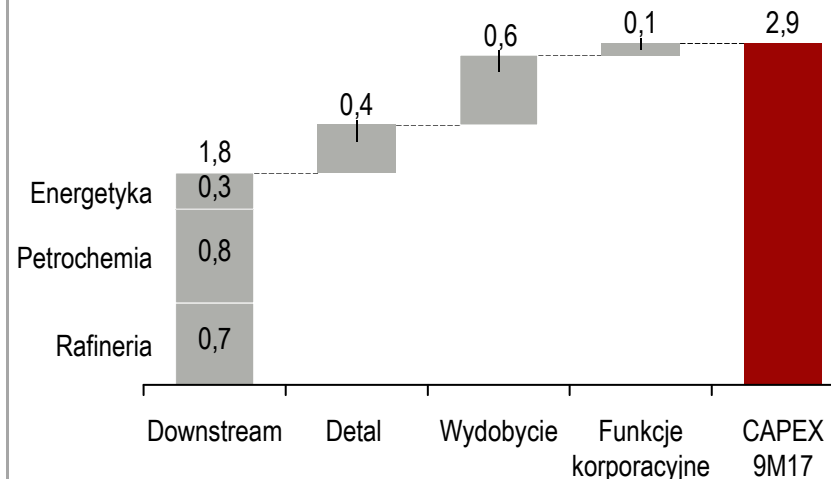
Planowany CAPEX 2017

mld PLN, %



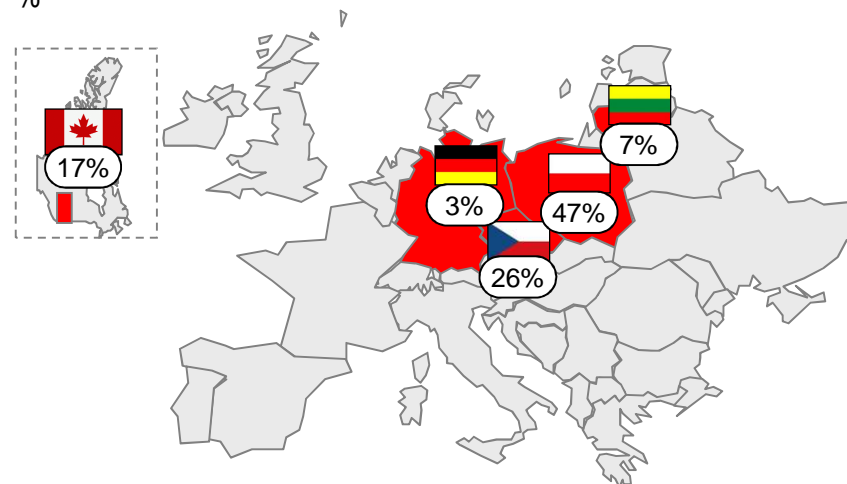
Zrealizowany CAPEX 9M17 – podział na segmenty

mld PLN



Zrealizowany CAPEX 9M17 – podział wg krajów

%



Główne projekty w 3Q17



- Budowa instalacji Polietylenu w Czechach
- Budowa instalacji Metatezy w Płocku
- Budowa CCGT w Płocku:
 - Pierwsze uruchomienie turbiny
 - Pierwsza udana synchronizacja z KSE
 - Planowane oddanie do eksploatacji na przełomie 2017/2018r.



- Otwarto 19 stacji (w tym: 9 stacji w Polsce oraz 9 stacji w Czechach), zamknięto 6, zmodernizowano 18
- Otwarto 22 punkty z ofertą gastronomiczną Stop Cafe oraz sklepy w nowym formacie OISHOP



- Kanada – 77 mln PLN / Polska – 45 mln PLN

* CAPEX 3Q17 wyniósł 977 mln PLN: rafineria 206 mln PLN, petrochemia 334 mln PLN, energetyka 135 mln PLN, detal 131 mln PLN, wydobycie 122 mln PLN, FK 49 mln PLN



Najważniejsze wydarzenia 3Q17



Otoczenie makroekonomiczne



Wyniki finansowe i operacyjne



Płynność i inwestycje



Otoczenie rynkowe 2017



Makro

- Ropa Brent – oczekiwany wzrost średniorocznego poziomu ceny ropy w porównaniu ze średnią za 2016r. w wyniku ograniczenia podaży na skutek porozumienia producentów ropy (OPEC) przy jednoczesnym wzroście wydobycia w USA oraz wzroście konsumpcji.
- Marża downstream – oczekiwany wzrost średniorocznego poziomu marży w porównaniu ze średnią za 2016r. dzięki wysokiej konsumpcji paliw i produktów petrochemicznych przy relatywnie niskiej cenie ropy.



Gospodarka

- Prognozy PKB na 2017r.* – Polska 4,0%, Czechy 3,6%, Litwa 3,6%, Niemcy 1,8%.
- Konsumpcja paliw – prognozowany wzrost popytu na paliwa w Polsce, Czechach i na Litwie przy stabilizacji konsumpcji w Niemczech. Wysoka dynamika wzrostu konsumpcji paliw w Polsce zarówno w efekcie wzrostu gospodarczego, jak i ograniczania szarej strefy.



Regulacje

- Regulacje ograniczające szarą strefę: pakiet paliwowy (sierpień 2016r.), pakiet energetyczny (wrzesień 2016r.) oraz pakiet transportowy (kwiecień 2017r.)
- Zapasy obowiązkowe – redukcja zapasów w 2017r. z 60 do 53 dni (ok. 0,3 mt). Obecny poziom wynosi 57 dni. Redukcja do 53 dni od 30 grudnia 2017r.
- NCW – od 2017r. konieczne jest realizowanie 50% NCW poprzez obowiązkowe blendowanie biokomponentów do paliw w ujęciu rocznym

* Polska (NBP, lipiec 2017); Niemcy (Międzynarodowy Fundusz Walutowy, lipiec 2017); Czechy (CNB, sierpień 2017); Litwa (Lietuvos Bankas, sierpień 2017)

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



Slajdy pomocnicze

Wyniki – podział na kwartały



mIn PLN	3Q16	2Q17	3Q17	Δ (r/r)	9M16	9M17	Δ
Przychody	21 083	23 025	24 730	17%	56 651	70 630	25%
EBITDA LIFO	2 226	3 058	3 047	37%	6 757	8 426	25%
efekt LIFO	87	-344	-107	-	-441	68	-
EBITDA	2 313	2 714	2 940	27%	6 316	8 494	34%
Amortyzacja	-537	-581	-616	-15%	-1 560	-1 759	-13%
EBIT LIFO	1 689	2 477	2 431	44%	5 197	6 667	28%
EBIT	1 776	2 133	2 324	31%	4 756	6 735	42%
Wynik netto	1 569	1 754	1 697	8%	3 697	5 539	50%

* Wyniki operacyjne przed odpisami aktualizującymi wartość aktywów trwałych:
 3Q17: (-) 50 mln PLN dotyczące głównie aktywów wydobywczych ORLEN Upstream
 9M17: (-) 65 mln PLN dotyczące głównie aktywów wydobywczych ORLEN Upstream

Wyniki – podział na segmenty



3Q17 mln PLN	Downstream	Detal	Wydobycie	Funkcje korporacyjne	SUMA
EBITDA LIFO	2 513	610	53	-129	3 047
Efekt LIFO	-107	-	-	-	-107
EBITDA	2 406	610	53	-129	2 940
Amortyzacja	-394	-104	-89	-29	-616
EBIT	2 012	506	-36	-158	2 324
EBIT LIFO	2 119	506	-36	-158	2 431

3Q16 mln PLN	Downstream	Detal	Wydobycie	Funkcje korporacyjne	SUMA
EBITDA LIFO	1 698	619	58	-149	2 226
Efekt LIFO	87	-	-	-	87
EBITDA	1 785	619	58	-149	2 313
Amortyzacja	-328	-99	-85	-25	-537
EBIT	1 457	520	-27	-174	1 776
EBIT LIFO	1 370	520	-27	-174	1 689

* Wyniki operacyjne przed odpisami aktualizującymi wartość aktywów trwałych:
3Q17: (-) 50 mln PLN dotyczące głównie aktywów wydobywczych ORLEN Upstream

EBITDA LIFO – podział na segmenty



mIn PLN	3Q16	2Q17	3Q17	Δ (r/r)	9M16	9M17	Δ
Downstream	1 698	2 550	2 513	48%	5 744	7 084	23%
Detal	619	576	610	-1%	1 361	1 558	14%
Wydobycie	58	82	53	-9%	127	215	69%
Funkcje korporacyjne	-149	-150	-129	13%	-475	-431	9%
EBITDA LIFO	2 226	3 058	3 047	37%	6 757	8 426	25%

* Wyniki operacyjne przed odpisami aktualizującymi wartość aktywów trwałych:

3Q17: (-) 50 mln PLN dotyczące głównie aktywów wydobywczych ORLEN Upstream

9M17: (-) 65 mln PLN dotyczące głównie aktywów wydobywczych ORLEN Upstream

Wyniki – podział na spółki



3Q17 mln PLN	PKN ORLEN S.A.	Unipetrol ²⁾	ORLEN Lietuva ²⁾	Pozostałe i korekty konsolidacyjne	Razem
Przychody	18 224	5 043	4 256	-2 793	24 730
EBITDA LIFO	1 628	556	343	520	3 047
Efekt LIFO ¹⁾	-34	-77	2	2	-107
EBITDA	1 594	479	345	522	2 940
Amortyzacja	-311	-110	-19	-176	-616
EBIT	1 283	369	326	346	2 324
EBIT LIFO	1 317	446	324	344	2 431
Przychody finansowe	217	18	29	-50	214
Koszty finansowe	-392	-85	-37	86	-428
Wynik netto	893	252	262	290	1 697

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

2) Prezentowane dane przedstawiają wyniki Grupy Unipetrol oraz Orlen Lietuva wg MSSF przed uwzględnieniem korekt dokonanych na potrzeby konsolidacji PKN ORLEN

* Wyniki operacyjne przed odpisami aktualizującymi wartość aktywów trwałych:

3Q17: (-) 50 mln PLN dotyczące głównie aktywów wydobywczych ORLEN Upstream

mIn USD	3Q16	2Q17	3Q17	Δ r/r	9M16	9M17	Δ
Przychody	949	954	1 174	24%	2 494	3 141	26%
EBITDA LIFO	48	58	95	98%	202	194	-4%
EBITDA	31	54	96	210%	175	203	16%
EBIT	28	49	91	225%	165	190	15%
Wynik netto	14	50	72	414%	142	165	16%

- Wzrost wolumenów sprzedaży w 3Q17 o 9% (r/r) głównie w rezultacie wyższej sprzedaży lądowej. Wzrost przychodów ze sprzedaży odzwierciedla wzrost wolumenów oraz notowań produktów na skutek wyższych cen ropy naftowej.
- Wyższy przerób ropy i wzrost wykorzystania mocy rafineryjnych o 10 pp (r/r) głównie w efekcie korzystniejszych uwarunkowań rynkowych. Zmniejszony uzysk paliw o (-) 1pp (r/r) głównie w rezultacie niższego udziału w przerobie wsadów innych niż ropa (kondensat).
- EBITDA LIFO wyższa o 47 mln USD (r/r) głównie w efekcie wyższych wolumenów sprzedaży i pozytywnego wpływu parametrów makroekonomicznych.
- CAPEX 3Q17: 12 mln USD / 9M17: 49 mln USD

Wyniki operacyjne przed odpisami aktualizującymi wartość aktywów trwałych:

2Q17: 1 mln USD

3Q17: (-) 2 mln USD

9M17: (-) 1 mln USD

mln CZK	3Q16	2Q17	3Q17	Δ r/r	9M16	9M17	Δ
Przychody	23 110	31 181	30 904	34%	61 347	91 935	50%
EBITDA LIFO	1 936	6 549	3 414	76%	6 875	13 579	98%
EBITDA	1 398	6 060	2 934	110%	6 224	12 965	108%
EBIT	918	5 369	2 259	146%	4 839	10 975	127%
Wynik netto	739	3 594	1 539	108%	3 852	7 971	107%

- Wzrost sprzedaży w 3Q17 o 25% (r/r) głównie w obszarze produktów petrochemicznych w rezultacie uruchomienia w 4Q16 instalacji Steam Cracker po awarii z sierpnia 2015r. Wyższe przychody ze sprzedaży produktów odzwierciedlają wzrost wolumenów oraz notowań produktów rafineryjnych i petrochemicznych na skutek wzrostu cen ropy naftowej.
- Wzrost wykorzystania mocy rafineryjnych o 46 pp (r/r) w rezultacie wznowienia pracy przez instalację Steam Cracker w 4Q16. Niższy uzysk paliw o (-) 2 pp (r/r) wynika z braku konieczności maksymalnego dociążania instalacji rafineryjnych w okresie postoju instalacji Steam Cracker.
- EBITDA LIFO w 3Q17 wyższa o 1,48 mld CZK (r/r) w efekcie wyższych wolumenów sprzedaży i pozytywnego wpływu paramentów makroekonomicznych, przy ujemnym wpływie niższych (r/r) odszkodowaniach od ubezpieczycieli z tytułu awarii instalacji do produkcji etylenu oraz kosztów ogólnych i pracy.
- CAPEX 3Q17: 1 709 mln CZK / 9M17: 4 738 mln CZK

* Wyniki operacyjne przed odpisami aktualizującymi wartość aktywów trwałych:

2Q17: (-) 6 mln CZK

3Q16: (-) 6 mln CZK/ 3Q17: 6 mln CZK

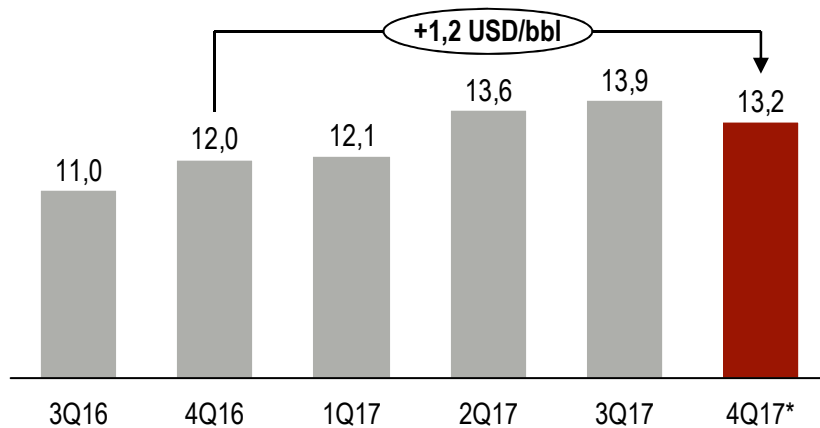
9M16: (-) 13 mln CZK/ 9M 17: 0 mln CZK

Otoczenie makroekonomiczne w 4kw.2017r.



Wzrost marży downstream

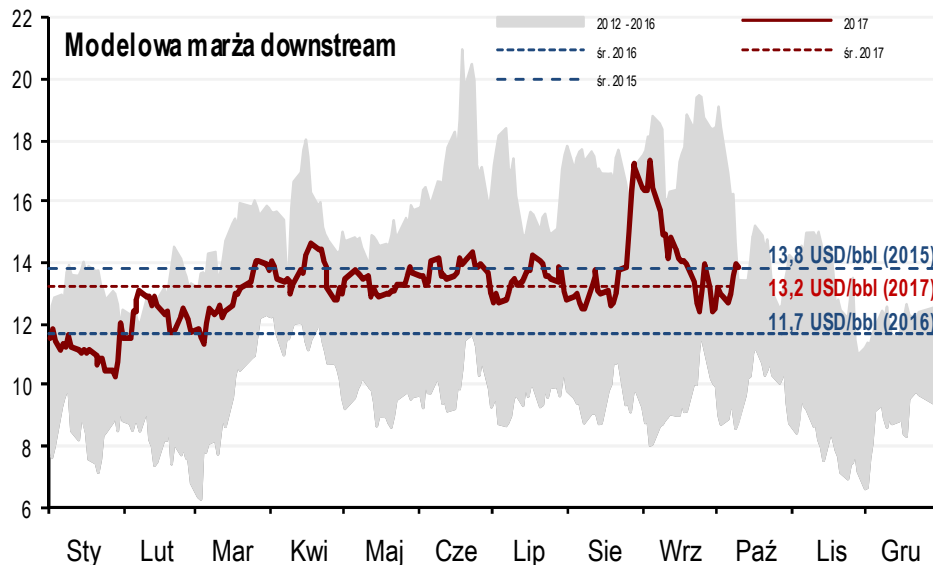
Modelowa marża downstream, USD/bbl



Struktura produktowa marży downstream

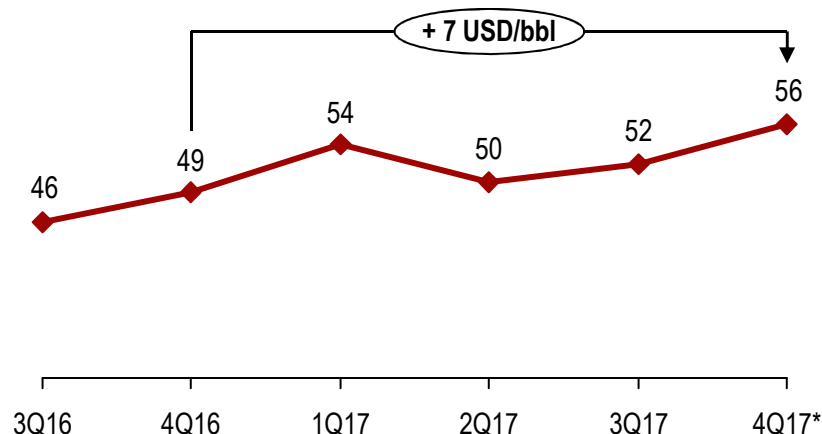
Marże (crack) z notowań

Produkty rafineryjne (USD/t)	4Q16	3Q17	4Q17*	Δ (kw/kw)	Δ (r/r)
ON	87	96	103	7%	18%
Benzyna	131	164	135	-18%	3%
Ciężki olej opałowy	-110	-100	-114	-14%	-4%
SN 150	110	382	340	-11%	209%
Produkty petrochemiczne (EUR/t)					
Etylen	608	642	663	3%	9%
Propylen	393	471	498	6%	27%
Benzen	266	329	309	-6%	16%
PX	396	384	368	-4%	-7%



Wzrost ceny ropy

Średnia cena ropy Brent, USD/bbl

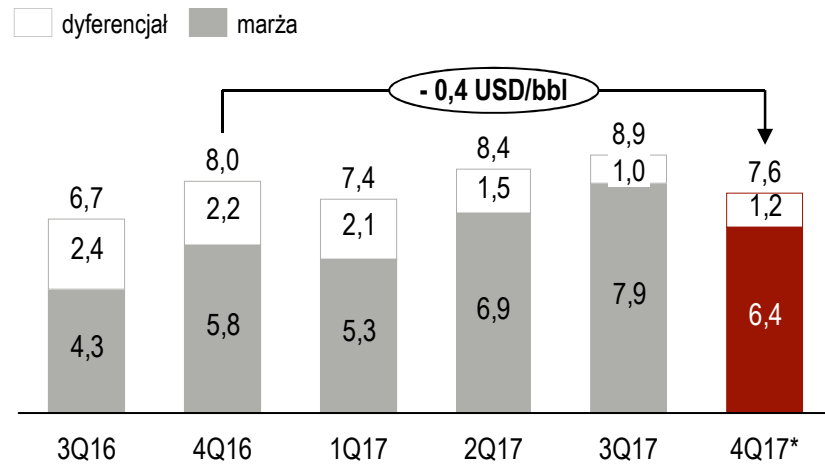


* Dane do dnia 13.10.2017

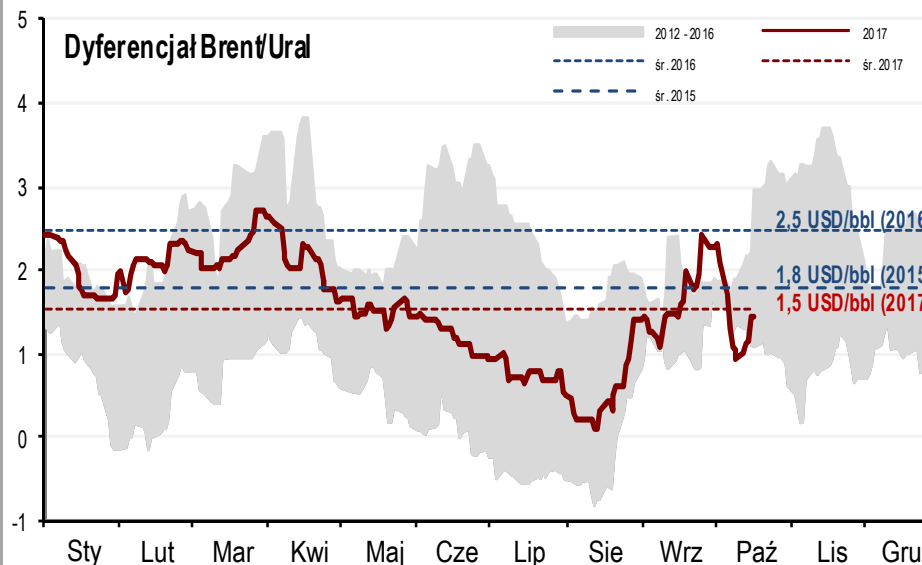
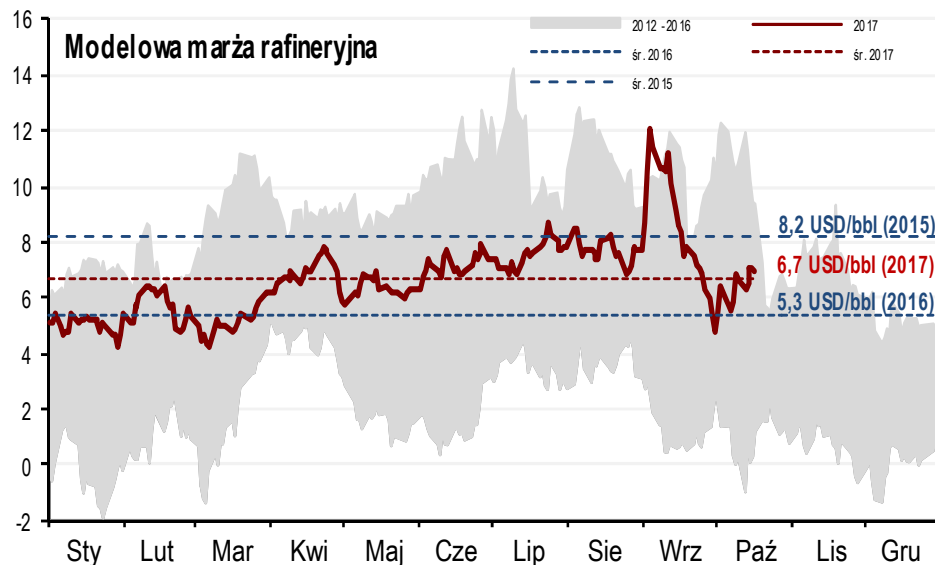
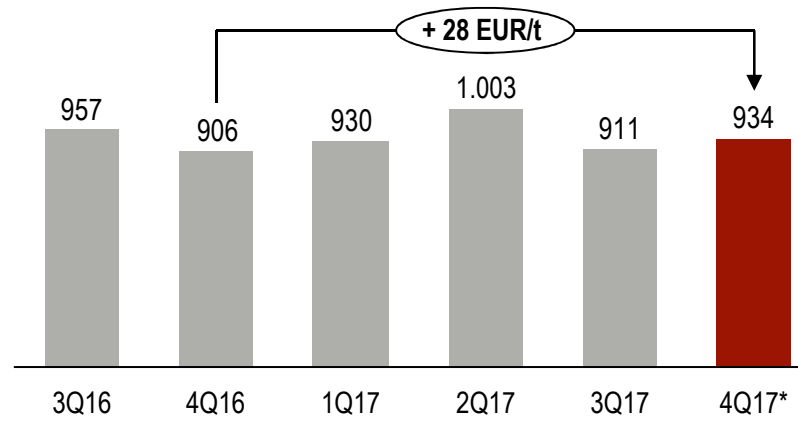
Otoczenie makroekonomiczne w 4kw.2017r.



Spadek marży rafinerijnej z dyferencjałem B/U
Modelowa marża rafinerijna oraz dyferencjał B/U, USD/bbl



Wzrost marży petrochemicznej
Modelowa marża petrochemiczna, EUR/t



* Dane do dnia 13.10.2017

Dane produkcyjne



	3Q16	2Q17	3Q17	Δ (r/r)	Δ (kw/kw)	9M16	9M17	Δ
Przerób ropy w Grupie PKN ORLEN (kt)	7 532	7 622	8 966	19%	18%	21 839	24 482	12%
Wykorzystanie mocy przerobowych w Grupie	86%	87%	102%	16 pp	15 pp	83%	93%	10 pp
Rafineria w Polsce ¹								
Przerób ropy naftowej (kt)	4 003	3 222	4 064	2%	26%	11 330	10 970	-3%
Wykorzystanie mocy przerobowych	98%	79%	100%	2 pp	21 pp	93%	90%	-3 pp
Uzysk paliw ⁴	79%	80%	81%	2 pp	1 pp	78%	80%	2 pp
Uzysk średnich destylatów ⁵	49%	46%	49%	0 pp	3 pp	47%	47%	0 pp
Uzysk lekkich destylatów ⁶	30%	34%	32%	2 pp	-2 pp	31%	33%	2 pp
Rafinerie w Czechach ²								
Przerób ropy naftowej (kt)	1 039	2 081	2 120	104%	2%	3 466	6 124	77%
Wykorzystanie mocy przerobowych	48%	96%	97%	49 pp	1 pp	53%	94%	40 pp
Uzysk paliw ⁴	82%	81%	79%	-3 pp	-2 pp	83%	80%	-3 pp
Uzysk średnich destylatów ⁵	49%	46%	45%	-4 pp	-1 pp	48%	46%	-3 pp
Uzysk lekkich destylatów ⁶	33%	35%	34%	1 pp	-1 pp	35%	34%	0 pp
Rafineria na Litwie ³								
Przerób ropy naftowej (kt)	2 435	2 257	2 703	11%	20%	6 841	7 165	5%
Wykorzystanie mocy przerobowych	96%	89%	106%	10 pp	17 pp	89%	94%	5 pp
Uzysk paliw ⁴	75%	79%	74%	-1 pp	-5 pp	76%	75%	-1 pp
Uzysk średnich destylatów ⁵	44%	47%	43%	-1 pp	-4 pp	45%	45%	0 pp
Uzysk lekkich destylatów ⁶	31%	32%	31%	0 pp	-1 pp	31%	30%	-1 pp

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

2) Moce przerobowe Unipetrol wynoszą 8,7 mt/r [Litvinov (5,4 mt/r) i Kralupy (3,3 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 zaokrąglenia

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 jakakolwiek kopia niniejszej Prezentacji nie może być powielona, rozpowszechniona ani przekazana, bezpośrednio lub pośrednio, jakiegokolwiek 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 zobowiązania 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 jakimkolwiek 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