




Skonsolidowane wyniki finansowe PKN ORLEN 4 kwartał 2018r.

24 stycznia 2019r.

 #ORLEN4Q18@PKN_ORLEN



Najważniejsze liczby i wydarzenia 2018r.



Otoczenie makroekonomiczne



Wyniki finansowe i operacyjne



Płynność i inwestycje



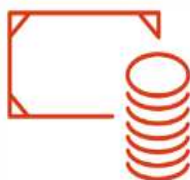
Perspektywy rynkowe 2019r.



Budowa wartości



Ludzie



Siła finansowa

- EBITDA LIFO: 8,3 mld PLN
 - Rekordowy przerób ropy: 33,4 mt tj. 95% wykorzystania mocy
 - Rekordowa sprzedaż: 42,9 mt tj. wzrost 1% (r/r)
 - Rekordowy wynik detalu: 2,8 mld PLN EBITDA LIFO
 - Aktualizacja Strategii i planu średnioterminowego na lata 2019-2022
 - Rozpoczęcie procesu przejęcia kontroli kapitałowej nad Grupą LOTOS
 - Program Rozwoju Petrochemii do 2023r.
 - Wykup akcjonariuszy mniejszościowych Unipetrol
 - Poprawa sytuacji ORLEN Lietuva
 - Dywersyfikacja dostaw ropy
 - Uruchomienie elektrowni gazowo-parowej w Płocku
 - Program dla inwestorów indywidualnych ORLEN W PORTFELU
 - Nagrody i wyróżnienia: „Lista 500” Rzeczypospolitej – 1 miejsce wśród największych polskich przedsiębiorstw / S&P Global Platts Top 250 – 45 miejsce wśród największych koncernów energetycznych na świecie / The World’s Most Ethical Company / Top Employer Polska
-
- Przepływy z działalności operacyjnej: 5,0 mld PLN
 - Nakłady inwestycyjne: 4,3 mld PLN
 - Dług netto: 5,6 mld PLN / dźwignia finansowa: 15,7%
 - Wypłata dywidendy: 1,3 mld PLN (3,00 PLN/akcję)
 - Utrzymanie wysokiego ratingu Fitch BBB- z perspektywą stabilną
 - Zakończenie programu emisji obligacji detalicznych o łącznej wartości 1 mld PLN



Najważniejsze liczby i wydarzenia 2018r.



Otoczenie makroekonomiczne



Wyniki finansowe i operacyjne



Płynność i inwestycje



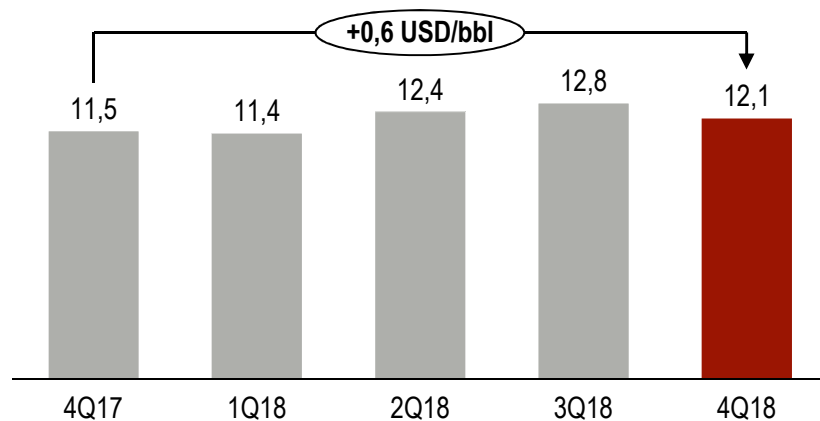
Perspektywy rynkowe 2019r.

Otoczenie makroekonomiczne w 4Q18 (r/r)



Wzrost marży downstream

Modelowa marża downstream, USD/bbl



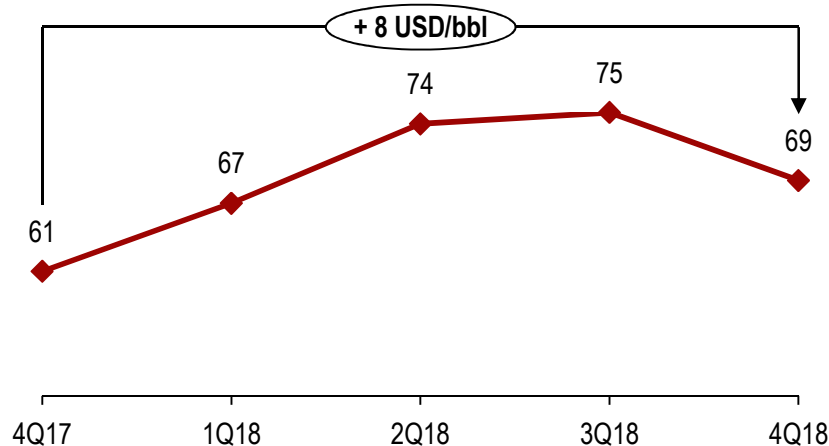
Struktura produktowa marży downstream

Marże (crack) z notowań

Produkty rafineryjne (USD/t)	4Q17	3Q18	4Q18	Δ (r/r)
ON	91	101	124	36%
Benzyna	139	171	87	-37%
Ciężki olej opałowy	-130	-147	-119	8%
SN 150	289	164	201	-30%
Produkty petrochemiczne (EUR/t)				
Etylen	642	644	640	0%
Propylen	477	552	568	19%
Benzen	346	262	189	-45%
PX	362	431	628	73%

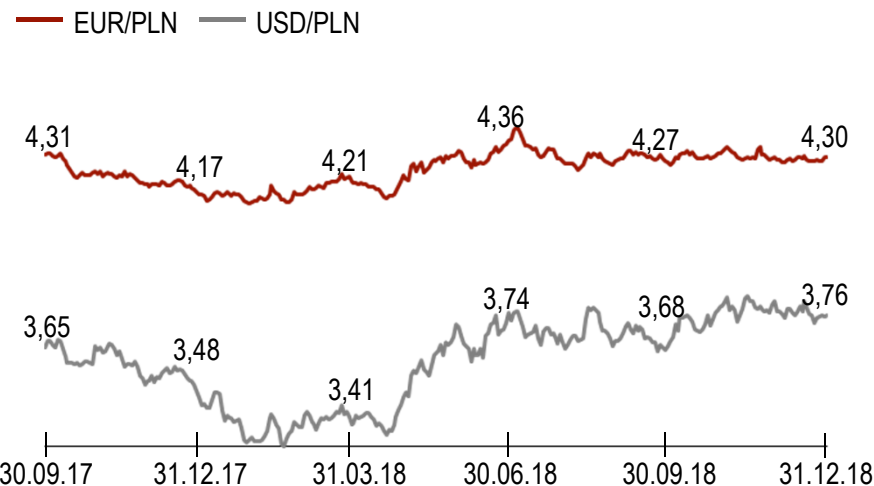
Wzrost ceny ropy

Średnia cena ropy Brent, USD/bbl



Oslabienie średniego kursu PLN wzg. USD i EUR

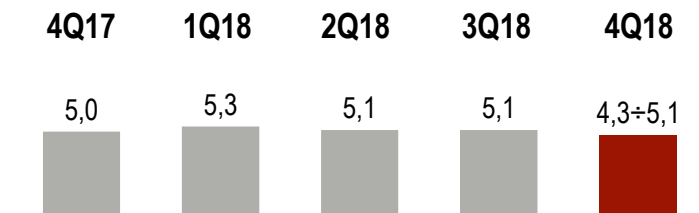
Kurs walutowy USD/PLN i EUR/PLN



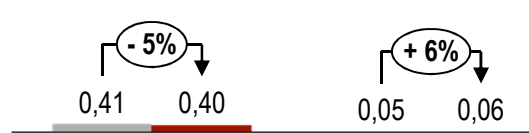
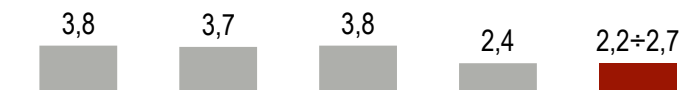
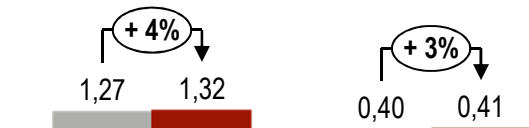
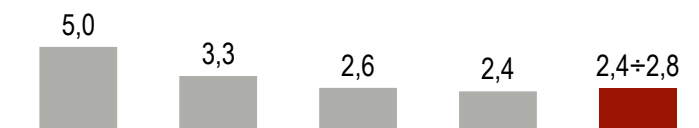
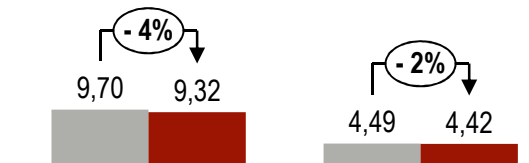
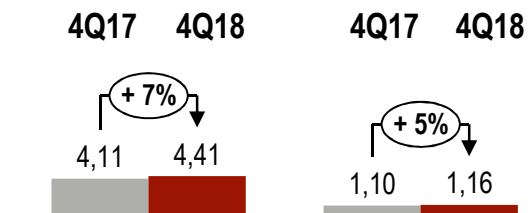
Wzrost konsumpcji paliw w Polsce (r/r)



Wzrost PKB¹
Zmiana % (r/r)



Konsumpcja paliw (ON, Benzyna)²
mln ton



ON

Benzyna

¹ Polska – GUS / dane nieodsezonowane, (Niemcy, Litwa) – Eurostat / dane nieodsezonowane, Czechy – Czeski Urząd Statystyczny / dane odsezonowane, 4Q18 – szacunki

² 4Q18 – szacunki własne na bazie danych ARE, Litewskiego Urzędu Statystycznego, Czeskiego Urzędu Statystycznego i Niemieckiego Stowarzyszenia Przemysłu Naftowego



Najważniejsze liczby i wydarzenia 2018r.



Otoczenie makroekonomiczne



Wyniki finansowe i operacyjne

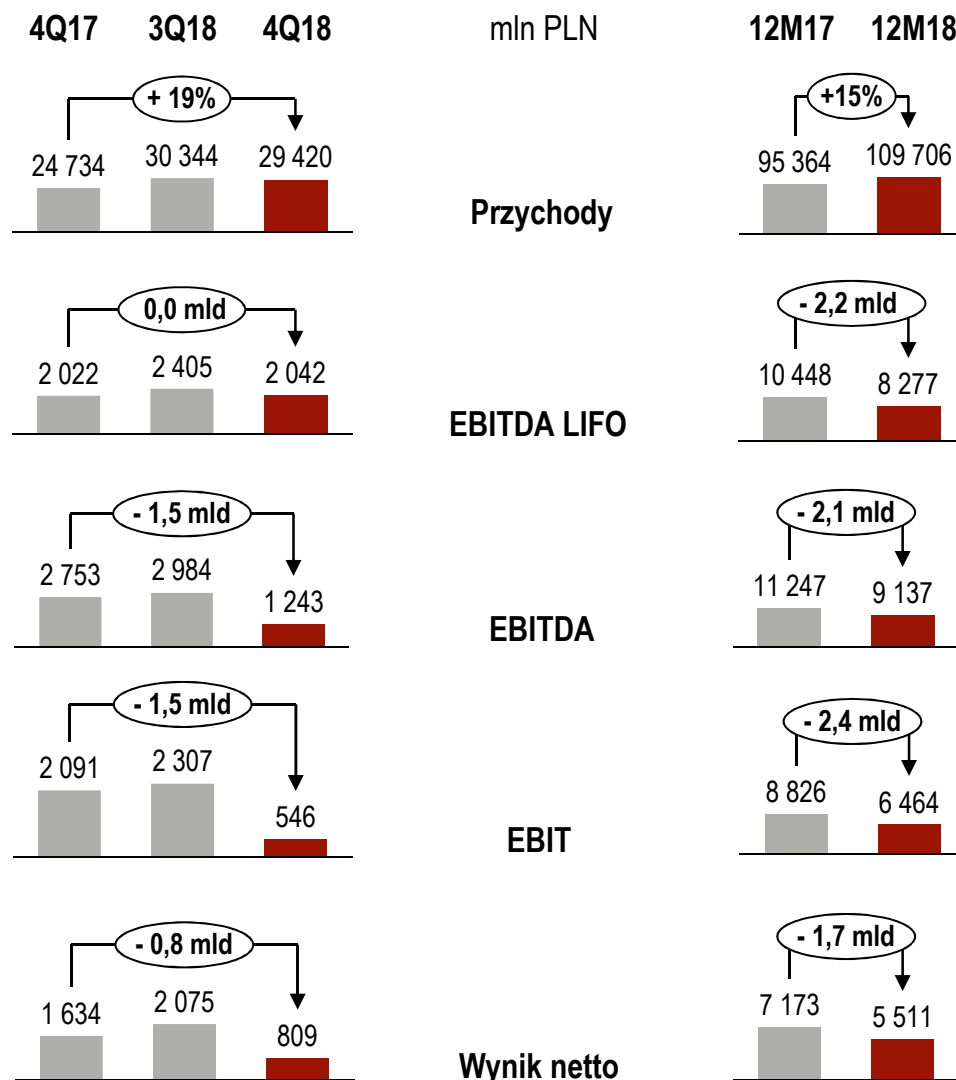


Płynność i inwestycje



Perspektywy rynkowe 2019r.

Wyniki finansowe 4Q18



Przychody: wzrost o 19% (r/r) głównie w efekcie wzrostu notowań produktów rafineryjnych i petrochemicznych na skutek wzrostu cen ropy.

EBITDA LIFO: porównywalny poziom (r/r) głównie w efekcie dodatniego wpływu makro oraz wyższych marż handlowych w hurcie i detalu ograniczonego ujemnym wpływem wolumenowym oraz efektami z tytułu przeceny zapasów (NRV) i z tytułu wykorzystania droższych zapasów ropy i produktów w okresie postojów remontowych.

Efekt LIFO: (-) 0,8 mld PLN w 4Q18 w efekcie spadku cen ropy naftowej.

Wynik na działalności finansowej: (-) 0,1 mld PLN głównie w efekcie ujemnego salda różnic kursowych netto ograniczonego dodatnim wpływem rozliczenia i wyceny pochodnych instrumentów finansowych.

Wynik netto: spadek o (-) 0,8 mld PLN (r/r) do 0,8 mld PLN w 4Q18.

Wyniki operacyjne przed odpisami aktualizującymi wartość aktywów trwałych:

4Q17: (-) 0,1 mld PLN dotyczące głównie aktywów wydobywczych ORLEN Upstream

4Q18: 0,7 mld PLN dotyczące głównie odwrócenia odpisu na aktywach rafineryjnych i petrochemicznych Unipetrol

12M17: (-) 0,2 mld PLN dotyczące głównie aktywów wydobywczych ORLEN Upstream

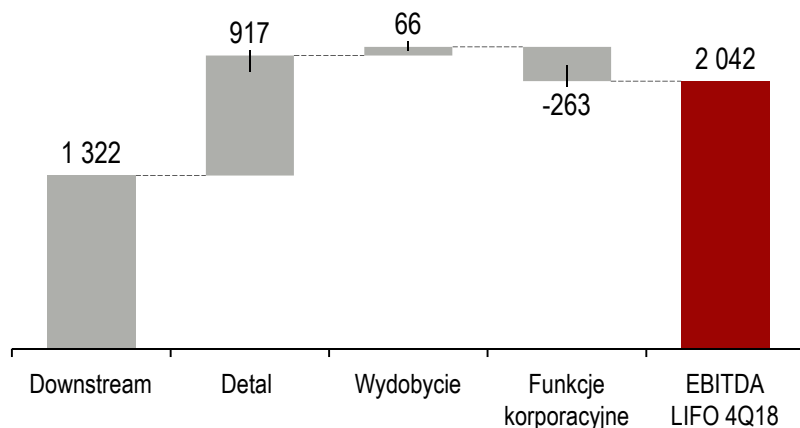
12M18: 0,6 mld PLN w tym: 0,7 mld PLN dotyczące odwrócenia odpisu na aktywach rafineryjnych i petrochemicznych Unipetrol oraz (-) 0,1 mld PLN dotyczące aktywów wydobywczych ORLEN Upstream **8**

EBITDA LIFO



Wyniki segmentów w 4Q18

mln PLN

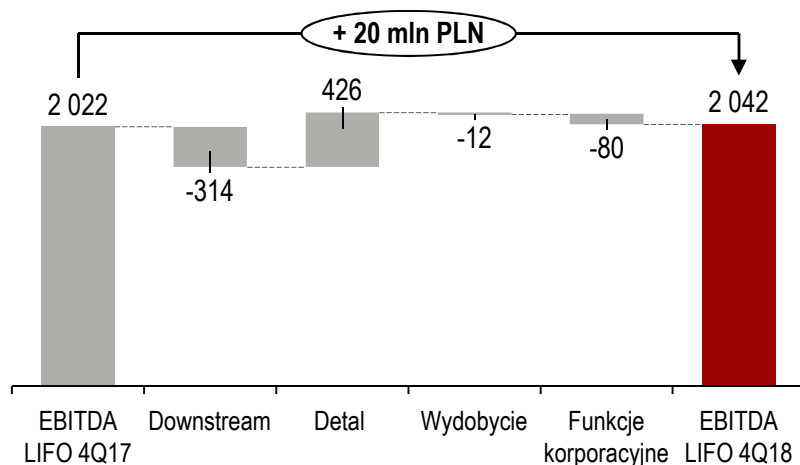


Downstream: dodatni wpływ makro i wzrostu marż handlowych ograniczony ujemnym wpływem wolumenowym oraz efektami z tytułu przeceny zapasów (NRV) i z tytułu wykorzystania droższych zapasów ropy i produktów w okresie postojów remontowych (r/r).

Detal: dodatni wpływ wzrostu wolumenów sprzedaży oraz wyższych marż paliwowych i pozapaliwowych (r/r).

Zmiana wyników segmentów (r/r)

mln PLN



Wydobycie: dodatni wpływ wzrostu wolumenów sprzedaży został zniwelowany przez ujemny wpływ makro oraz salda na pozostałej działalności operacyjnej obejmującego m.in. rozliczenie i wycenę finansowych instrumentów pochodnych (r/r).

Funkcje korporacyjne: wzrost kosztów głównie w efekcie ujemnego wpływu zmiany salda na pozostałej działalności operacyjnej (r/r).

Wynik 4Q17 zawiera 0,1 mld PLN dodatniego wpływu z tytułu przeceny zapasów (NRV)
 Wynik 4Q18 zawiera (-) 0,3 mld PLN ujemnego wpływu z tytułu przeceny zapasów (NRV)

Downstream – EBITDA LIFO

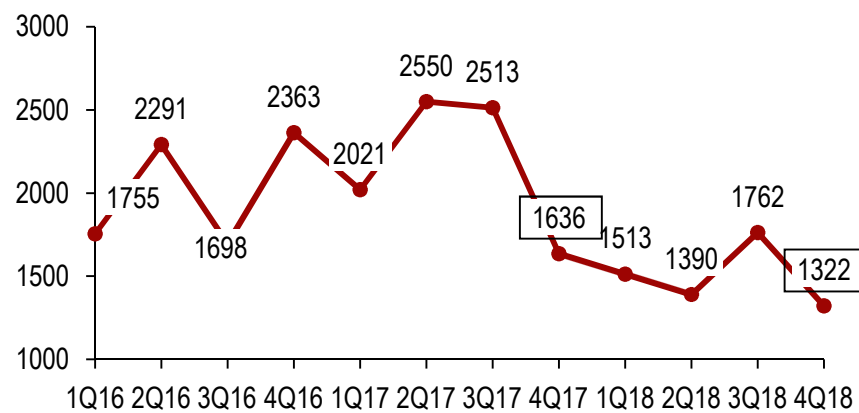
Dodatni wpływ makro przy ujemnym wpływie postojów remontowych



ORLEN

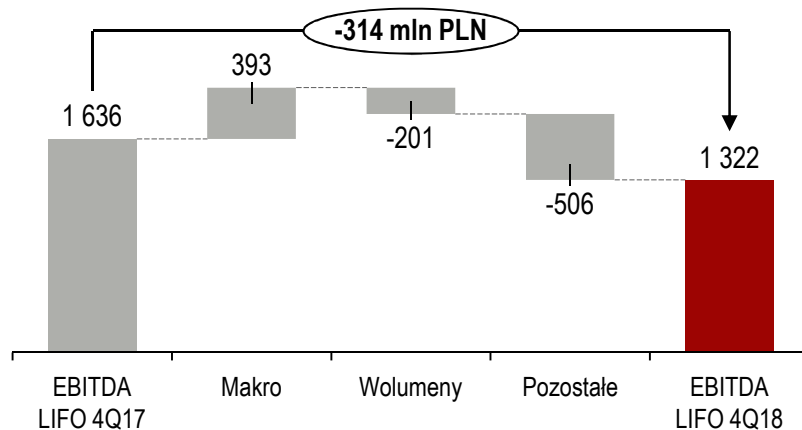
EBITDA LIFO

mln PLN



EBITDA LIFO – wpływ czynników

mln PLN



Wynik 4Q17 zawiera 0,1 mld PLN dodatniego wpływu z tytułu przeceny zapasów (NRV)
 Wynik 4Q18 zawiera (-) 0,3 mld PLN ujemnego wpływu z tytułu przeceny zapasów (NRV)
 Makro: marże i dyferencjał: 19 mln PLN, kurs 62 mln PLN, hedging 312 mln PLN



- Dodatni wpływ makro (r/r) głównie w efekcie wzrostu dyferencjału Brent/Ural, poprawy marż na średnich destylatach i ciężkich frakcjach rafineryjnych oraz olefinach, jak również osłabienia kursu PLN względem walut obcych. Pozytywny efekt zmian powyższych czynników makro został częściowo ograniczony przez negatywny wpływ wyższych kosztów zużycy własnych w wyniku wzrostu cen ropy oraz niższych marż na lekkich destylatach, poliolefinach i PCW.
- Wzrost wolumenów sprzedaży o 1% (r/r), w tym:
 - wyższa sprzedaż (r/r): oleju napędowego o 3% (przy czym w Polsce wolumeny wzrosły o 8%).
 - niższa sprzedaż (r/r): benzyny o (-) 2%, LPG o (-) 13% oraz wszystkich produktów petrochemicznych, w tym: olefin o (-) 23%, poliolefin o (-) 14%, nawozów o (-) 2%, PCW o (-) 20% i PTA o (-) 9%.



- Ujemny efekt wolumenowy (r/r) pomimo wzrostu wolumenów sprzedaży o 1% w efekcie cyklicznego remontu instalacji Olefin i postoju instalacji PTA w PKN ORLEN oraz wydłużonego postoju instalacji Steam Cracker w Unipetrol po cyklicznym remoncie z 3Q18.
- Pozostałe obejmują głównie ujemne efekty, w tym: (-) 0,4 mld PLN z tytułu przeceny zapasów (NRV) oraz (-) 0,3 mld PLN z tytułu wykorzystania droższych zapasów ropy i produktów w okresie postojów remontowych, przy dodatnim wpływie wzrostu marż handlowych (r/r).

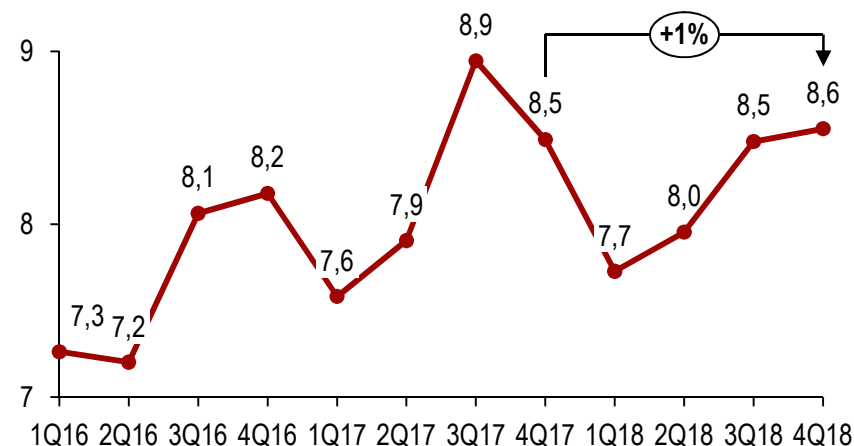
Downstream – dane operacyjne

Wysokie wykorzystanie mocy pomimo postojów remontowych



Wolumeny sprzedaży

mt



Wykorzystanie mocy

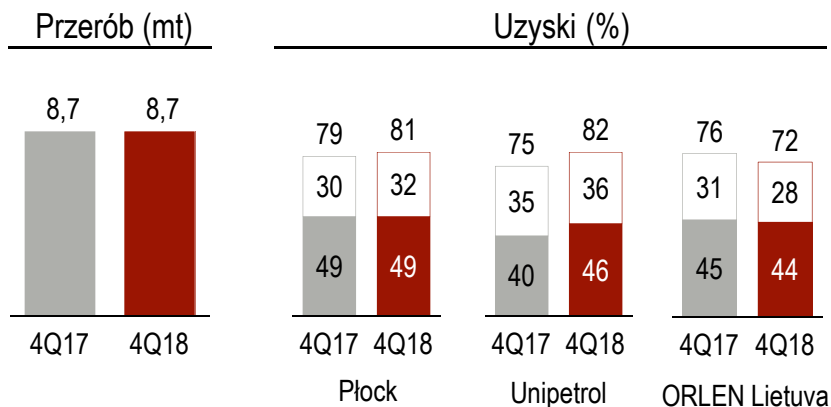
%

Rafinerie	4Q17	3Q18	4Q18	Δ (r/r)
Płock	104%	97%	96%	-8 pp
Unipetrol	81%	92%	94%	13 pp
ORLEN Lietuva	104%	102%	102%	-2 pp
Instalacje petrochemiczne				
Olefiny (Płock)	73%	83%	55%	-18 pp
Olefiny (Unipetrol)	89%	47%	80%	-9 pp
BOP	75%	81%	53%	-22 pp

Przerób ropy i uzysk paliw

mt, %

□ Uzysk lekkich destylatów ■ Uzysk średnich destylatów



- Niższe wykorzystanie mocy o (-) 1pp (r/r), w tym: Płock (-) 8pp w efekcie postojów instalacji HOG i Olefin; Unipetrol 13pp w efekcie braku cyklicznego postoju rafinerii w Litwinowie mającego miejsce w zeszłym roku; ORLEN Lietuva (-) 2pp w efekcie prowadzonych w zeszłym roku testów maksymalnego dociążenia instalacji produkcyjnych.
- Polska – wyższe wolumeny sprzedaży rafinerijnej ograniczone spadkiem sprzedaży produktów petrochemicznych w efekcie cyklicznego postoju instalacji Olefin.
- Czechy – niższa sprzedaż produktów petrochemicznych w efekcie ograniczeń produkcyjnych częściowo skompensowana wyższymi wolumenami rafinerijnymi.
- ORLEN Lietuva – wyższa sprzedaż, głównie ciężkich frakcji rafinerijnych na skutek pogorszenia uzysków produkcyjnych.

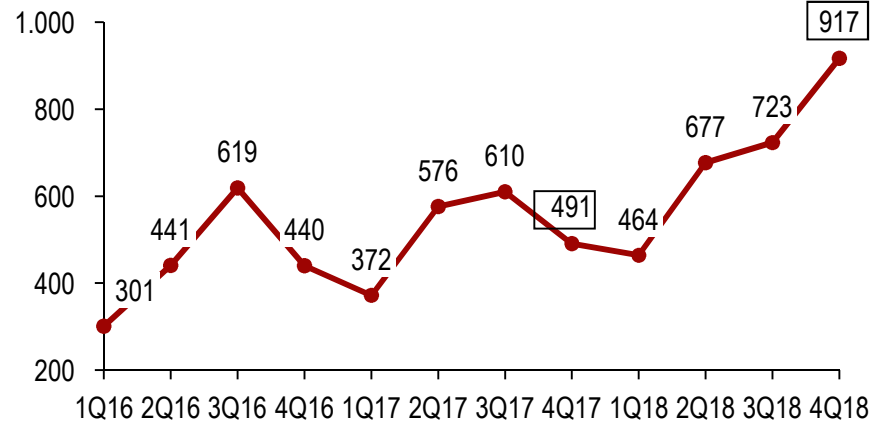
Detal – EBITDA LIFO

Wzrost wolumenów sprzedaży i marż detalicznych



EBITDA LIFO

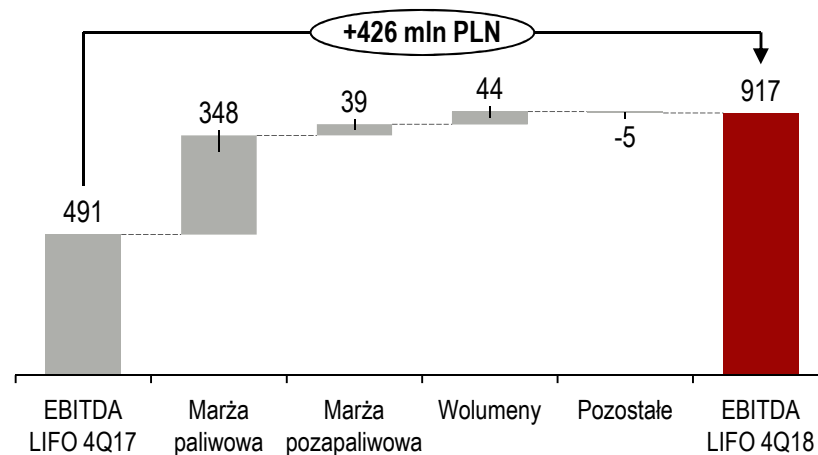
mln PLN



- Wzrost wolumenów sprzedaży o 6% (r/r).
- Wzrost udziałów na wszystkich rynkach (r/r).
- Wzrost marż paliwowych na rynku polskim, niemieckim i czeskim przy porównywalnych marżach na rynku litewskim (r/r).
- Wzrost marż pozapaliwowych na rynku polskim i czeskim przy porównywalnych marżach na rynku niemieckim i litewskim (r/r).
- Dynamiczny rozwój oferty pozapaliwowej: wzrost punktów Stop Cafe/Star Connect (włączając sklepy convenience pod marką O!SHOP) o 201 (r/r).

EBITDA LIFO – wpływ czynników

mln PLN



- Pozostałe obejmują głównie wyższe koszty funkcjonowania stacji paliw związane ze wzrostem wolumenów sprzedaży (r/r).

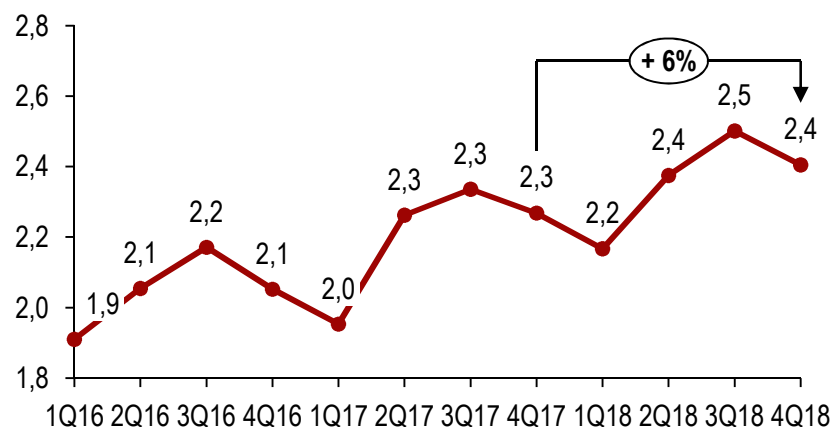
Detal – dane operacyjne

Wzrost sprzedaży oraz dalszy rozwój oferty pozapaliwowej



Wolumeny sprzedaży

mt



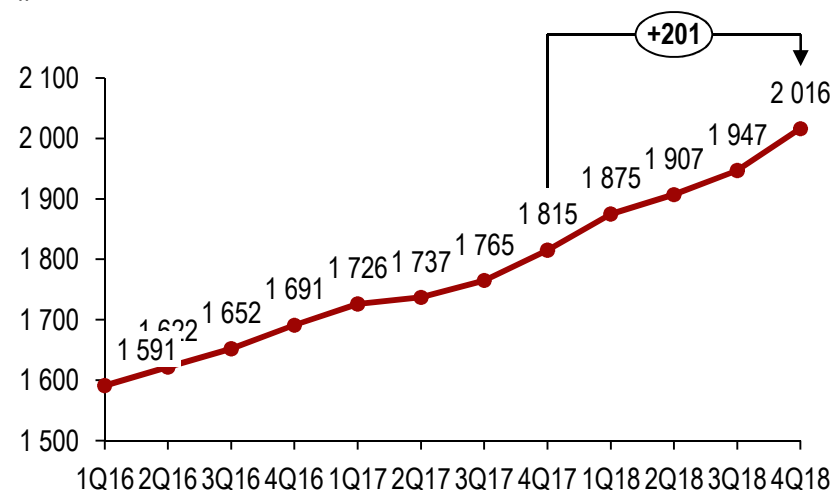
Liczba stacji i wolumenowe udziały w rynku

#, %

	# stacji	Δ r/r	% rynku	Δ r/r
PL	1 787	11	34,0%	0,6 pp
DE	582	1	6,3%	0,2 pp
CZ	409	8	23,2%	2,1 pp
LT	25	0	4,7%	0,2 pp

Kącki kawowe i sklepy convenience

#



- Wzrost sprzedaży o 6% (r/r), w tym: w Polsce o 5%, w Czechach o 7%, na Litwie o 11% i w Niemczech o 8%*.
- Wzrost udziałów na wszystkich rynkach (r/r). Największy wzrost w Czechach o 2,1 pp w efekcie pełnego efektu włączenia do sieci Benzina stacji paliw przejętych od OMV oraz w Polsce o 0,6 pp (r/r).
- 2803 stacji na koniec 4Q18, tj. wzrost liczby stacji o 20 (r/r), w tym: w Polsce o 11, w Niemczech o 1 i w Czechach o 8 stacji.
- Rozwój oferty pozapaliwowej poprzez otwarcie w 4Q18 kolejnych 69 punktów. Na koniec 4Q18 funkcjonowało 2016 punktów, w tym: 1667 Stop Cafe w Polsce (włączając w to 354 sklepy convenience pod marką O!SHOP), 270 Stop Cafe w Czechach, 23 Stop Cafe na Litwie oraz 56 Star Connect w Niemczech.

* Obejmuje również wzrost sprzedaży paliw poza siecią stacji własnych. Sprzedaż wolumenowa na stacjach paliw ORLEN Deutschland wzrosła o 6% (r/r).

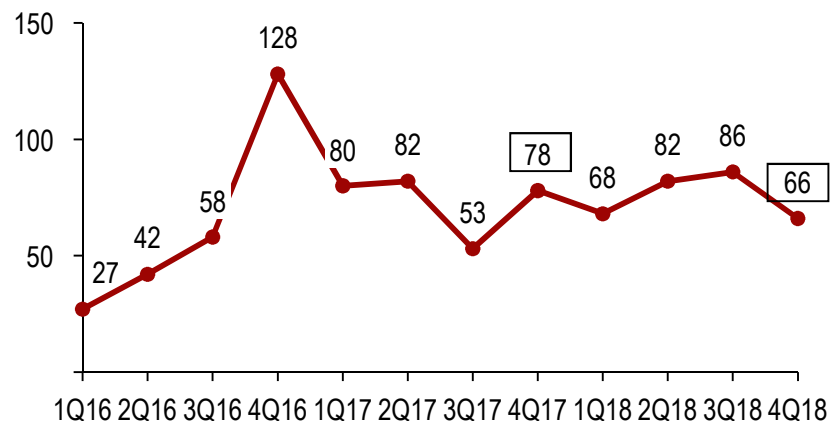
Wydobycie – EBITDA LIFO

Dodatni wpływ wzrostu wolumenów ograniczony ujemnym makro



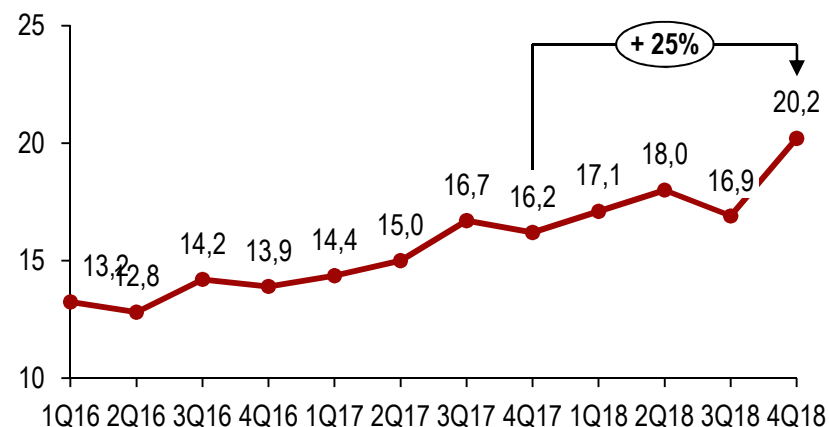
EBITDA LIFO

mln PLN



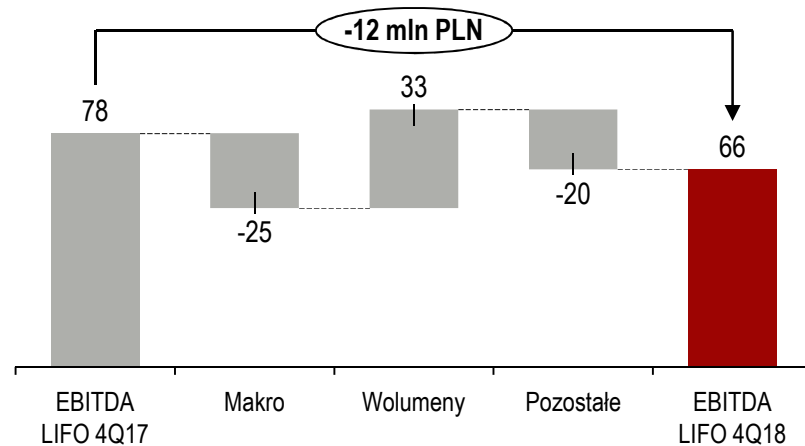
Średnie wydobycie

tys. boe/d



EBITDA LIFO – wpływ czynników

mln PLN



Wyniki operacyjne przed odpisami aktualizującymi wartość aktywów trwałych:
 4Q17: (-) 97 mln PLN
 4Q18: (-) 70 mln PLN



- Dodatni wpływ wzrostu wolumenów sprzedaży w efekcie wzrostu średniego wydobycia o 4,0 tys. boe/d (r/r), w tym: wzrost w Kanadzie o 4,3 tys. boe/d przy spadku wydobycia w Polsce o (-) 0,3 tys. boe/d.



- Ujemny wpływ makro w efekcie spadku cen ropy, gazu i kondensatu gazowego w Kanadzie (r/r).
- Pozostałe obejmują głównie rozliczenie i wycenę pochodnych instrumentów finansowych.

Polska



Łączne zasoby ropy i gazu (2P)

Ok. 13 mln boe* (4% węglowodory ciekłe, 96% gaz)

4Q18

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

EBITDA**: (-) 2 mln PLN

CAPEX: 57 mln PLN

12M18

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

EBITDA**: 18 mln PLN

CAPEX: 206 mln PLN

4Q18

- Zakończono wiercenie otworu Bystrowice-OU1 na projekcie Miocen, (odkrycie złoża). Rozpoczęto prace projektowe zmierzające do uruchomienia produkcji gazu.
- Zakończono wiercenie otworów Miłosław-6H i Komorze-3H (projekt Płotki).
- Rozpoczęto wiercenie otworu Czarna Dolna-1 (projekt Bieszczady).
- Zakończono likwidację otworu Sieraków-4 (projekt Sieraków).
- Zakończono akwizycję danych sejsmicznych Chełmno 3D (projekt Edge).

* Dane dla Polski na dzień 31.12.2018, dane dla Kanady na dzień 31.12.2017 (raport rezerw na 31.12.2018 w przygotowaniu).

** Wyniki operacyjne przed odpisami aktualizującymi wartość aktywów trwałych: 4Q18: (-) 70 mln PLN / 12M18: (-) 82 mln PLN.

Netto - liczba odwiertów pomnożona przez procent udziału w poszczególnym aktywie

Kanada



Łączne zasoby ropy i gazu (2P)

Ok. 141 mln boe* (42% węglowodory ciekłe, 58% gaz)

4Q18

Średnie wydobycie: 19,2 tys. boe/d (51% węglowodory ciekłe)

EBITDA**: 68 mln PLN

CAPEX: 130 mln PLN

12M18

Średnie wydobycie: 17,0 tys. boe/d (47% węglowodory ciekłe)

EBITDA**: 284 mln PLN

CAPEX: 534 mln PLN

4Q18

- Rozpoczęto wiercenie 4 odwiertów (1,75 netto) na obszarze Ferrier, 2 odwiertów (1,79 netto) na obszarze Kakwa oraz 1 odwiertu (1,00 netto) na obszarze Blackstone.
- 5 odwiertów (2,00 netto) na obszarze Ferrier, 1 odwiert (0,75 netto) na obszarze Kakwa oraz 1 odwiert (1,00 netto) na obszarze Blackstone zostało poddanych zabiegom szczelinowania.
- Do produkcji zostało podłączonych 7 otworów (4,0 netto) na obszarze Ferrier oraz 3 otwory (2,50 netto) na obszarze Kakwa.
- W rejonie Kakwa zakończono kolejną fazę rozbudowy instalacji do wstępnego przerobu gazu oraz kontynuowano rozbudowę instalacji do magazynowania wody.



Najważniejsze liczby i wydarzenia 2018r.



Otoczenie makroekonomiczne



Wyniki finansowe i operacyjne



Płynność i inwestycje



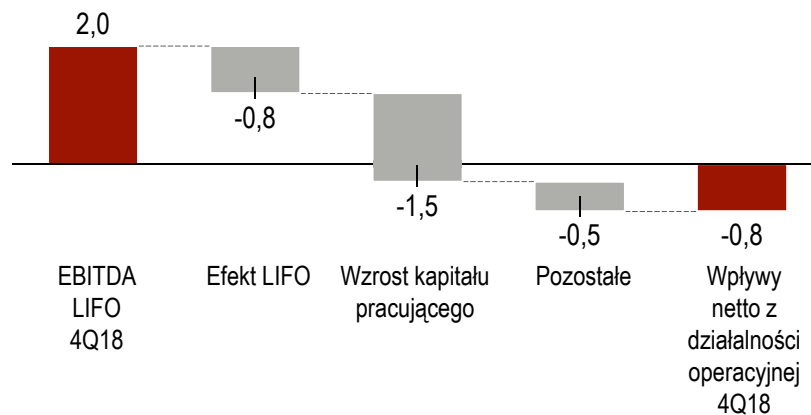
Perspektywy rynkowe 2019r.

Przepływy pieniężne



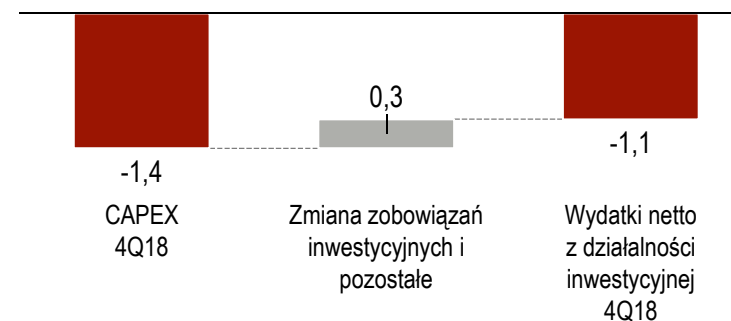
Przepływy z działalności operacyjnej

mld PLN



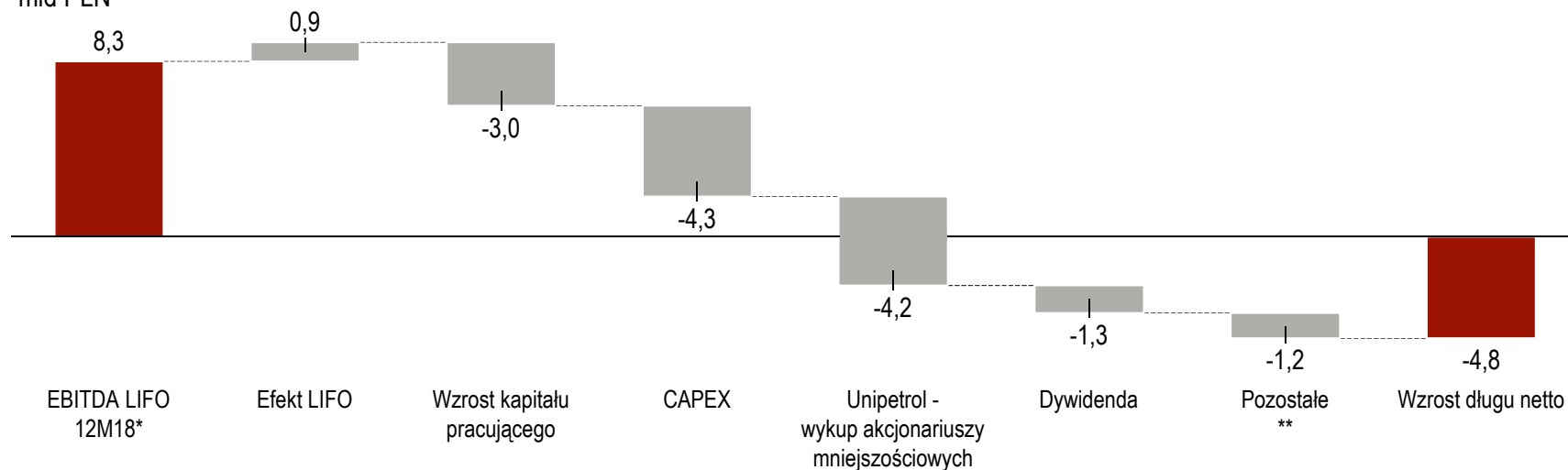
Przepływy z działalności inwestycyjnej

mld PLN



Wolne przepływy pieniężne 12M18

mld PLN



* Wynik zawiera 0,1 mld PLN z tytułu zdarzeń jednorazowych, w tym: (-) 0,2 mld PLN ujemnego wpływu z tytułu przeceny zapasów (NRV) oraz 0,3 mld PLN odszkodowania z tytułu awarii Steam Cracker w Unipetrol z 2015r.

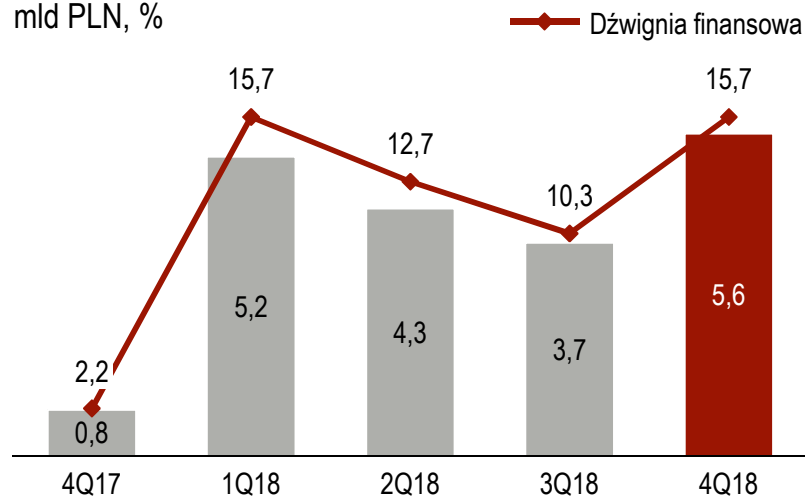
** głównie zapłacony podatek dochodowy, eliminacja zysków jednostek konsolidowanych metodą praw własności, różnice kursowe (operacyjne oraz dotyczące zadłużenia) oraz zapłacone odsetki

Siła finansowa

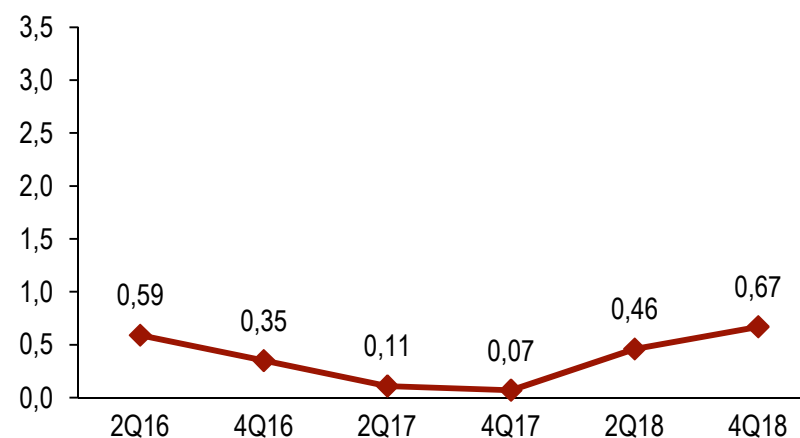


Dług netto i dźwignia finansowa

mld PLN, %

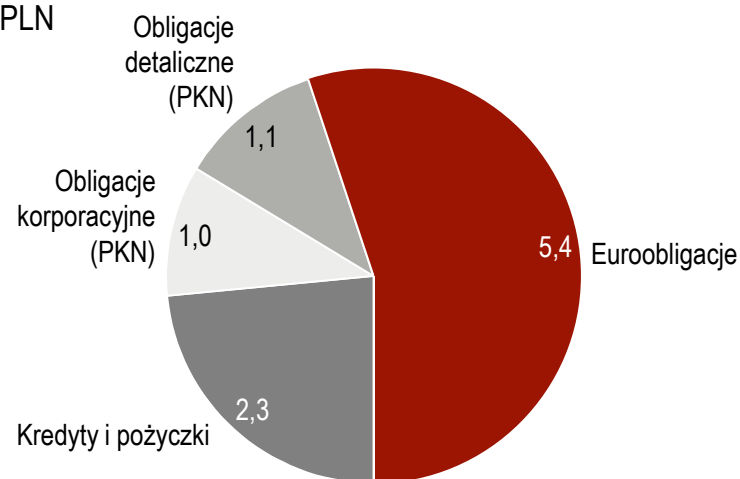


Dług netto/EBITDA LIFO



Zdywersyfikowane źródła finansowania (dług brutto)

mld PLN



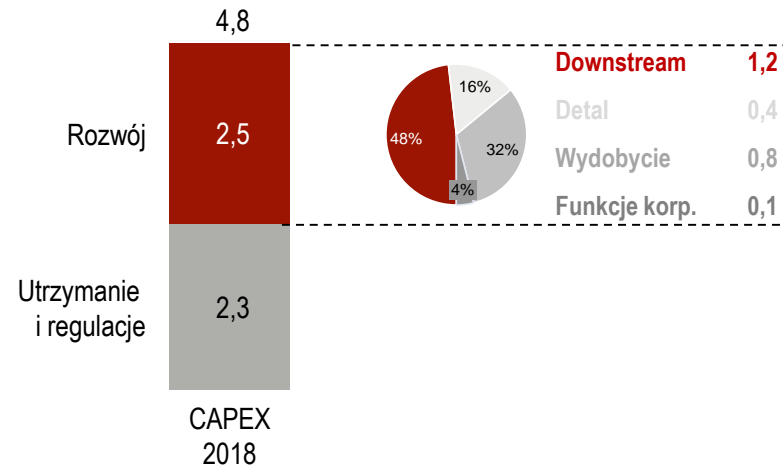
- Struktura walutowa długu brutto: EUR 77%, PLN 22%, CAD 1%
- Średni termin zapadalności zadłużenia 2021r.
- Rating inwestycyjny: BBB- z perspektywą stabilną (Fitch), Baa2 z perspektywą stabilną (Moody's).
- Wzrost zadłużenia netto o 1,9 mld PLN (kw/kw) głównie w efekcie ujemnych przepływów z działalności operacyjnej w wysokości (-) 0,8 mld PLN oraz wydatków inwestycyjnych (-) 1,1 mld PLN.
- Zapasy obowiązkowe w bilansie na koniec 4Q18 wyniosły 5,6 mld PLN, z czego w Polsce 5,2 mld PLN.

Nakłady inwestycyjne



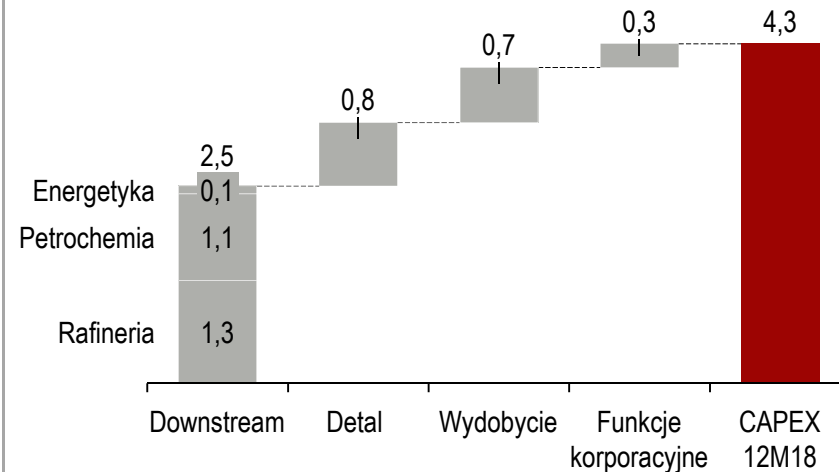
Planowany CAPEX 2018

mln PLN, %



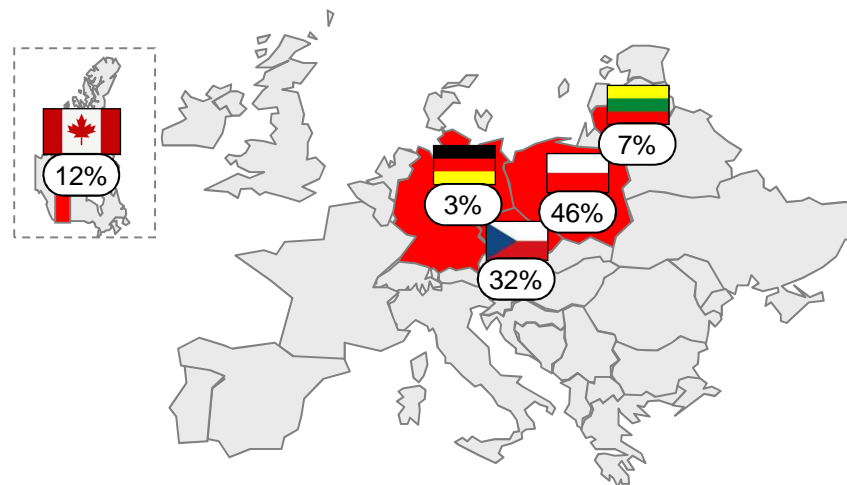
Zrealizowany CAPEX 12M18 – podział na segmenty

mln PLN



Zrealizowany CAPEX 12M18 – podział wg krajów

%



Główne projekty realizowane w 4Q18



- Budowa instalacji Polietylenu w Czechach
- Budowa instalacji Metatezy w Płocku
- Budowa instalacji PPF Spliter na Litwie



- Otwarto 30 stacji paliw (w tym: 21 w Polsce, 5 w Niemczech i 4 w Czechach), zamknięto 14 i zmodernizowano 29 (głównie w Czechach)
- Otwarto 69 punktów Stop Cafe/Star Connect (włączając w to sklepy convenience pod marką O!SHOP)



- Kanada – 130 mln PLN / Polska – 57 mln PLN

* CAPEX 4Q18 wyniósł 1381 mln PLN: rafineria 390 mln PLN, petrochemia 405 mln PLN, energetyka -85 mln PLN, detal 353 mln PLN, wydobycie 187 mln PLN, FK 131 mln PLN
Wykonanie nakładów, zgodnie z zaleceniami audytora, uwzględnia zmianę sposobu księgowania kar umownych naliczanych wykonawcom za opóźnienia w realizacji CCGT Płock.



Najważniejsze liczby i wydarzenia 2018r.



Otoczenie makroekonomiczne



Wyniki finansowe i operacyjne



Płynność i inwestycje



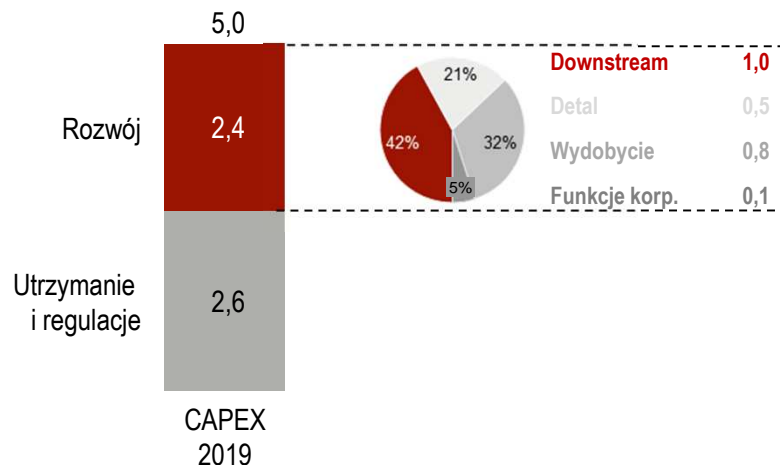
Perspektywy rynkowe 2019r.

Nakłady inwestycyjne 2019r.



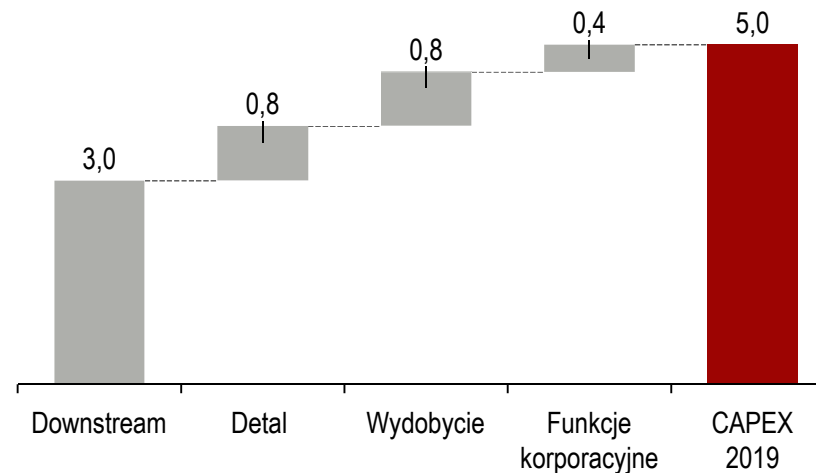
Planowany CAPEX 2019

mld PLN, %



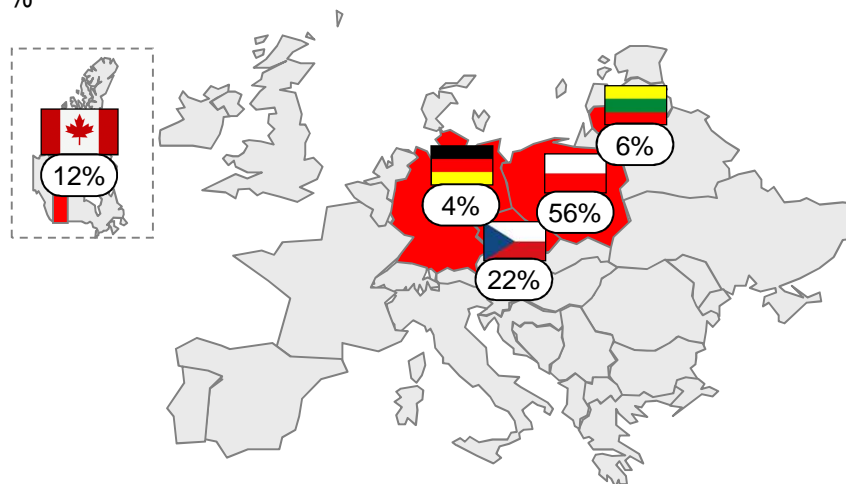
Planowany CAPEX 2019 – podział na segmenty

mld PLN



Planowany CAPEX 2019 – podział wg krajów

%



Główne projekty rozwojowe w 2019r.



DOWNSTREAM

- Rozbudowa zdolności produkcyjnych nawozów w Anwilu
- Budowa instalacji Polietylenu w Czechach
- Budowa instalacji w ramach Programu Rozwoju Petrochemii
- Projekt przygotowawczy do budowy Budowa instalacji Visbreakingu w Płocku
- Budowa ładowarek do samochodów elektrycznych w Polsce
- Projekt przygotowawczy do budowy morskich farm wiatrowych na Bałtyku



DETAL

- Rozwój sieci paliw (35 nowych stacji własnych)
- Rozwój konceptu Stop Cafe 2.0 (ponad 180 nowych punktów)
- Wprowadzanie nowych usług i produktów



WYDOBYCIE

- Kanada – ca. 600 mln PLN / Polska – ca. 200 mln PLN



Makro

- Ropa Brent – oczekiwany porównywalny poziom cen ropy ze średnią za 2018r. Oczekiwana presja na cenę ropy w efekcie prognozowanego spowolnienia gospodarki światowej oraz wzrostu wydobycia ropy w USA, będzie ograniczona w efekcie porozumienia krajów OPEC+ dotyczącego obniżenia wydobycia ropy o 1,2 mln bbl/d.
- Marża downstream – oczekiwany porównywalny poziom marży downstream ze średnią za 2018r. Oczekiwany wzrost marży rafineryjnej z dyferencjałem Brent-Ural w efekcie rosnącego zapotrzebowania na średnie destylaty oraz spadku popytu na ropę Ural na skutek zbliżającego się wprowadzenia regulacji IMO od 2020r. Pozytywny wpływ wzrostu marży rafineryjnej z dyferencjałem Brent-Ural zostanie zniwelowany poprzez spadek marż petrochemicznych w efekcie uruchomienia nowych mocy petrochemicznych opartych głównie na tańszym wsadzie. Czynnikiem wspierającym poziom marży downstream jest oczekiwany dalszy wzrost konsumpcji paliw i produktów petrochemicznych na rynkach macierzystych.



Gospodarka

- Prognozy PKB* – Polska 3,6%, Czechy 3,3%, Litwa 2,8%, Niemcy 1,5%.
- Konsumpcja paliw – oczekiwana stabilizacja popytu na benzynę oraz nieznaczny wzrost popytu na olej napędowy w Czechach, Niemczech i na Litwie. W Polsce oczekiwany dalszy wzrost popytu na benzynę oraz olej napędowy.



Regulacje

- Ograniczenie handlu w niedziele – w 2019r. handel będzie dozwolony wyłącznie w ostatnią niedzielę miesiąca. Zakaz handlu nie dotyczy stacji paliw.
- Opłata emisyjna – wejście w życie od 2019r.
- NCW – w 2019r. poziom bazowy NCW wynosi 8,0%. PKN ORLEN będzie mógł skorzystać z możliwości redukcji wskaźnika do 5,58%.

* Polska (NBP, listopad 2018); Niemcy (RGE, listopad 2018); Czechy (CNB, listopad 2018); Litwa (LB, czerwiec 2018)

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



mln PLN	4Q17	3Q18	4Q18	Δ (r/r)	12M17	12M18	Δ
Przychody	24 734	30 344	29 420	19%	95 364	109 706	15%
EBITDA LIFO	2 022	2 405	2 042	1%	10 448	8 277	-21%
efekt LIFO	731	579	-799	-	799	860	8%
EBITDA	2 753	2 984	1 243	-55%	11 247	9 137	-19%
Amortyzacja	-662	-677	-697	-5%	-2 421	-2 673	-10%
EBIT LIFO	1 360	1 728	1 345	-1%	8 027	5 604	-30%
EBIT	2 091	2 307	546	-74%	8 826	6 464	-27%
Wynik netto	1 634	2 088	267	-84%	7 173	4 993	-30%

Wyniki operacyjne przed odpisami aktualizującymi wartość aktywów trwałych:

4Q17: (-) 0,1 mld PLN dotyczące głównie aktywów wydobywczych ORLEN Upstream

4Q18: 0,7 mld PLN dotyczące głównie odwrócenia odpisu na aktywach rafineryjnych i petrochemicznych Unipetrol

12M17: (-) 0,2 mld PLN dotyczące głównie aktywów wydobywczych ORLEN Upstream

12M18: 0,6 mld PLN w tym: 0,7 mld PLN dotyczące odwrócenia odpisu na aktywach rafineryjnych i petrochemicznych Unipetrol oraz (-) 0,1 mld PLN dotyczące aktywów wydobywczych ORLEN Upstream

Wyniki – podział na segmenty



4Q18 mln PLN	Downstream	Detal	Wydobycie	Funkcje korporacyjne	SUMA
EBITDA LIFO	1 322	917	66	-263	2 042
Efekt LIFO	-799	-	-	-	-799
EBITDA	523	917	66	-263	1 243
Amortyzacja	-476	-118	-71	-32	-697
EBIT	47	799	-5	-295	546
EBIT LIFO	846	799	-5	-295	1 345

4Q17 mln PLN	Downstream	Detal	Wydobycie	Funkcje korporacyjne	SUMA
EBITDA LIFO	1 636	491	78	-183	2 022
Efekt LIFO	731	-	-	-	731
EBITDA	2 367	491	78	-183	2 753
Amortyzacja	-439	-112	-76	-35	-662
EBIT	1 928	379	2	-218	2 091
EBIT LIFO	1 197	379	2	-218	1 360

Wyniki operacyjne przed odpisami aktualizującymi wartość aktywów trwałych:

4Q17: (-) 0,1 mld PLN dotyczące głównie aktywów wydobywczych ORLEN Upstream

4Q18: 0,7 mld PLN dotyczące głównie odwrócenia odpisu na aktywach rafineryjnych i petrochemicznych Unipetrol

EBITDA LIFO – podział na segmenty



mln PLN	4Q17	3Q18	4Q18	Δ (r/r)	12M17	12M18	Δ
Downstream	1 636	1 762	1 322	-19%	8 720	5 987	-31%
Detal	491	723	917	87%	2 049	2 781	36%
Wydobycie	78	86	66	-15%	293	302	3%
Funkcje korporacyjne	-183	-166	-263	-44%	-614	-793	-29%
EBITDA LIFO	2 022	2 405	2 042	1%	10 448	8 277	-21%

Wyniki operacyjne przed odpisami aktualizującymi wartość aktywów trwałych:

4Q17: (-) 0,1 mld PLN dotyczące głównie aktywów wydobywczych ORLEN Upstream

4Q18: 0,7 mld PLN dotyczące głównie odwrócenia odpisu na aktywach rafineryjnych i petrochemicznych Unipetrol

12M17: (-) 0,2 mld PLN dotyczące głównie aktywów wydobywczych ORLEN Upstream

12M18: 0,6 mld PLN w tym: 0,7 mld PLN dotyczące odwrócenia odpisu na aktywach rafineryjnych i petrochemicznych Unipetrol oraz (-) 0,1 mld PLN dotyczące aktywów wydobywczych ORLEN Upstream

Wyniki – podział na spółki



4Q18 mln PLN	PKN ORLEN S.A.	Unipetrol ²	ORLEN Lietuva ²	Pozostałe i korekty konsolidacyjne	Razem
Przychody	23 296	6 061	5 728	-5 665	29 420
EBITDA LIFO	1 361	465	-283	499	2 042
Efekt LIFO ¹	-434	-333	-16	-16	-799
EBITDA	927	132	-299	483	1 243
Amortyzacja	-358	-148	-28	-163	-697
EBIT	569	-16	-327	320	546
EBIT LIFO	1 003	317	-311	336	1 345
Przychody finansowe	228	68	5	-57	244
Koszty finansowe	-290	-5	-13	13	-295
Wynik netto	432	646	-258	-11	809

Wyniki operacyjne przed odpisami aktualizującymi wartość aktywów trwałych:

4Q18: 0,7 mld PLN dotyczące głównie odwrócenia odpisu na aktywach rafineryjnych i petrochemicznych Unipetrol

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

mIn PLN	4Q17	3Q18	4Q18	Δ (r/r)	12M17	12M18	Δ
Przychody	5 024	5 553	5 728	14%	17 042	20 093	18%
EBITDA LIFO	344	271	-283	-	1 074	157	-85%
EBITDA	373	227	-299	-	1 143	148	-87%
EBIT	354	202	-327	-	1 072	57	-95%
Wynik netto	281	166	-258	-	908	49	-95%

- Wzrost wolumenów sprzedaży o 5% (r/r), głównie ciężkich frakcji rafineryjnych przy zbliżonym poziomie sprzedaży paliw. Wzrost przychodów ze sprzedaży odzwierciedla wzrost notowań produktów na skutek wyższych cen ropy naftowej.
- Niższy przerób ropy i w efekcie spadek wykorzystania mocy rafineryjnych o (-) 2 pp (r/r) głównie w rezultacie prowadzonych w zeszłym roku testów maksymalnego dociążenia instalacji produkcyjnych.
- EBITDA LIFO niższa o (-) 627 mln PLN (r/r) głównie w efekcie przeszacowania zapasów do cen możliwych do uzyskania (NRV) na skutek spadku notowań cen ropy naftowej i produktów oraz wykorzystania drogich zapasów w sytuacji niestabilnych dostaw ropy ze względu na trudne warunki pogodowe.
- CAPEX 4Q18: 110 mln PLN / 12M18: 304 mln PLN.

Wyniki operacyjne przed odpisami aktualizującymi wartość aktywów trwałych:
 4Q17: 2 mln PLN
 12M17: (-) 1 mln PLN

mIn PLN	4Q17	3Q18	4Q18	Δ (r/r)	12M17	12M18	Δ
Przychody	5 041	6 024	6 061	20%	19 811	21 745	10%
EBITDA LIFO	211	349	465	120%	2 394	1 454	-39%
EBITDA	334	416	132	-60%	2 420	1 338	-45%
EBIT	195	281	-16	-	1 961	798	-59%
Wynik netto	118	216	646	447%	1 403	1 406	0%

- Wzrost wolumenów sprzedaży o 1% (r/r) dzięki wyższej o 7% (r/r) sprzedaży paliw w segmencie detalicznym. Niższa sprzedaż segmentu downstream (r/r) w efekcie nieplanowanego postoju instalacji Steam Cracker. Wzrost przychodów ze sprzedaży odzwierciedla wzrost notowań produktów rafineryjnych i petrochemicznych na skutek wyższych cen ropy naftowej.
- Wyższy przerób ropy i w efekcie wzrost wykorzystania mocy rafineryjnych o 13 pp (r/r) głównie w rezultacie krótszych postojów instalacji Visbreakingu (r/r) oraz braku postoju Hydrokrakingu i Hydroodsiarczania z 4Q17.
- EBITDA LIFO wyższa o 254 mln PLN (r/r) głównie w efekcie dodatniego wpływu otoczenia makro, wyższych wolumenów sprzedaży i marż handlowych w hurcie i detalu, przy ujemnym wpływie (r/r) zmian przeszacowania zapasów do cen możliwych do uzyskania (NRV).
- CAPEX 4Q18: 385 mln PLN / 12M18: 1 308 mln PLN.

Wyniki operacyjne przed odpisami aktualizującymi wartość aktywów trwałych:

3Q18: (-) 8 mln PLN

4Q18: 748 mln PLN / 4Q17: (-) 12 mln PLN

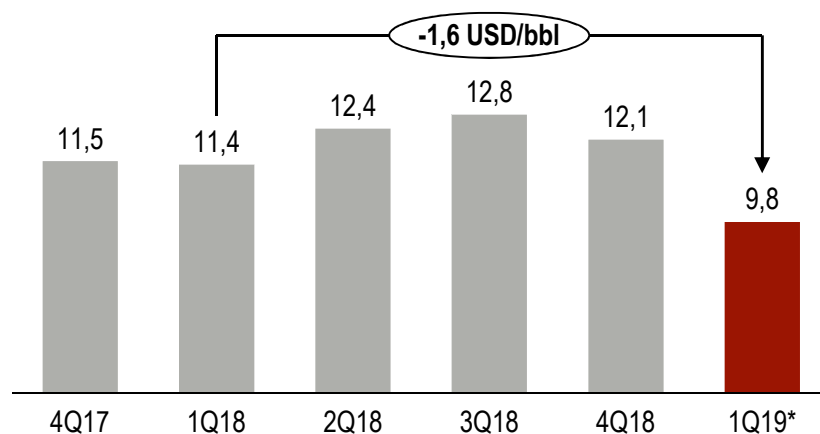
12M18: 741 mln PLN / 12M17: (-) 12 mln PLN

Otoczenie makroekonomiczne w 1Q19



Spadek marży downstream

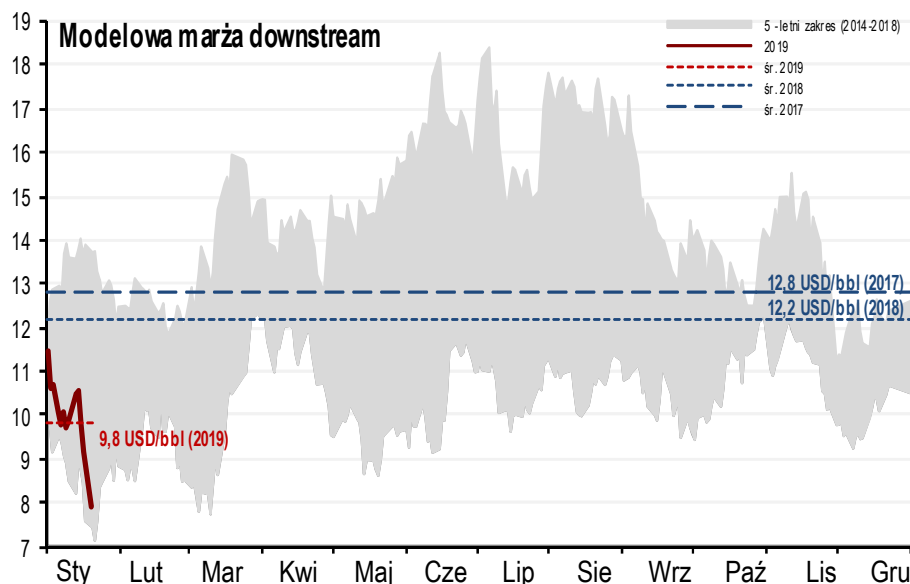
Modelowa marża downstream, USD/bbl



Struktura produktowa marży downstream

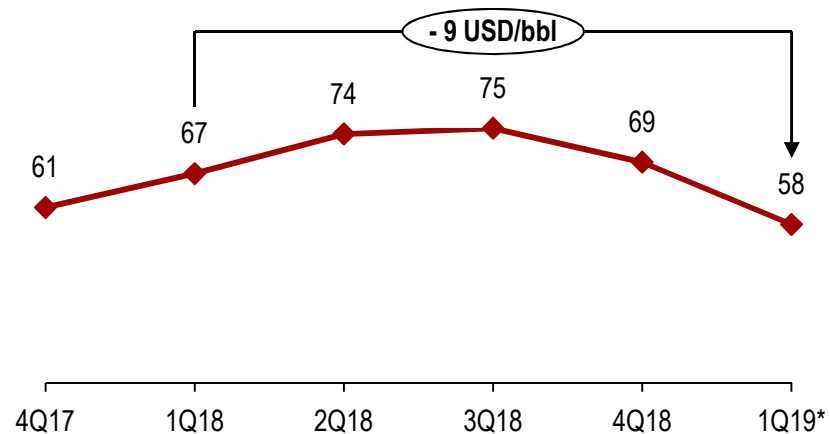
Marże (crack) z notowań

Prod. rafineryjne (USD/t)	1Q18	4Q18	1Q19*	Δ kw/kw	Δ r/r
ON	87	124	113	-9%	30%
Benzyna	133	87	70	-20%	-47%
Ciężki olej opałowy	-154	-119	-104	13%	32%
SN 150	224	201	240	19%	7%
Prod. petrochemiczne (EUR/t)					
Etylen	652	640	602	-6%	-8%
Propylen	510	568	542	-5%	6%
Benzen	335	189	102	-46%	-70%
PX	387	628	562	-11%	45%



Spadek cen ropy

Średnia cena ropy Brent, USD/bbl



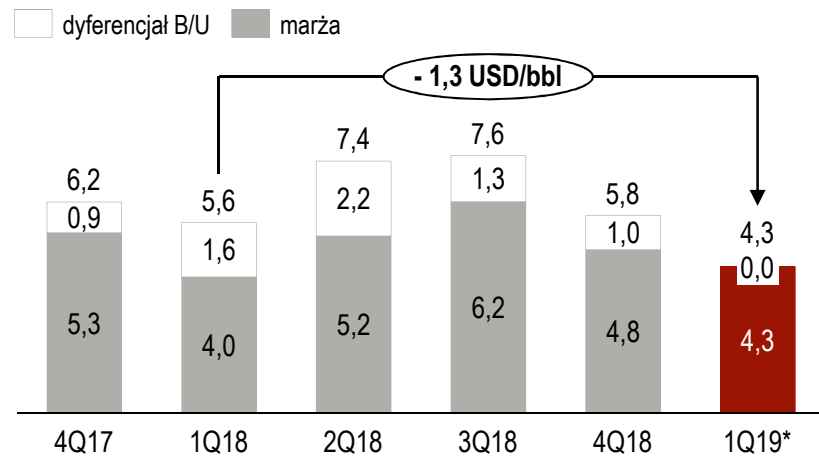
* Dane do dnia 18.01.2019

Otoczenie makroekonomiczne w 1Q19



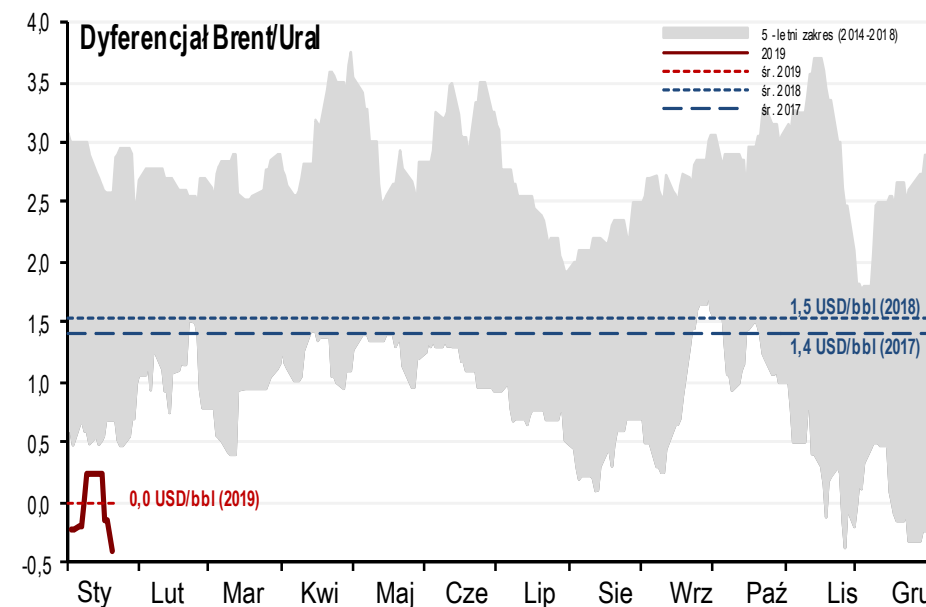
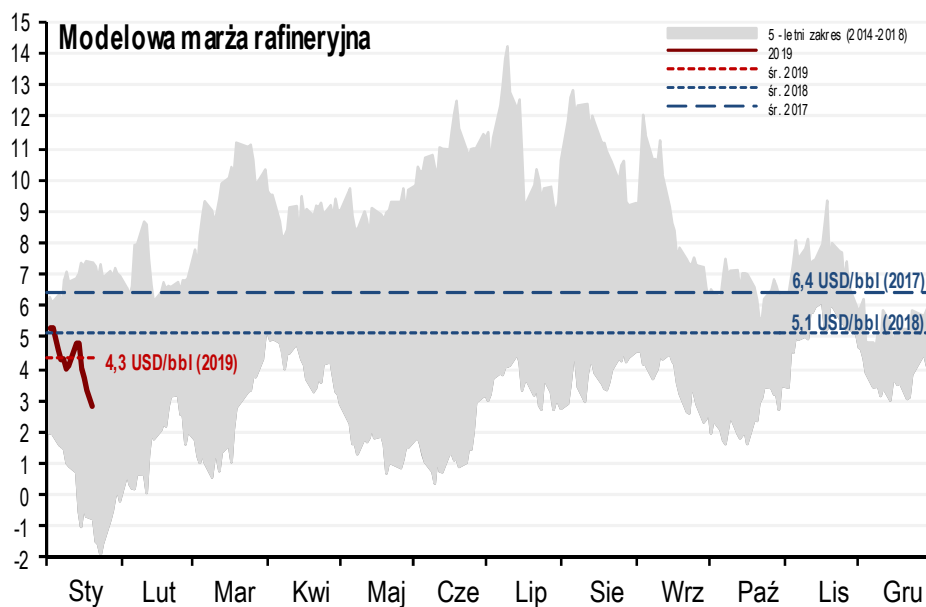
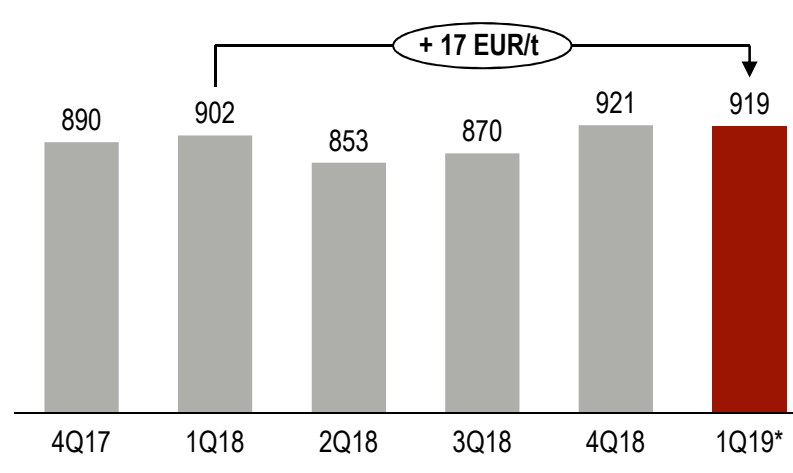
Spadek marży rafinerijnej z dyferencjałem

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



Wzrost marży petrochemicznej

Modelowa marża petrochemiczna, EUR/t



* Dane do dnia 18.01.2019

Dane produkcyjne



	4Q17	3Q18	4Q18	Δ (r/r)	Δ (kw/kw)	12M17	12M18	Δ
Przerób ropy w PKN ORLEN (kt)	8 746	8 694	8 696	-1%	0%	33 228	33 380	0%
Wykorzystanie mocy przerobowych	99%	98%	98%	-1 pp	0 pp	94%	95%	1 pp
Rafineria w Polsce ¹								
Przerób ropy naftowej (kt)	4 250	3 977	3 955	-7%	-1%	15 220	15 855	4%
Wykorzystanie mocy przerobowych	104%	97%	96%	-8 pp	-1 pp	93%	97%	4 pp
Uzysk paliw ⁴	79%	82%	81%	2 pp	-1 pp	80%	81%	1 pp
Uzysk lekkich destylatów ⁵	30%	34%	32%	2 pp	-2 pp	32%	32%	0 pp
Uzysk średnich destylatów ⁶	49%	48%	49%	0 pp	1 pp	48%	49%	1 pp
Rafinerie w Czechach ²								
Przerób ropy naftowej (kt)	1 770	2 023	2 050	16%	1%	7 894	7 555	-4%
Wykorzystanie mocy przerobowych	81%	92%	94%	13 pp	2 pp	91%	87%	-4 pp
Uzysk paliw ⁴	75%	80%	82%	7 pp	2 pp	79%	80%	1 pp
Uzysk lekkich destylatów ⁵	35%	34%	36%	1 pp	2 pp	35%	34%	-1 pp
Uzysk średnich destylatów ⁶	40%	46%	46%	6 pp	0 pp	44%	46%	2 pp
Rafineria na Litwie ³								
Przerób ropy naftowej (kt)	2 656	2 629	2 619	-1%	0%	9 821	9 690	-1%
Wykorzystanie mocy przerobowych	104%	102%	102%	-2 pp	0 pp	96%	95%	-1 pp
Uzysk paliw ⁴	76%	73%	72%	-4 pp	-1 pp	75%	73%	-2 pp
Uzysk lekkich destylatów ⁵	31%	28%	28%	-3 pp	0 pp	30%	28%	-2 pp
Uzysk średnich destylatów ⁶	45%	45%	44%	-1 pp	-1 pp	45%	45%	0 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 lekkich destylatów to relacja ilości wyprodukowanej benzyny, ropy i LPG wyłączając BIO i transfery wewnątrz Grupy do ilości przerobu ropy

⁶ Uzysk średnich destylatów to relacja ilości wyprodukowanego ON, LOO i JET 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). Marże (crack) dla produktów petrochemicznych wyliczone jako różnica pomiędzy notowaniem danego produktu, a notowaniem ropy Brent DTD.

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 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 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