




Skonsolidowane wyniki finansowe Grupy ORLEN 3 kwartał 2021r.

28 października 2021r.

 #ORLEN3Q21@PKN_ORLEN



Podsumowanie kwartału



Otoczenie rynkowe



Wyniki finansowe i operacyjne



Siła finansowa



Perspektywy

Podsumowanie 3Q21



Wyniki finansowe i operacyjne

- EBITDA LIFO: 4,3 mld PLN; wzrost o 2,3 mld PLN (r/r)
- Marża downstream: 9,8 USD/bbl; wzrost o 81% (r/r)
- Marża rafinerijna z dyferencjałem B/U: 5,4 USD/bbl; 5-krotny wzrost (r/r)
- Marża petrochemiczna: 1318 EUR/t, wzrost o 59% (r/r)
- Przerób ropy: 8,3 mt; wzrost o 1% (r/r) / 94% wykorzystania mocy
- Sprzedaż: 10,7 mt; wzrost o 2% (r/r)

Sytuacja finansowa

- Przepływy z działalności operacyjnej: 4,3 mld PLN
- Nakłady inwestycyjne: 2,5 mld PLN
- Dług netto: 11,4 mld PLN
- Dług netto/EBITDA: 0,69
- Rating inwestycyjny: BBB- perspektywa pozytywna (Fitch), Baa2 perspektywa pozytywna (Moody's).
- Wyплата dywidendy za 2020r. na poziomie 3,50 PLN na akcję.



Najważniejsze wydarzenia

Przejęcia:

- Grupa LOTOS – 14 października NWZ LOTOS wyraziło warunkową zgodę na sprzedaż części aktywów Grupy LOTOS w ramach środków zaradczych. Do 14 listopada PKN ORLEN wybierze partnera/ów do realizacji środków zaradczych.
- PGNiG – wniosek o zgodę na przejęcie PGNiG jest w UOKiK.

Inwestycje:

- Instalacja pogłębionego przerobu ropy (ORLEN Lietuva) – dzięki inwestycji wzrośnie uzysk produktów wysokomarżowych o 12pp, co przełoży się na wzrost EBITDA ok. 300 mln PLN rocznie. Zakończenie inwestycji do końca 2024r.
- Instalacja uwodornienia olejów roślinnych (Płock) – ekologiczne i innowacyjne rozwiązanie, które wzmocni pozycję koncernu na rynku biopaliw. Zakończenie inwestycji w połowie 2024r.
- Instalacja ekologicznego glikolu propylenowego (ORLEN Południe) – największa tego typu instalacja w Europie o zdolnościach produkcyjnych 30 tys. ton rocznie. Zakończenie inwestycji w listopadzie 2021r.
- Farma wiatrowa na Bałtyku – rozpoczęcie głównego etapu badań geotechnicznych dna Morza Bałtyckiego na obszarze planowanej farmy wiatrowej i trasie przyłącza.
- Recykling chemiczny tworzyw sztucznych – analiza możliwości wykorzystania innowacyjnej technologii Hydro-PRTSM.
- Uruchomienie pierwszych 200 automatów paczkowych w ramach „ORLEN Paczka”.
- Pełen co-branding – marka ORLEN na wszystkich stacjach Koncernu.

Inne:

- ORLEN Skylight accelerator - uruchomienie pierwszego w Polsce korporacyjnego programu dla startupów technologicznych o międzynarodowym zasięgu.
- Partnerstwo z GE Renewable Energy mające wzmocnić konkurencyjność PKN ORLEN w staraniach o nowe koncesje na farmy wiatrowe na Bałtyku.
- List intencyjny z PKP i PESA o współpracy na rzecz wdrożenia technologii wodorowych w transporcie szynowym.
- PKN ORLEN po raz dziewiąty otrzymał nagrodę The Best Annual Report 2020.



Podsumowanie kwartału



Otoczenie rynkowe



Wyniki finansowe i operacyjne



Siła finansowa



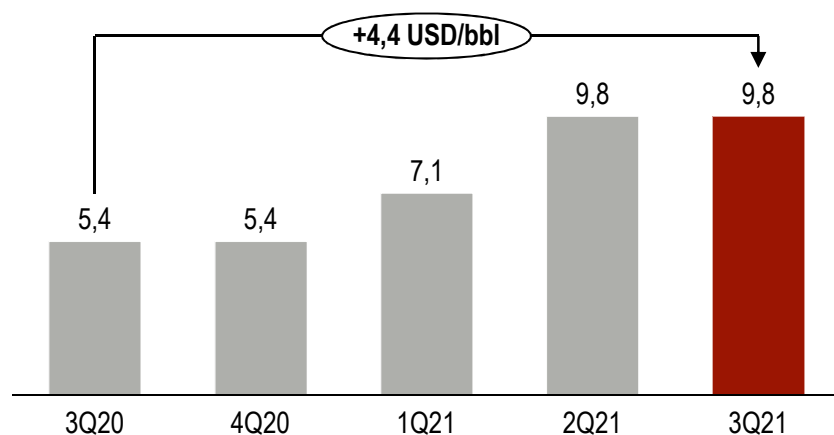
Perspektywy

Otoczenie makroekonomiczne 3Q21



Modelowa marża downstream

USD/bbl



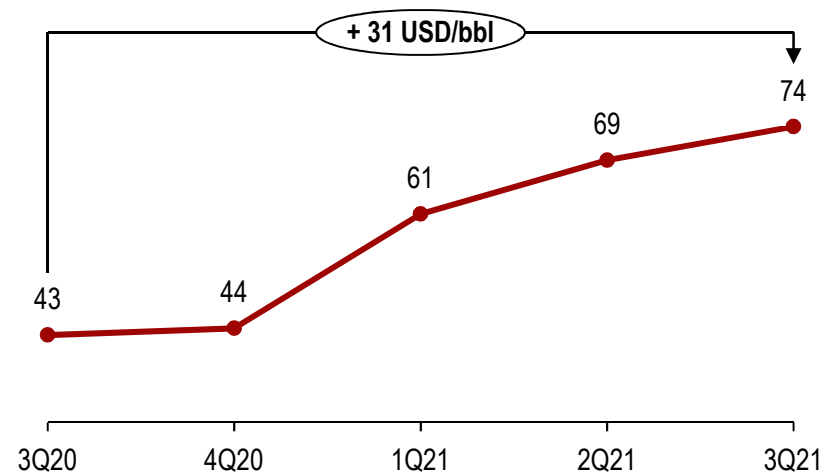
Struktura produktowa marży downstream

Marże (crack) z notowań

Produkty rafineryjne (USD/t)	3Q20	2Q21	3Q21	Δ (r/r)
ON	33	37	48	45%
Benzyna	78	144	175	124%
Ciężki olej opalowy	-86	-152	-162	-88%
SN 150	100	713	576	476%
Produkty petrochemiczne (EUR/t)				
Etylen	499	627	678	36%
Propylen	444	603	677	52%
Benzen	90	672	389	332%
PX	235	334	339	44%

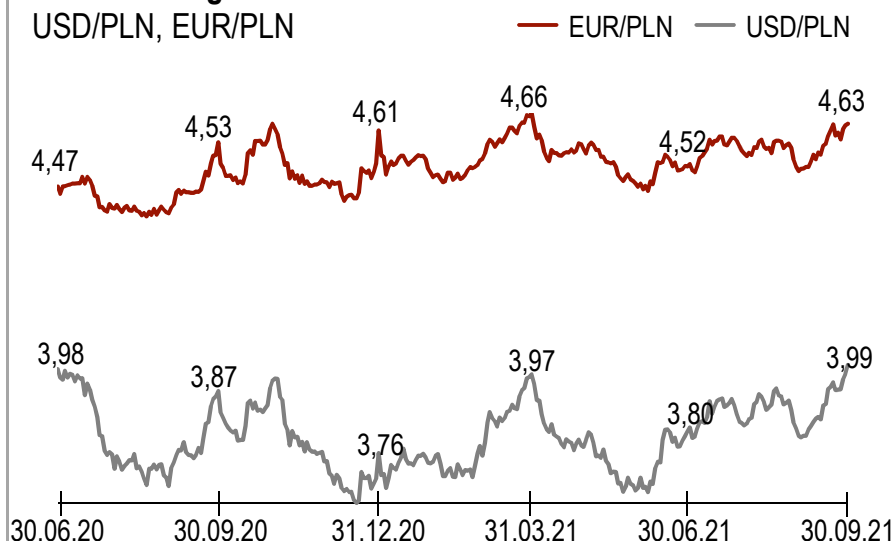
Średnia cena ropy Brent

USD/bbl



Kurs PLN wzg. USD i EUR

USD/PLN, EUR/PLN

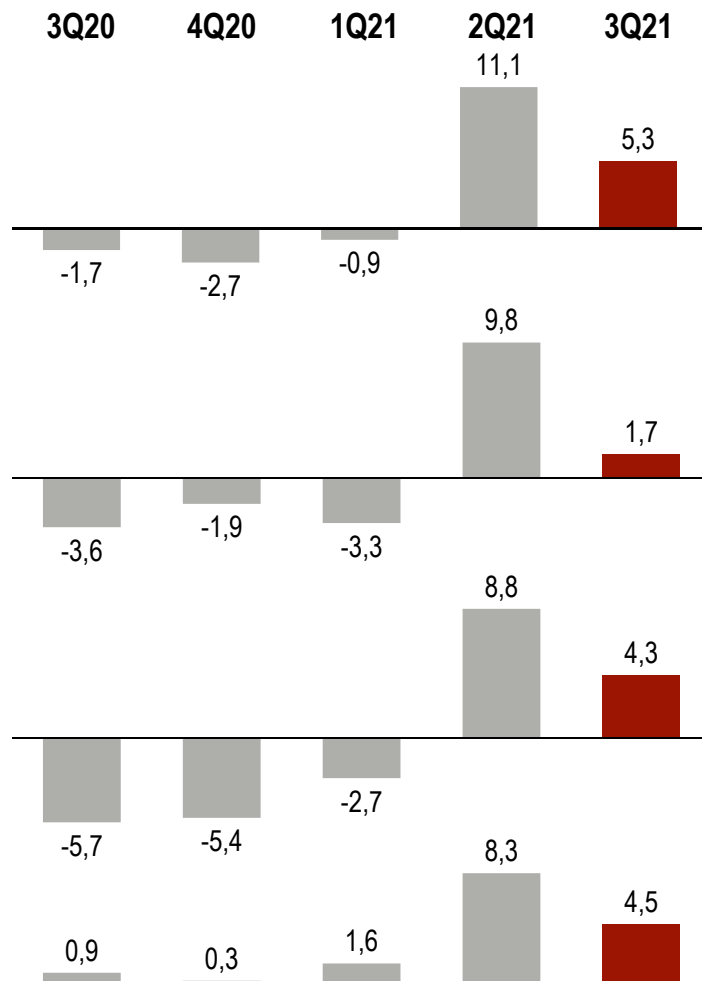


Wzrost konsumpcji paliw w efekcie ożywienia gospodarczego



PKB¹

Zmiana % (r/r)



Polska



Niemcy



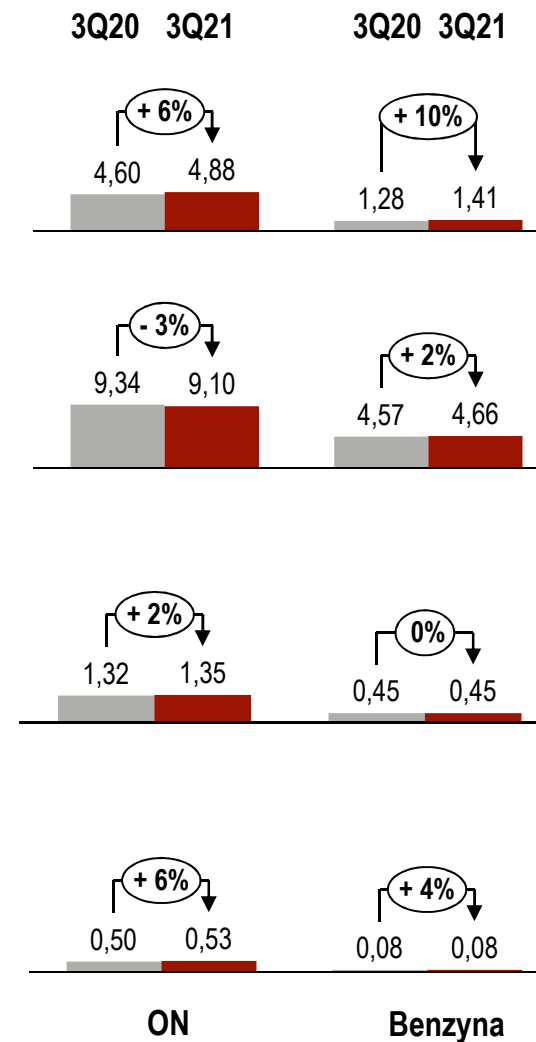
Czechy



Litwa

Konsumpcja paliw²

mt



¹ 3Q21 – szacunki: Polska (NBP, KE, Polityka Insight), Niemcy, Czechy, Litwa (Banki Centralne, KE i Continuum Economics)

² 3Q21 – szacunki własne na bazie danych ARE, Litewskiego Urzędu Statystycznego, Czeskiego Urzędu Statystycznego i Niemieckiego Stowarzyszenia Przemysłu Naftowego



Podsumowanie kwartału



Otoczenie rynkowe



Wyniki finansowe i operacyjne

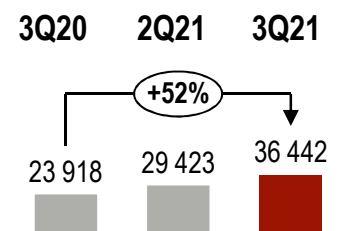


Siła finansowa

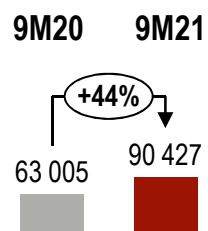


Perspektywy

Wyniki finansowe

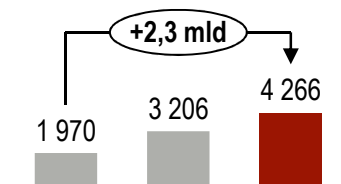


mln PLN

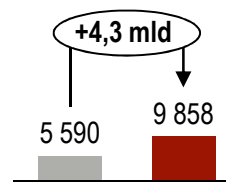


Przychody

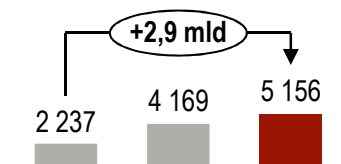
Przychody: wzrost o 52% (r/r) w efekcie wyższych notowań produktów rafineryjnych i petrochemicznych na skutek wzrostu cen ropy o 31 USD/bbl (r/r) oraz wyższych wolumenów sprzedaży o 2% (r/r).



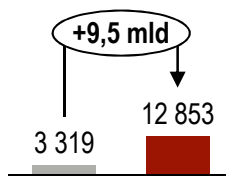
EBITDA LIFO



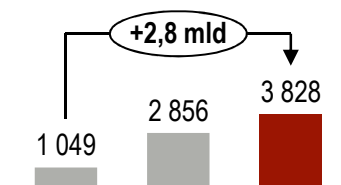
EBITDA LIFO: wzrost o 2,3 mld PLN (r/r) w efekcie dodatniego wpływu makro, wyższych wolumenów sprzedaży, wyższych marż handlowych w hurcie i marż pozapaliwowych w detalu, wykorzystania historycznych warstw zapasów ropy i produktów, przeszacowania wartości zapasów do cen możliwych do uzyskania (NRV) oraz przedawnienia zobowiązania wobec akcjonariuszy mniejszościowych ORLEN Unipetrol. Powyższe dodatnie efekty zostały częściowo ograniczone ujemnym wpływem niższych marż paliwowych w detalu, wyższych kosztów rezerw na emisje CO2 oraz wyższych kosztów ogólnych i kosztów pracy.



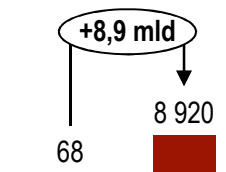
EBITDA



Efekt LIFO: 0,9 mld PLN wpływu zmian cen ropy naftowej na wycenę zapasów.



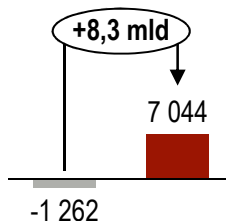
EBIT



Wynik na działalności finansowej: (-) 0,3 mld PLN w efekcie nadwyżki ujemnych różnic kursowych oraz kosztów odsetkowych netto przy dodatnim wpływie rozliczenia i wyceny pochodnych instrumentów finansowych netto.



Wynik netto



Wynik netto: wzrost o 2,3 mld PLN (r/r), w tym: wyższy wynik EBITDA LIFO o 2,3 mld PLN, wyższy efekt LIFO o 0,6 mld PLN, wyższa amortyzacja o (-) 0,1 mld PLN, niższy wynik na działalności finansowej o (-) 0,1 mld PLN oraz wyższy podatek dochodowy o (-) 0,5 mld PLN.

Wyniki 9M20 nie uwzględniają zysku na okazym nabyciu akcji ENERGA rozpoznanego w 2Q20 w wysokości 4 062 mln PLN

Wyniki operacyjne przed odpisami aktualizującymi wartość aktywów trwałych: 3Q20 8 mln PLN / 2Q21 (-) 85 mln PLN / 3Q21 (-) 3 mln PLN / 9M20 (-) 642 mln PLN / 9M21 (-) 92 mln PLN

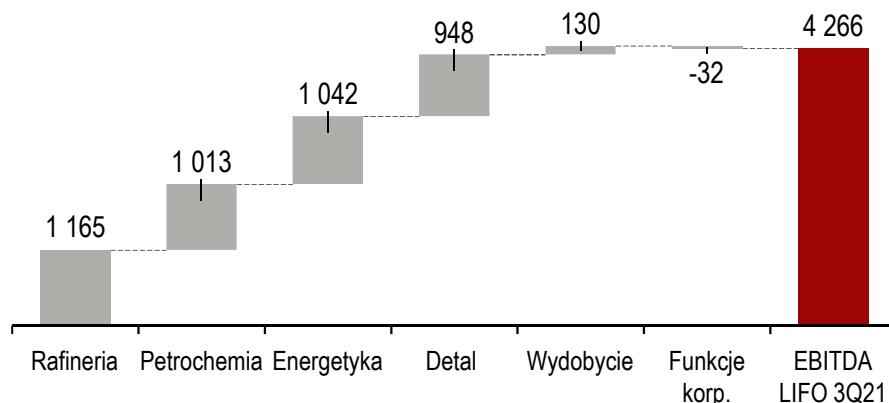
NRV: 3Q20 (-) 66 mln PLN / 2Q21 14 mln PLN / 3Q21 3 mln PLN / 9M20 (-) 468 mln PLN / 9M21 210 mln PLN

EBITDA LIFO



Wyniki segmentów

mln PLN



Rafineria: wzrost o 1535 mln PLN (r/r) w efekcie dodatniego wpływu makro, wyższych wolumenów sprzedaży, wyższych marż handlowych, wykorzystania historycznych warstw zapasów oraz przeszacowania wartości zapasów do cen możliwych do uzyskania (NRV) przy ujemnym wpływie wyższych kosztów rezerw na emisje CO2.

Petrochemia: wzrost o 511 mln PLN (r/r) w efekcie dodatniego wpływu makro, wyższego efektu wolumenowego pomimo spadku sprzedaży oraz wyższych marż handlowych przy ujemnym wpływie wykorzystania historycznych warstw zapasów oraz wyższych kosztów rezerw na emisje CO2.

Energetyka: wzrost o 20 mln PLN (r/r) w efekcie dodatniego wpływu makro oraz wyższego efektu wolumenowego pomimo spadku sprzedaży przy ujemnym wpływie wyższych kosztów rezerw na emisje CO2 oraz wyższych kosztów stałych.

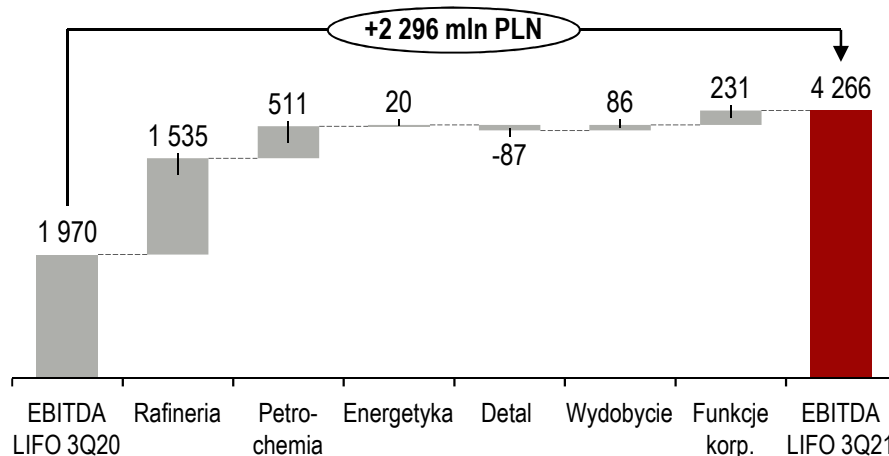
Detal: spadek o (-) 87 mln PLN (r/r) w efekcie ujemnego wpływu niższych wolumenów sprzedaży, niższych marż paliwowych oraz wyższych kosztów ogólnych i kosztów pracy przy dodatnim wpływie wyższych marż pozapaliwowych.

Wydobywanie: wzrost o 86 mln PLN (r/r) w efekcie dodatniego wpływu makro przy niższych wolumenach sprzedaży.

Funkcje korporacyjne: niższe koszty o 231 mln PLN (r/r) głównie w efekcie przedawnienia zobowiązania wobec akcjonariuszy mniejszościowych ORLEN Unipetrol oraz niższych kosztów darowizn na działania związane z COVID-19.

Zmiana wyników segmentów (r/r)

mln PLN



Wyniki operacyjne przed odpisami aktualizującymi wartość aktywów trwałych: 3Q20 8 mln PLN / 2Q21 (-) 85 mln PLN / 3Q21 (-) 3 mln PLN / 9M20 (-) 642 mln PLN / 9M21 (-) 92 mln PLN
 NRV: 3Q20 (-) 66 mln PLN / 2Q21 14 mln PLN / 3Q21 3 mln PLN / 9M20 (-) 468 mln PLN / 9M21 210 mln PLN

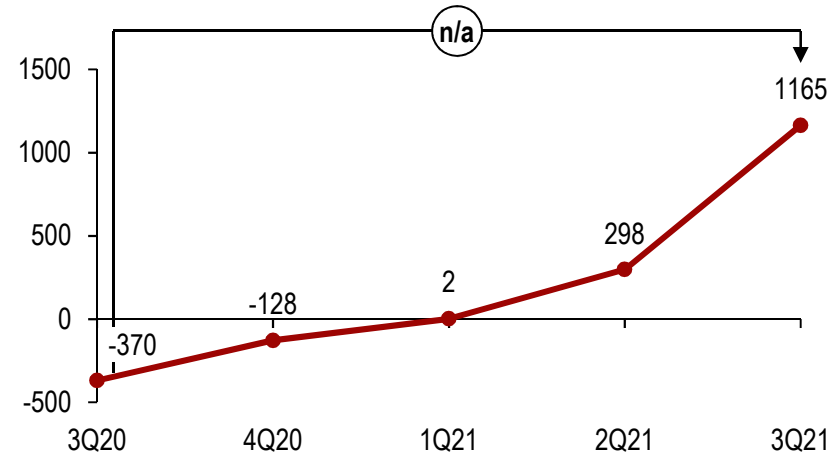
Rafineria – EBITDA LIFO

Dodatni wpływ makro oraz wyższych wolumenów sprzedaży



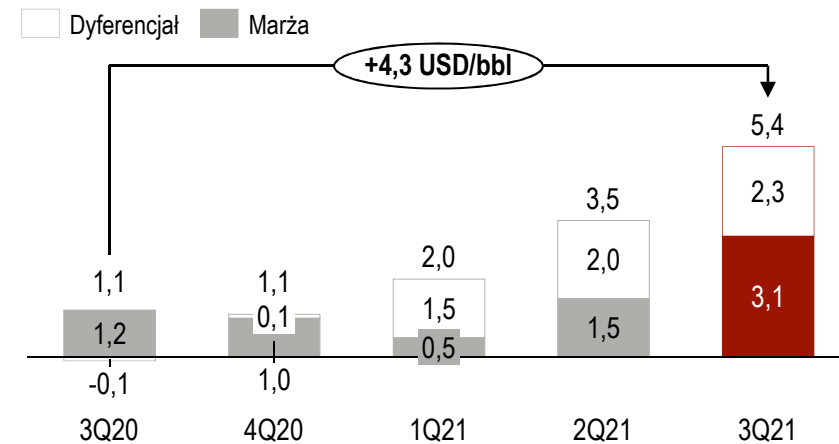
EBITDA LIFO

mln PLN



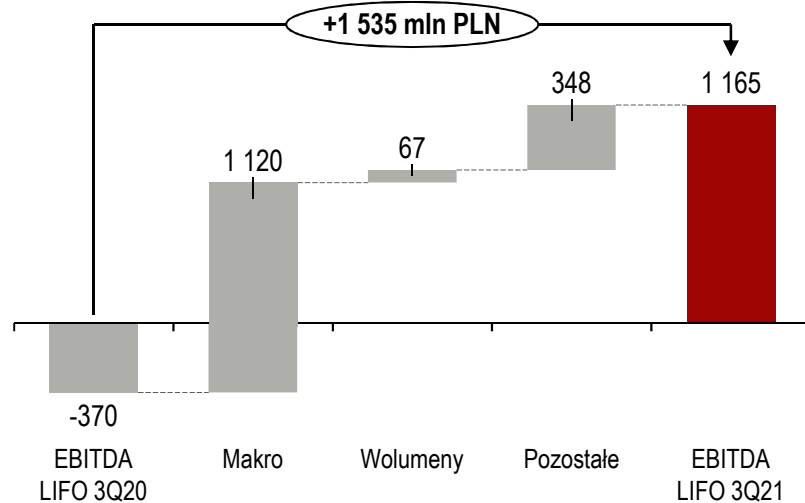
Modelowa marża rafineryjna i dyferencjał Brent/Ural

USD/bbl



EBITDA LIFO – wpływ czynników

mln PLN



- Dodatni wpływ makro (r/r) w efekcie wyższego dyferencjału Brent/Ural, wzrostu marż na lekkich i średnich destylatach, osłabienia PLN względem USD oraz wyceny i rozliczenia kontraktów terminowych CO2 w ramach wydzielonego portfela transakcyjnego w wysokości 159 mln PLN (r/r). Powyższe dodatnie efekty zostały ograniczone ujemnym wpływem spadku marż na ciężkich frakcjach, wyższych kosztów zużycia własnych w wyniku wzrostu cen ropy oraz transakcji zabezpieczających przepływy pieniężne na skutek wzrostu notowań ropy i produktów w 3Q21.
- Wzrost wolumenów sprzedaży o 5% (r/r), w tym: wyższa sprzedaż benzyny o 11%, oleju napędowego o 4%, JET o 41% i COO o 6% przy niższej sprzedaży LPG o (-) 6%.
- Pozostałe obejmują głównie: 0,3 mld PLN (r/r) wykorzystania historycznych warstw zapasów i wyższe marże handlowe przy wyższych kosztach rezerw na emisje CO2.

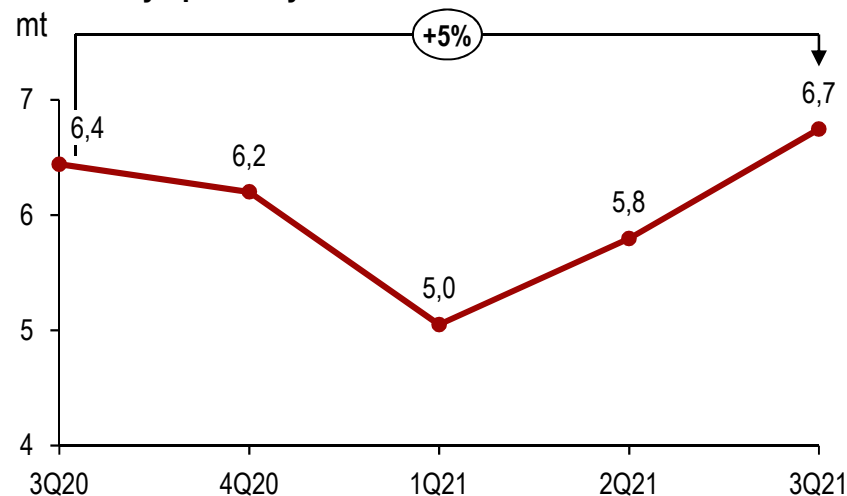
Wyniki operacyjne przed odpisami aktualizującymi wartość aktywów trwałych: 3Q20 2 mln PLN / 2Q21 (-) 19 mln PLN / 3Q21 (-) 3 mln PLN / 9M20 (-) 6 mln PLN / 9M21 (-) 24 mln PLN
 NRV: 3Q20 (-) 65 mln PLN / 2Q21 15 mln PLN / 3Q21 1 mln PLN / 9M20 (-) 448 mln PLN / 9M21 173 mln PLN
 Makro: marże 431 mln PLN, dyferencjał B/U 724 mln PLN, kurs 30 mln PLN, hedging (-) 65 mln PLN

Rafineria – dane operacyjne

Wzrost przerobu ropy i sprzedaży paliw w efekcie wzrostu popytu



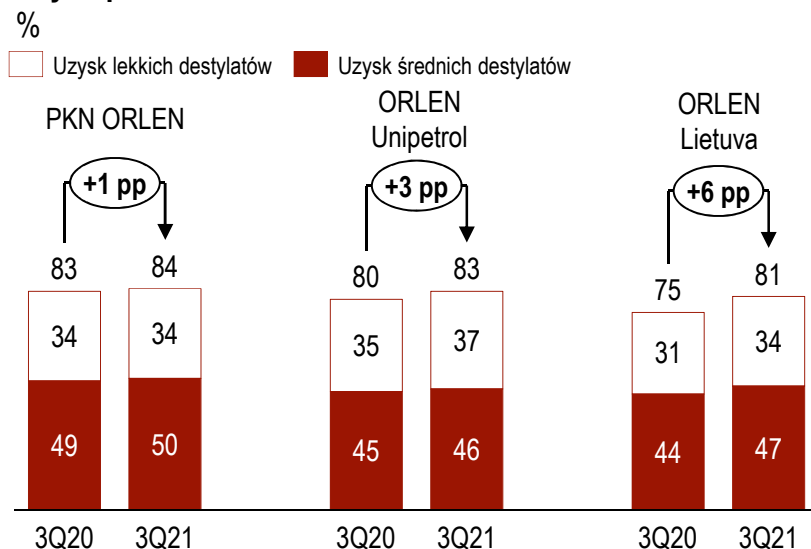
Wolumeny sprzedaży



Przerób ropy i wykorzystanie mocy

Przerób ropy i wykorzystanie mocy		mt, %			
	3Q20	2Q21	3Q21	Δ (r/r)	
Przerób (mt)					
PKN ORLEN	4,2	3,3	4,1	-0,1	
ORLEN Unipetrol	1,9	1,6	1,9	0,0	
ORLEN Lietuva	2,1	1,8	2,2	0,1	
RAZEM	8,2	6,8	8,3	0,1	
Wykorzystanie mocy (%)					
PKN ORLEN	103%	81%	101%	-2 pp	
ORLEN Unipetrol	88%	74%	88%	0 pp	
ORLEN Lietuva	81%	72%	85%	4 pp	
RAZEM	93%	78%	94%	1 pp	

Uzysk paliw



- Przerób ropy wyniósł 8,3 mt tj. wzrost o 0,1 mt (r/r), w tym:
 - PKN ORLEN – spadek o (-) 0,1 mt (r/r) głównie w efekcie optymalizacji przerobu ropy do poziomu zapasów ciężkich frakcji rafineryjnych z września'21. Wzrost uzysku paliw o 1 pp (r/r) na skutek większej dostępności instalacji HOG w trakcie 3Q21 (r/r).
 - ORLEN Unipetrol – porównywalny przerób ropy (r/r). Wzrost uzysku paliw o 3 pp (r/r) w rezultacie wyższego udziału rop niskosiarkowych w strukturze przerobu i zmniejszonego zakresu postojów remontowych (r/r).
 - ORLEN Lietuva – wzrost o 0,1 mt (r/r) w efekcie poprawy sytuacji makro od sierpnia'21. Poprawa uzysku paliw o 6 pp (r/r) w efekcie wyższego zużycia rop niskosiarkowych oraz wykorzystania półproduktów z zapasów.
- Sprzedaż wyniosła 6,7 mt tj. wzrost o 5% (r/r), w tym: wyższa sprzedaż w Polsce o 4% w efekcie wyższej konsumpcji rynkowej i na Litwie o 10% dzięki poprawie otoczenia makro wpływającego na wyższe wykorzystanie mocy produkcyjnych. Niższe wolumeny w Czechach o (-) 2% w rezultacie ograniczonego eksportu na rynek niemiecki (utrudnienia logistyczne i rynkowe spowodowane powodzią).

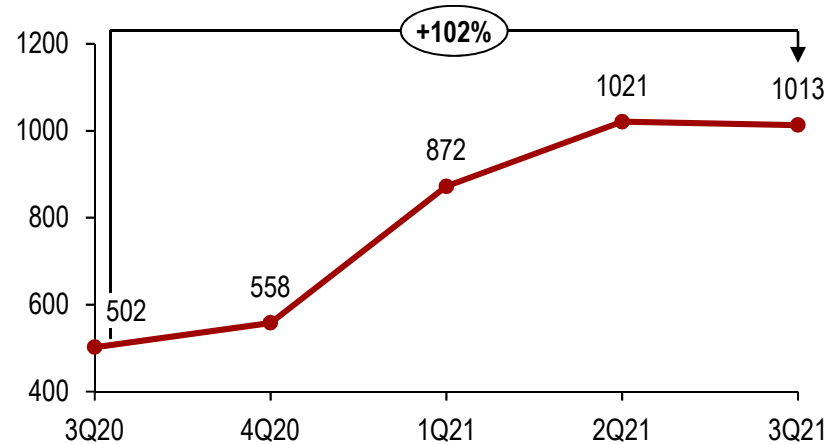
Petrochemia – EBITDA LIFO

Dodatni wpływ makro przy niższych wolumenach sprzedaży



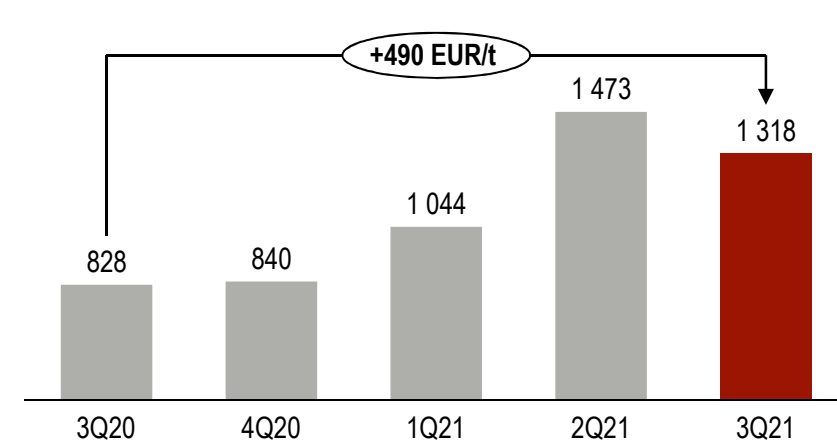
EBITDA LIFO

mIn PLN



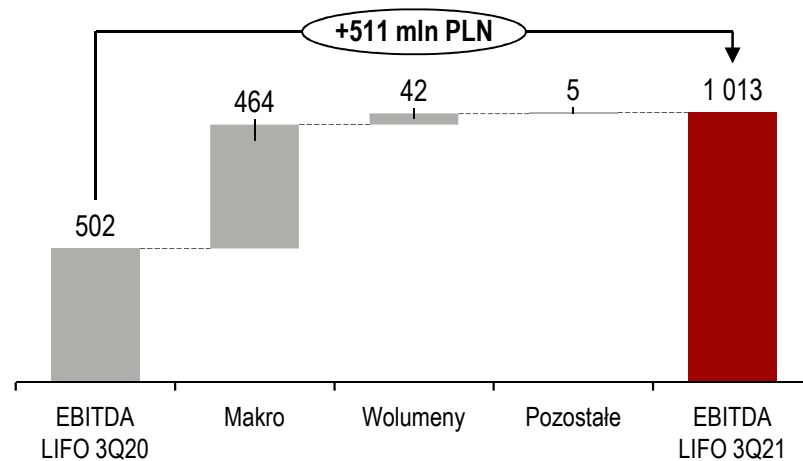
Modelowa marża petrochemiczna

EUR/t



EBITDA LIFO – wpływ czynników

mIn PLN



- Dodatni wpływ makro (r/r) w efekcie wzrostu marż na olefinach, poliolefinach, PTA i PCW, osłabienia PLN względem EUR oraz wyceny i rozliczenia kontraktów terminowych CO2 w ramach wydzielonego portfela transakcyjnego w wysokości 135 mln PLN (r/r).
- Spadek wolumenów sprzedaży o (-) 2% (r/r), w tym: niższa sprzedaż olefin o (-) 9%, nawozów o (-) 2%, PCW o (-) 3% i PTA o (-) 8% oraz przy wyższej sprzedaży poliolefin o 23%.
- Pozostałe obejmują głównie: wyższe marże handlowe (r/r) częściowo ograniczone wzrostem rezerw na emisje CO2.
- EBITDA LIFO 3Q21 zawiera:
 - 232 mln PLN wyniku Anwil; wzrost o 126 mln PLN (r/r).
 - 45 mln PLN wyniku PTA; spadek o (-) 19 mln PLN (r/r).

Wyniki operacyjne przed odpisami aktualizującymi wartość aktywów trwałych: 3Q20 (-) 1 mln PLN / 2Q21 0 mln PLN / 3Q21 0 mln PLN / 9M20 (-) 1 mln PLN / 9M21 0 mln PLN

NRV: 3Q20 (-) 1 mln PLN / 2Q21 (-) 1 mln PLN / 3Q21 2 mln PLN / 9M20 (-) 20 mln PLN / 9M21 37 mln PLN

Makro: marże 267 mln PLN, kurs 48 mln PLN, hedging 149 mln PLN

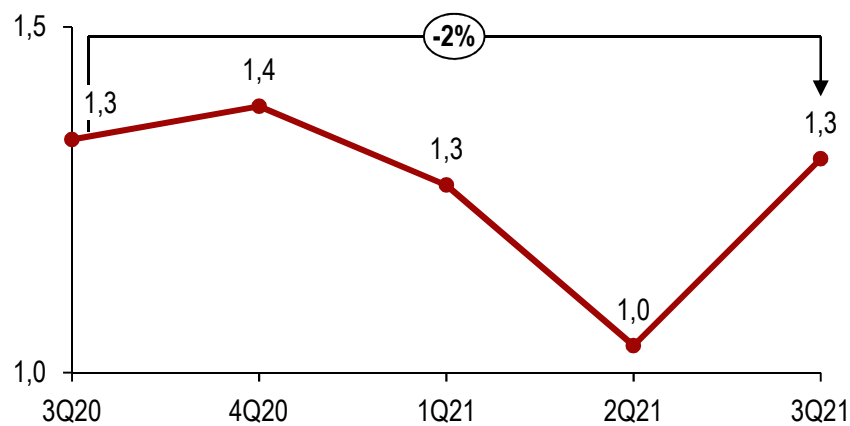
Petrochemia – dane operacyjne

Spadek sprzedaży o (-) 2% (r/r) w efekcie postojów remontowych



Wolumeny sprzedaży

mt



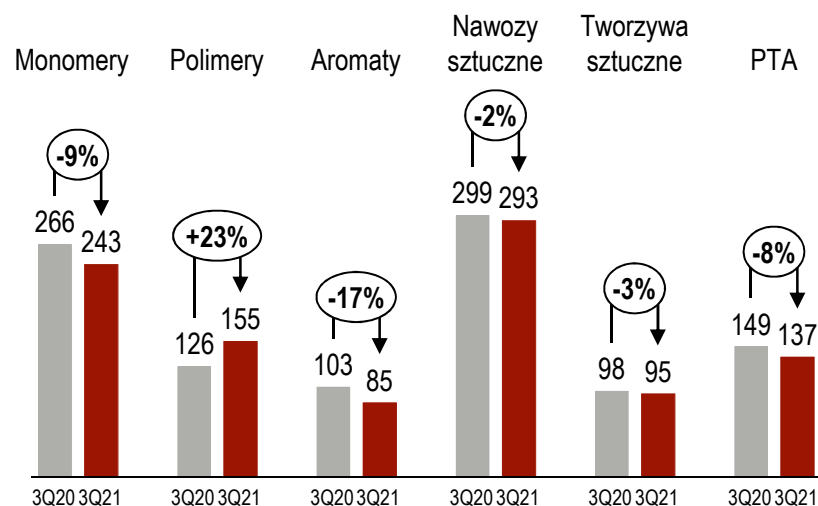
Wykorzystanie mocy

%

Instalacje petrochemiczne	3Q20	2Q21	3Q21	Δ (r/r)
Olefiny (Płock)	85%	2%	84%	-1 pp
BOP (Płock)	79%	6%	73%	-6 pp
Metateza (Płock)	88%	2%	85%	-4 pp
Nawozy (Włocławek)	86%	80%	86%	0 pp
PCW (Włocławek)	78%	7%	79%	1 pp
PTA (Włocławek)	83%	86%	80%	-3 pp
Olefiny (ORLEN Unipetrol)	83%	87%	78%	-5 pp
PPF Splitter (ORLEN Lietuva)	90%	71%	99%	9 pp

Wolumeny sprzedaży – podział na produkty

tys.t



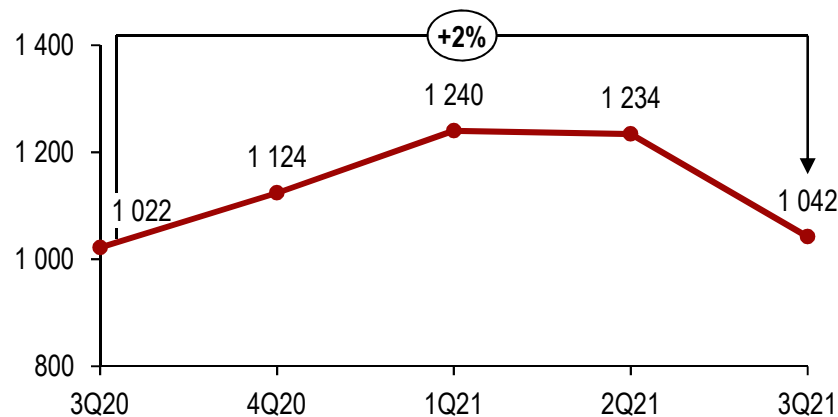
- Wykorzystanie mocy instalacji petrochemicznych:
 - Olefiny (Płock) – kontynuacja planowanego postoiu remontowego z 2Q21.
 - BOP (Płock) – kontynuacja planowanego postoiu remontowego z 2Q21 oraz ograniczenia w dostawie surowca ze względu na postój instalacji Olefin.
 - Metateza (Płock) – ograniczenia w dostawie surowca ze względu na postój instalacji Olefin.
 - PTA (Włocławek) – planowany postój remontowy instalacji.
 - Olefiny (Unipetrol) – ograniczenia produkcyjne związane z przygotowaniem do postoiu instalacji PE3.
- Sprzedaż wyniosła 1,3 mt tj. spadek o (-) 2% (r/r), w tym: niższa sprzedaż w Polsce o (-) 7% w efekcie prowadzonych postoiu remontowych, na Litwie o (-) 5% przy wyższej sprzedaży w Czechach o 9% w efekcie poprawy (r/r) paramentów operacyjnych instalacji PE3 i wyższej dostępności produktu.

Energetyka – EBITDA

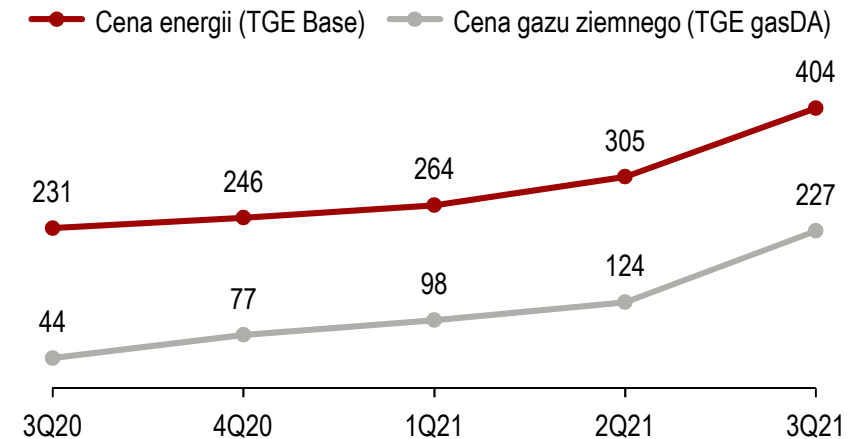
Dodatni wpływ makro przy niższych wolumenach sprzedaży



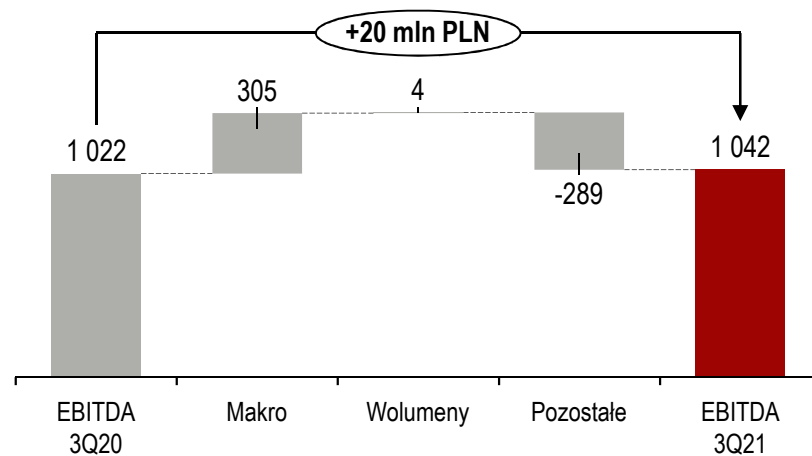
EBITDA
mln PLN



Cena energii i gazu (notowania rynkowe)
PLN/MWh



EBITDA – wpływ czynników
mln PLN



- Dodatni wpływ makro (r/r) w efekcie wzrostu notowań energii elektrycznej oraz wyceny i rozliczenia kontraktów terminowych CO2 w ramach wydzielonego portfela transakcyjnego w wysokości 197 mln PLN (r/r) przy ujemnym wpływie wzrostu cen gazu i CO2 (r/r).
- Spadek wolumenów sprzedaży energii elektrycznej o (-) 8% (r/r) w efekcie niższego zużycia energii przez klientów końcowych w Grupie ENERGA ze względu na niższe temperatury w okresie letnim w porównaniu z rokiem ubiegłym.
- Pozostałe obejmują głównie wyższe koszty rezerw na emisje CO2 oraz wyższe koszty stałe.
- EBITDA 3Q21 zawiera:
 - 717 mln PLN wyniku Grupy ENERGA; wzrost o 231 mln PLN (r/r).

Wyniki operacyjne przed odpisami aktualizującymi wartość aktywów trwałych: 3Q20 (-) 1 mln PLN / 2Q21 (-) 62 mln PLN / 3Q21 2 mln PLN / 9M20 (-) 3 mln PLN / 9M21 (-) 60 mln PLN
Makro: marże 93 mln PLN, kurs 5 mln PLN, hedging 207 mln PLN

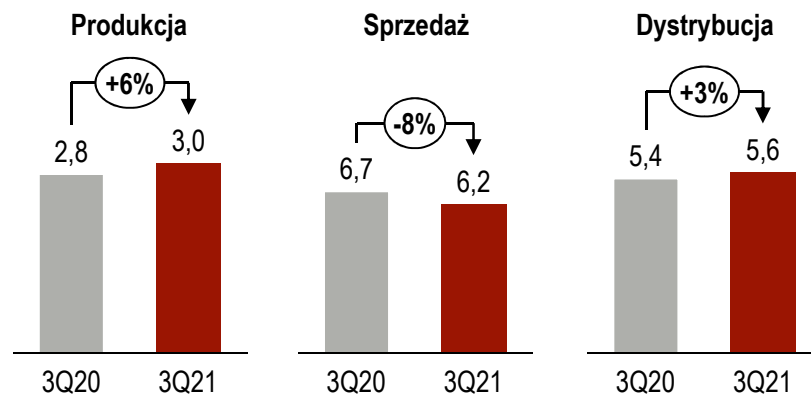
Energetyka – dane operacyjne

60% produkcji energii elektrycznej ze źródeł zero i niskoemisyjnych



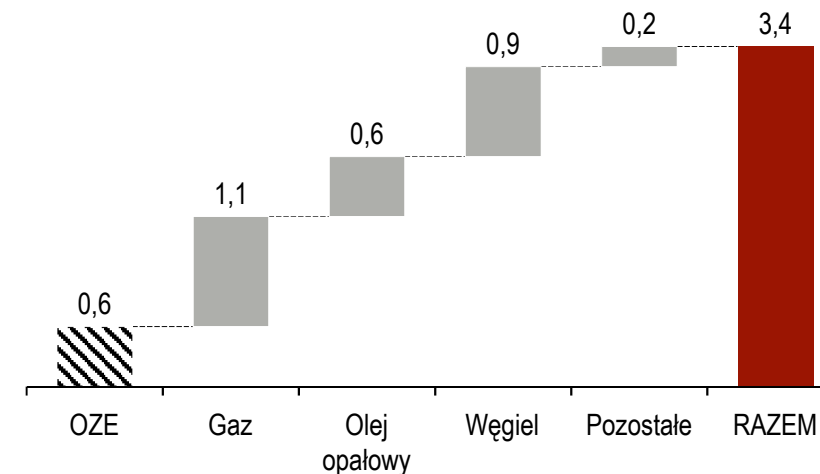
Wolumeny energii elektrycznej

TWh



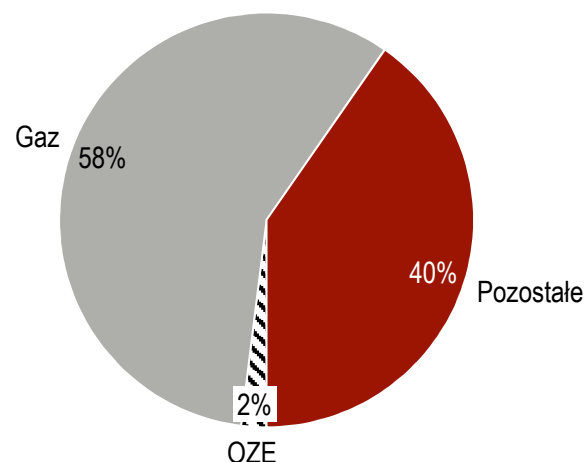
Moc zainstalowana

GWe



Produkcja energii elektrycznej – źródła wytwarzania

%



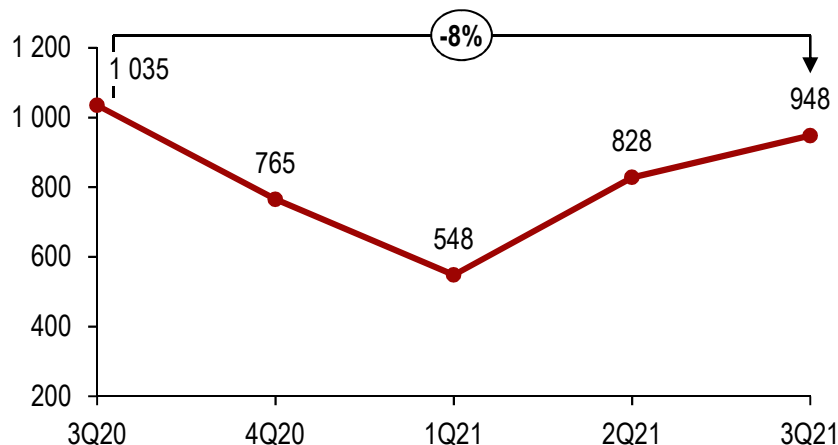
- Moc zainstalowana: 3,4 GWe (energia elektryczna) / 6,1 GWt (ciepło).
- Produkcja: 3,0 TWh (energia elektryczna) / 9,0 PJ (ciepło).
- Produkcja energii elektrycznej wzrosła o 6% (r/r). Wyższa produkcja elektrowni Ostrołęka ze względu na większe zapotrzebowanie ze strony PSE, wyższa produkcja elektrowni wodnej Włocławek oraz wzrost mocy wytwórczych w OZE wiatr o ponad 0,1 GWe (r/r).
- Sprzedaż energii elektrycznej spadła o (-) 8% (r/r) w efekcie niższej sprzedaży w obszarze hurtu (optymalizacja portfela) oraz niższej sprzedaży do klientów detalicznych.
- Dystrybucja energii elektrycznej (w pełni realizowana przez Energa Operator) wzrosła o 3% (r/r) w wyniku wyższej aktywności gospodarczej oraz zwiększenia ilości Punktów Poboru Energii (PPE).
- Emisja CO₂ wyniosła 2,2 mln ton.

Detal – EBITDA

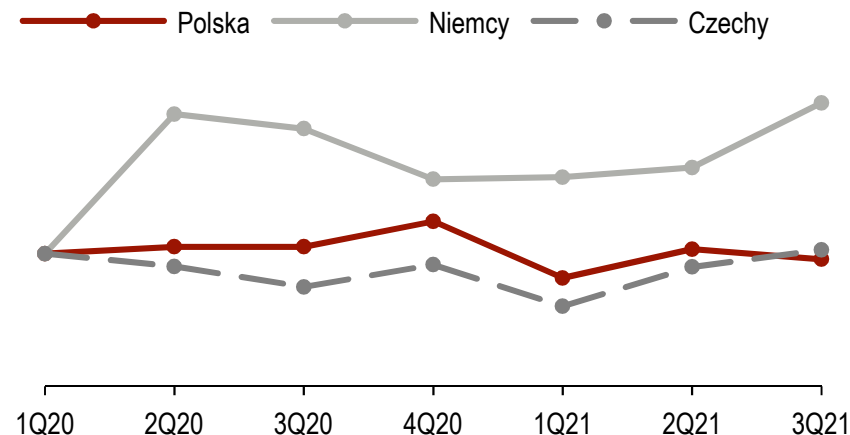
Spadek marż paliwowych i wolumenów sprzedaży



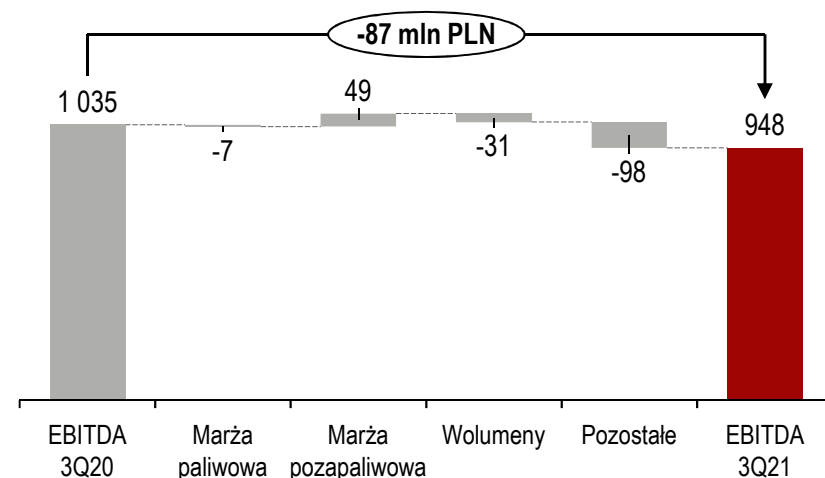
EBITDA
mln PLN



Marża paliwowa
% (kw/kw)



EBITDA – wpływ czynników
mln PLN



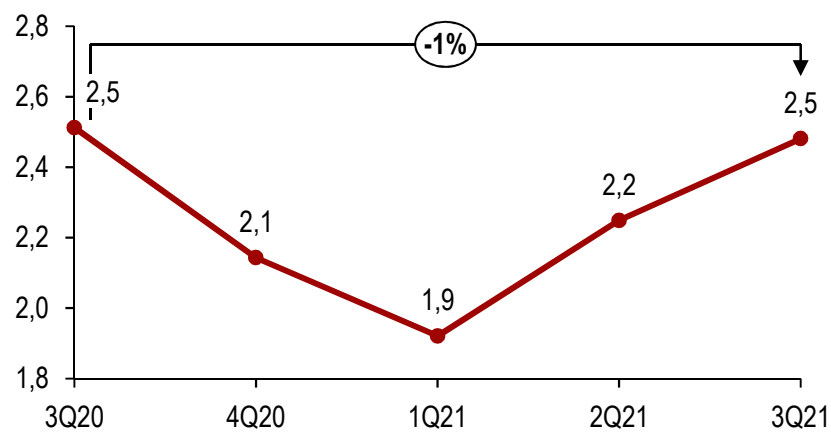
- Spadek wolumenów sprzedaży o (-) 1% (r/r), w tym: niższa sprzedaż oleju napędowego o (-) 2% i LPG o (-) 5% przy wyższej sprzedaży benzyny o 1%.
- Spadek marż paliwowych na rynku polskim przy wyższych marżach na rynku czeskim i niemieckim oraz porównywalnym poziomie marż na rynku litewskim (r/r).
- Wzrost marż pozapaliwowych na wszystkich rynkach.
- Wzrost punktów sprzedaży pozapaliwowej Stop Cafe/Star Connect o 71 (r/r).
- Wzrost punktów alternatywnego tankowania o 239 (r/r). Obecnie posiadamy 421 punktów alternatywnego tankowania, w tym: 375 punktów ładowania samochodów elektrycznych, 2 stacje wodorowe oraz 44 stacje CNG.
- Pozostałe obejmują głównie (-) 0,1 mld PLN wzrostu kosztów ogólnych i kosztów pracy.

Detal – dane operacyjne

421 punktów alternatywnego tankowania - ponad 2-krotny wzrost (r/r)






Wolumeny sprzedaży

mt



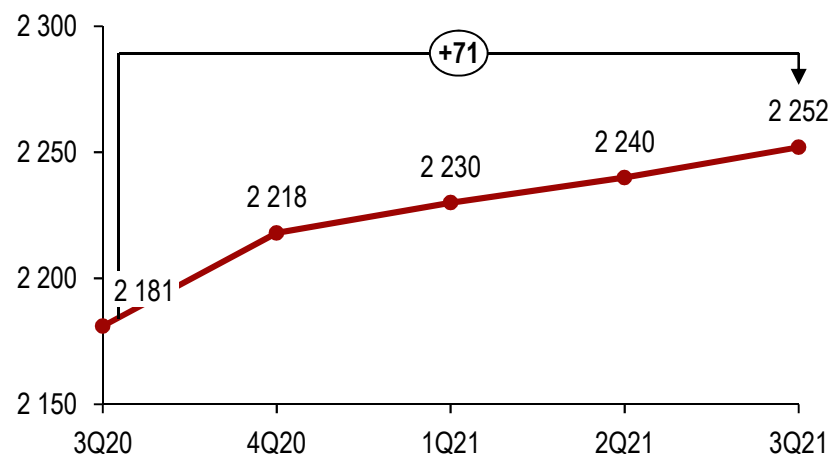
Liczba stacji i udziały rynkowe (wolumenowe)

#, %

	# stacji	Δ r/r	% rynku	Δ r/r
 Polska	1 800	2	31,5	-2,5 pp
 Niemcy	586	0	6,2	-0,3 pp
 Czechy	421	5	25,3	0,5 pp
 Litwa	29	0	4,4	-0,1 pp
 Słowacja	16	5	0,9	0,4 pp

Punkty sprzedaży pozapaliwowej Stop Cafe/Star Connect

#



- Spadek sprzedaży o (-) 1% (r/r), w tym: niższa sprzedaż w Polsce o (-) 3% i na Litwie o (-) 9% przy wyższej sprzedaży w Czechach o 5% i porównywalnej sprzedaży w Niemczech*.
- 2852 stacje paliw, tj. wzrost o 12 (r/r), w tym: w Polsce o 2, w Czechach o 5 i na Słowacji o 5 przy porównywalnej liczbie stacji w Niemczech i na Litwie.
- Wzrost udziałów rynkowych (r/r) w Czechach i na Słowacji przy spadku na pozostałych rynkach.
- 2252 punktów sprzedaży pozapaliwowej Stop Cafe/Star Connect, w tym: 1733 w Polsce, 319 w Czechach, 157 w Niemczech, 29 na Litwie i 14 na Słowacji. Wzrost o 71 (r/r), w tym: w Polsce o 29, w Czechach o 9, w Niemczech o 26, na Litwie o 1 i na Słowacji o 12.
- 421 punktów alternatywnego tankowania, w tym: 328 w Polsce, 84 w Czechach i 9 w Niemczech. Wzrost o 239 (r/r), w tym: w Polsce o 218, w Czechach o 21 przy porównywalnej liczbie w Niemczech.

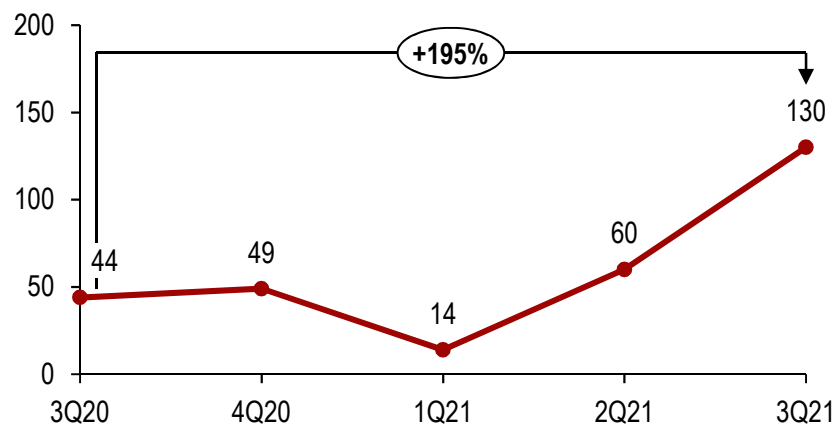
* Obejmuje również sprzedaż paliw poza siecią stacji własnych. Spadek sprzedaży wolumenowej na stacjach paliw ORLEN Deutschland o (-) 4 % (r/r).

Wydobycie – EBITDA

Dodatni wpływ makro przy niższych wolumenach sprzedaży

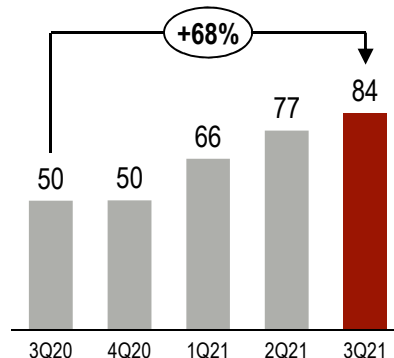


EBITDA
mln PLN

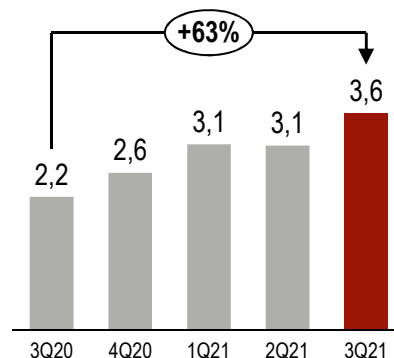


Cena ropy Canadian Light Sweet (CLS) i gazu AECO
CAD/bbl, CAD/mcf

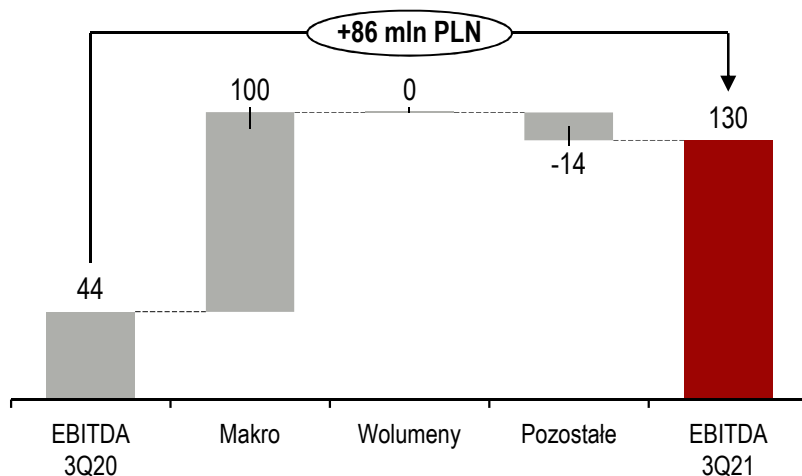
Cena ropy CLS



Cena gazu AECO



EBITDA – wpływ czynników
mln PLN



- Dodatni wpływ makro (r/r) w efekcie wzrostu notowań wszystkich węglowodorów (ropy, gazu i kondensatu gazowego) przy porównywalnym wpływie transakcji zabezpieczających.
- Spadek sprzedaży o (-) 6% (r/r) w efekcie na skutek nieplanowanego postoju infrastruktury u zewnętrznego odbiorcy węglowodorów w Kanadzie
- Wzrost średniego wydobycia o 0,2 tys. boe/d (r/r), w tym: w Kanadzie o 0,1 tys. boe/d i w Polsce o 0,1 tys. boe/d.
- Pozostałe obejmują głównie wzrost podatku od wydobycia i niektórych kopalni w związku z wyższymi cenami węglowodorów oraz koszty funkcjonowania nowej kopalni Bystrowice.

Wyniki operacyjne przed odpisami aktualizującymi wartość aktywów trwałych: 3Q20 10 mln PLN / 2Q21 0 mln PLN / 3Q21 0 mln PLN / 9M20 (-) 619 mln PLN / 9M21 0 mln PLN
Makro: marże 99 mln PLN, hedging 1 mln PLN

Wydobycie – dane operacyjne

Wzrost średniego wydobycia o 0,2 tys. boe/d (r/r)



Polska



Łączne zasoby ropy i gazu (2P)

10,1 mln boe* (5% węglowodory ciekłe, 95% gaz)

3Q21

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

EBITDA: 22 mln PLN** / CAPEX: 44 mln PLN

9M21

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

EBITDA: 25 mln PLN** / CAPEX: 78 mln PLN

- Zagospodarowanie aktywów:
 - (Miocen) – przeprowadzono prace optymalizacyjne instalacji na złożu Bystrowice.
 - (Edge) – wykonywano prace w zakresie zagospodarowania złóż Tuchola i Bajerze w oparciu o generowanie energii elektrycznej z gazu ziemnego zaazotowanego.
 - (Płotki) – wspólnie z partnerem (PGNiG) realizowano prace zmierzające do zagospodarowania odkryć Chwałęcín i Grodzewo oraz wyposażenia wybranych ośrodków produkcyjnych w instalacje do sprężania gazu.
- Prace wiertnicze:
 - (Miocen) – rozpoczęto wiercenie otworu Pruchnik-OU1.
 - (Płotki) – kontynuacja prac projektowych i przygotowawczych dla wiercenia przyszłych otworów.
- Prace sejsmiczne:
 - (Edge) – realizowano prace interpretacyjne zdjęcia sejsmicznego Koczała-Miastko 3D.

Kanada



Łączne zasoby ropy i gazu (2P)

163,9 mln boe* (60% węglowodory ciekłe, 40% gaz)

3Q21

Średnie wydobycie: 16,0 tys. boe/d (50% węglowodory ciekłe)

EBITDA: 108 mln PLN** CAPEX: 30 mln PLN

9M21

Średnie wydobycie: 15,8 tys. boe/d (47% węglowodory ciekłe)

EBITDA: 179 mln PLN** / CAPEX: 135 mln PLN

- Zagospodarowanie aktywów:
 - (Kakwa) – rozpoczęto wiercenie nowego otworu (udział 75%). Przygotowanie do wiercenia kolejnych otworów.
 - (Ferrier) – zakończono wiercenie oraz przeprowadzono zabiegi szczelinowania na dwóch nowych odwiertach (udział 100%) oraz uruchomiono wydobycie.
 - (Kaybob) – ukończono prace wiertnicze i szczelinowanie na odwiercie (udział 23%). Odwiert podłączono do wydobycia.
- Przeprowadzono kilkudniowy postój remontowy instalacji przerobu gazu (Kakwa).
- Na wszystkich obszarach kontynuowano działania proekologiczne mające na celu redukcję emisji gazów cieplarnianych i spełnienie wymagań środowiskowych wprowadzonych przez rząd federalny Kanady i administrację prowincji Alberta.
- Przejściowe ograniczenie wydobycia węglowodorów z obszaru Kakwa na skutek nieplanowanego postoju infrastruktury u zewnętrznego odbiorcy węglowodorów spowodowanego pożarem.

* Dane na dzień 31.12.2020 (Kanada) / 01.01.2021 (Polska)

** Wyniki operacyjne przed odpisami aktualizującymi wartość aktywów trwałych: 3Q21 0 mln PLN / 9M21 0 mln PLN



Podsumowanie kwartału



Otoczenie rynkowe



Wyniki finansowe i operacyjne



Siła finansowa



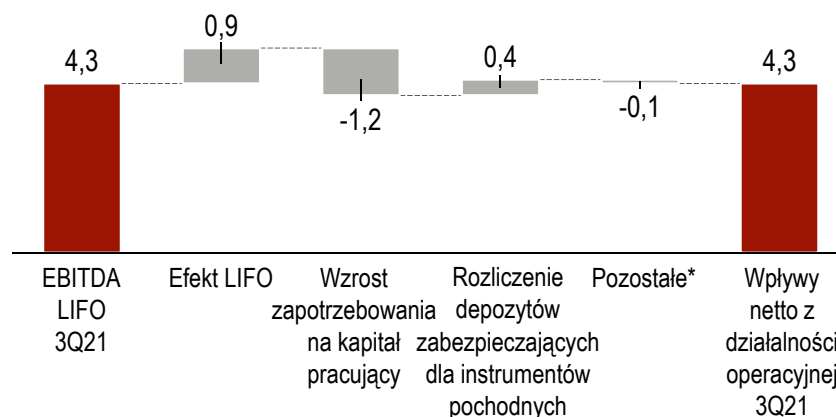
Perspektywy

Przepływy pieniężne



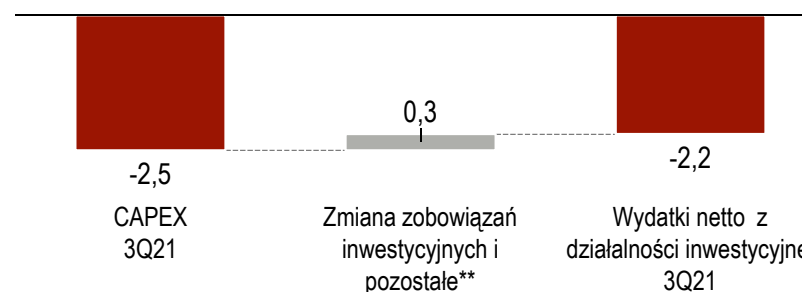
Przepływy z działalności operacyjnej

mld PLN



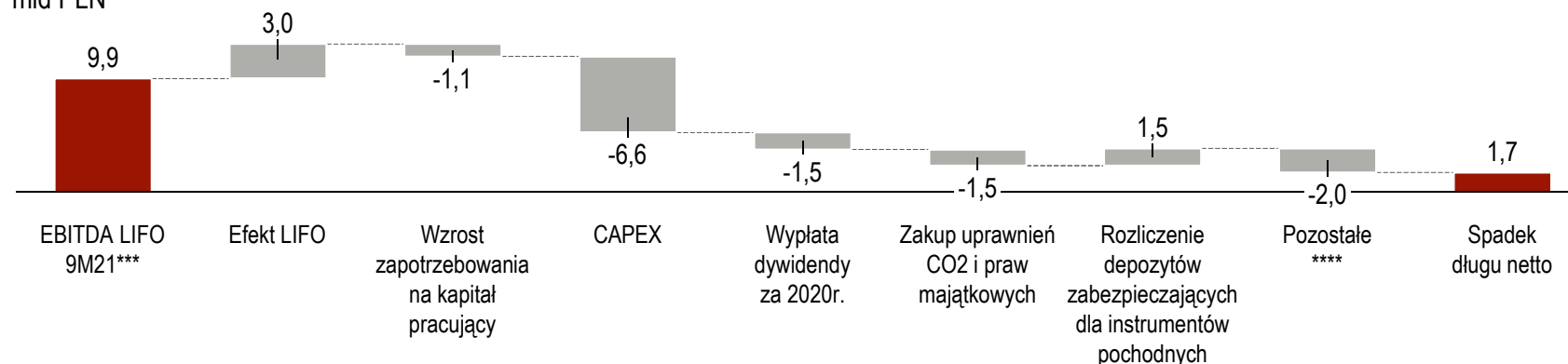
Przepływy z działalności inwestycyjnej

mld PLN



Wolne przepływy pieniężne 9M21

mld PLN



* W tym: zapłacony podatek dochodowy (-) 0,4 mld PLN, korekta kapitałowa (-) 0,1 mld PLN i zmiana stanu rezerw 1,5 mld PLN, rozliczenie dotacji CO2 (-) 0,8 mld PLN, rozliczenie i wycena pochodnych instrumentów finansowych (-) 0,3 mld PLN.

** W tym: zwiększenia z tytułu praw do użytkowania aktywów 0,3 mld PLN, rozliczenie instrumentów bez rachunkowości zabezpieczeń (-) 0,2 mld PLN, zakup CO2 (-) 0,1 mld PLN.

*** W tym: 0,2 mld PLN dodatniego wpływu przeszacowania wartości zapasów do cen możliwych do uzyskania (NRV).

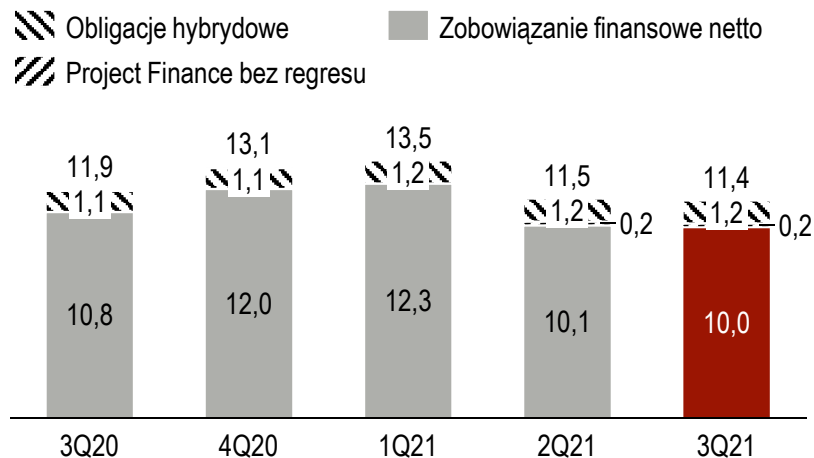
**** W tym: nabycie akcji/udziałów jednostek zależnych pomniejszone o środki pieniężne (-) 0,8 mld PLN, zmiana stanu zaliczek (-) 0,4 mld PLN, zapłacony podatek dochodowy (-) 1 mld PLN, płatności z tytułu umów leasingowych (-) 0,5 mld PLN, zapłacone odsetki (-) 0,4 mld PLN, otrzymane dywidendy 0,2 mld PLN, rozliczenie instrumentów bez rachunkowości zabezpieczeń (-) 0,7 mld PLN, rozliczenie i wycena pochodnych instrumentów finansowych (-) 0,8 mld PLN, zwiększenia z tytułu praw do użytkowania aktywów 0,9 mld PLN, korekty kapitałowe (-) 0,4 mld PLN, zmiana stanu rezerw 3,9 mld PLN, rozliczenie dotacji CO2 (-) 1,6 mld PLN oraz efektu netto wyceny i przeszacowania zadłużenia z tytułu różnic kursowych (-) 0,4 mld PLN.

Zadłużenie

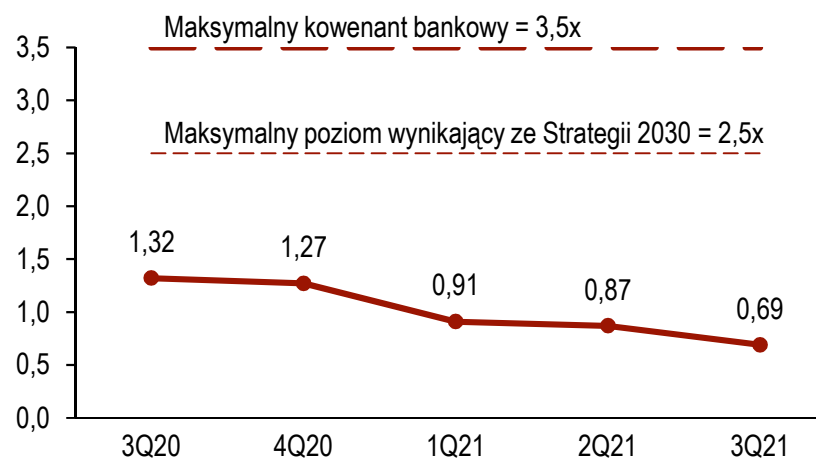


Dług netto

mld PLN

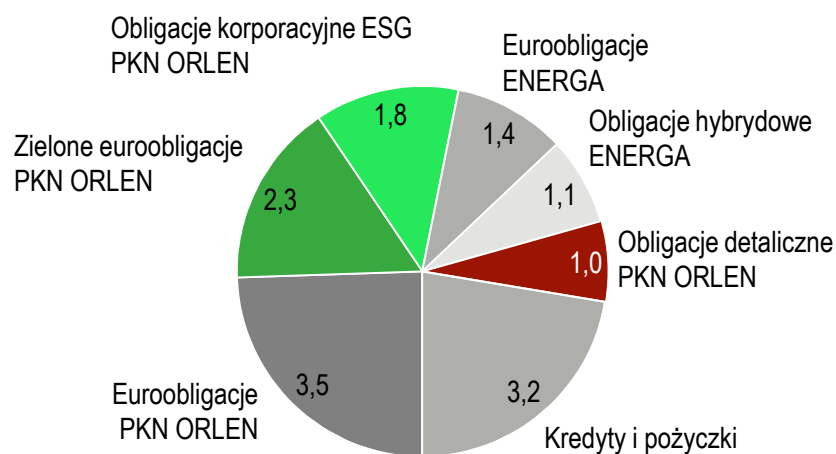


Dług netto/EBITDA*



Dług brutto – źródła finansowania

mld PLN



- Struktura walutowa długu brutto: EUR 61%, PLN 37%, CZK 2%
- Średni termin zapadalności zadłużenia: 2023r.
- Rating inwestycyjny: BBB- perspektywa pozytywna (Fitch), Baa2 perspektywa pozytywna (Moody's).
- Spadek zadłużenia netto o (-) 0,1 mld PLN (kw/kw) do poziomu 11,4 mld PLN w efekcie dodatnich przepływów z działalności operacyjnej w wysokości 4,3 mld PLN przy wydatkach inwestycyjnych na poziomie (-) 2,2 mld PLN, wypłaconej dywidendy w wys. (-) 1,5 mld PLN, płatności zobowiązań z tytułu leasingu w wysokości (-) 0,2 mld PLN, zapłaconych odsetek (-) 0,1 mld PLN oraz (-) 0,3 mld PLN efektu netto wyceny i przeszacowania zadłużenia z tytułu różnic kursowych.
- Zapasy obowiązkowe w bilansie na koniec 3Q21 wyniosły 5,4 mld PLN, w tym: 4,7 mld PLN w Polsce.

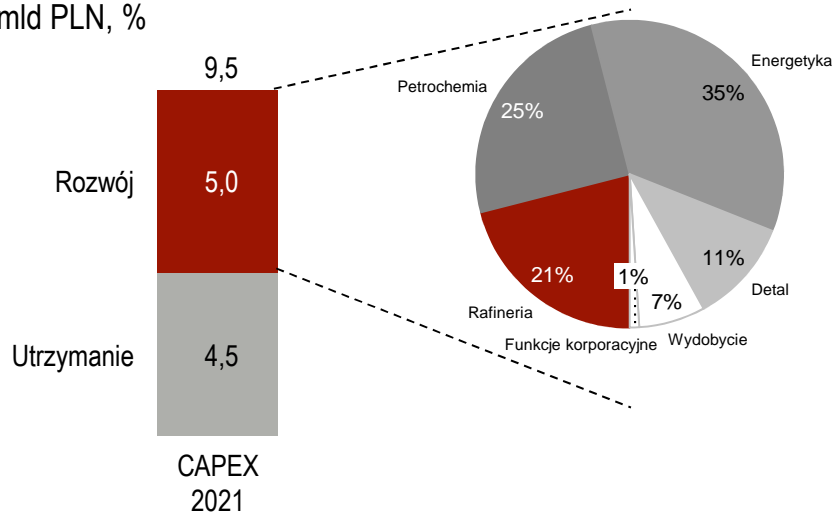
* Poziom długu netto przyjęty do obliczenia wskaźnika nie uwzględnia zadłużenia z tytułu project finance bez regresu i emisji obligacji hybrydowych

Nakłady inwestycyjne



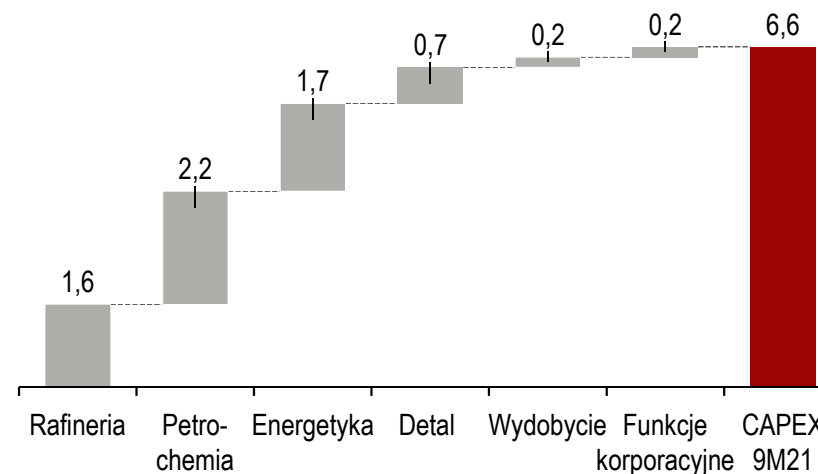
Planowany CAPEX

mld PLN, %



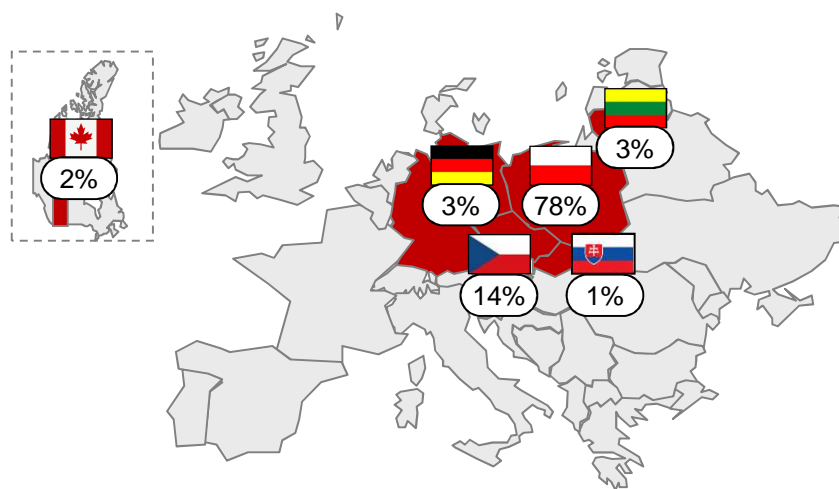
Zrealizowany CAPEX 9M21 – podział na segmenty

mld PLN



Zrealizowany CAPEX 9M21 – podział wg krajów

%



Realizowane projekty rozwojowe w 3Q21

Rafineria

- Budowa instalacji Visbreakingu w Płocku
- Budowa instalacji glikolu propylenowego w ORLEN Południe

Petrochemia

- Rozbudowa zdolności produkcyjnych instalacji olefin w Płocku
- Rozbudowa zdolności produkcyjnych nawozów w Anwilu

Energetyka

- Modernizacja obecnych aktywów oraz przyłączenie nowych odbiorców w Grupie ENERGA
- Modernizacja turbozespołu TG1 w Zakładzie Elektrociepłowni w Płocku

Detal

- Stacje paliw – otwarto/włączono 8 stacji paliw, 10 zamknięto/zakończono współpracę
- Sprzedaż pozapaliwowa – otwarto 12 punktów Stop Cafe/Star Connect
- Alternatywne tankowanie – uruchomiono 143 punkty

Wydobycie

- Koncentracja na perspektywicznych aktywach – Kanada (Kakwa, Ferrier) / Polska (Egde, Miocen, Płotki)



Podsumowanie kwartału



Otoczenie rynkowe



Wyniki finansowe i operacyjne



Siła finansowa



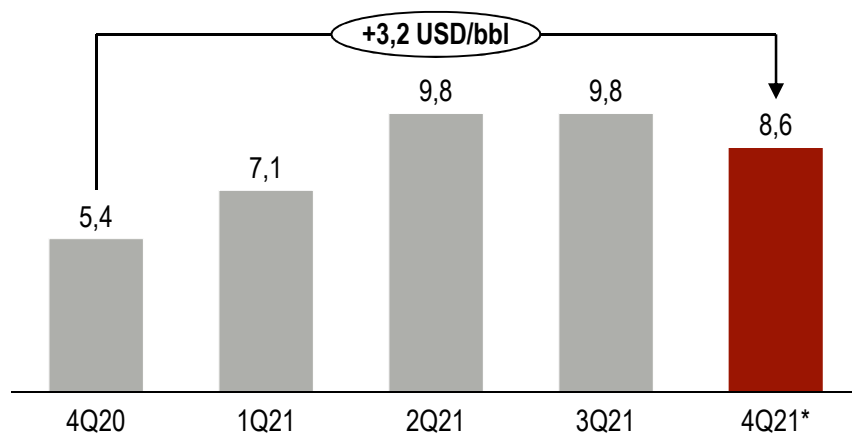
Perspektywy

Otoczenie makroekonomiczne 4Q21



Modelowa marża downstream

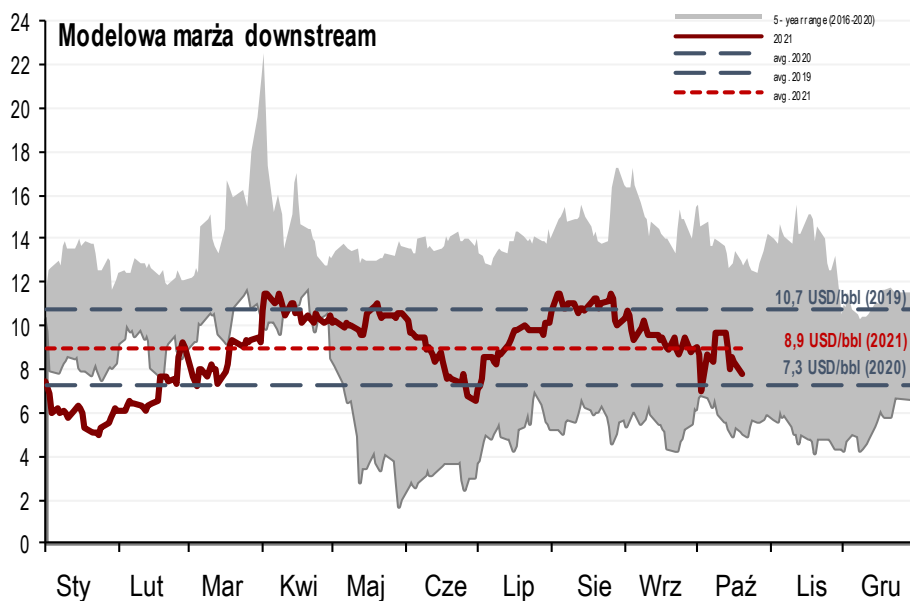
USD/bbl



Struktura produktowa marży downstream

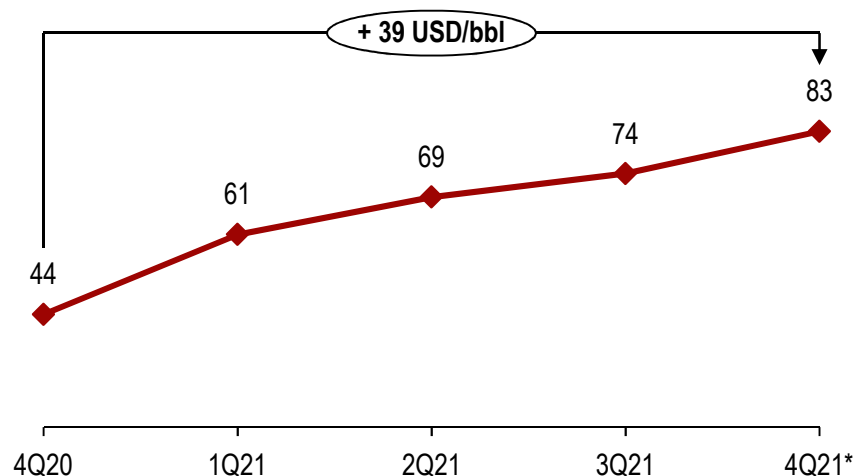
Marże (crack) z notowań

Prod. rafineryjne (USD/t)	4Q20	3Q21	4Q21*	Δ (kw/kw)	Δ (r/r)
ON	33	48	91	90%	176%
Benzyna	71	175	191	9%	169%
Ciężki olej opałowy	-80	-162	-168	-4%	-110%
SN 150	261	576	162	-72%	-38%
Prod. petrochemiczne (EUR/t)					
Etylen	502	678	650	-4%	29%
Propylen	445	677	653	-4%	47%
Benzen	150	389	240	-38%	60%
PX	236	339	307	-9%	30%



Średnia cena ropy Brent

USD/bbl

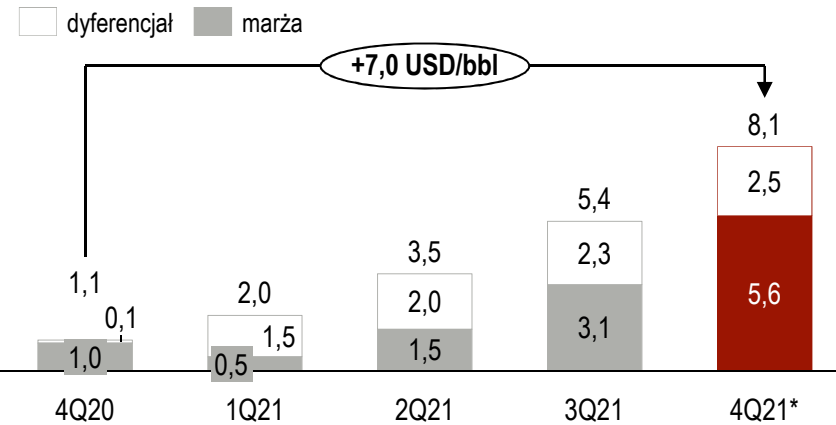


* Dane do dnia 22.10.2021

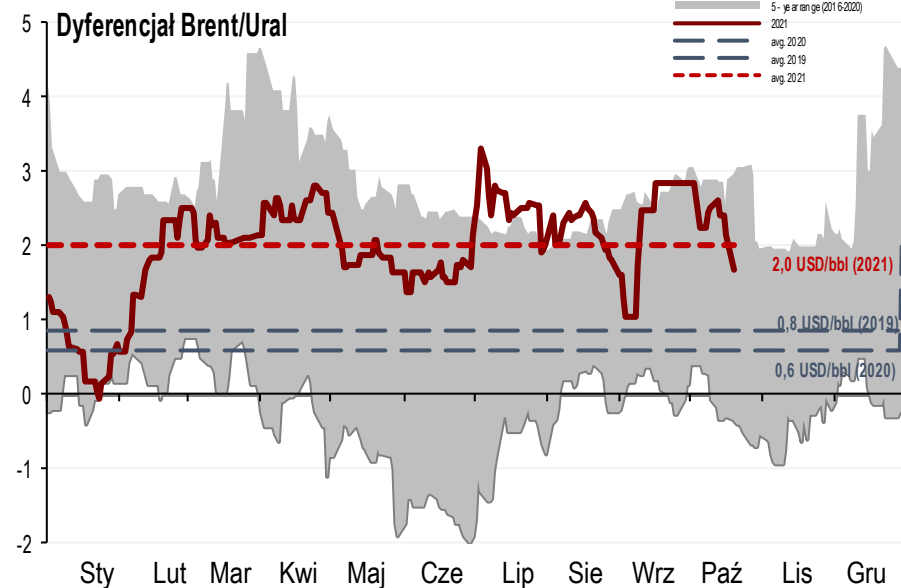
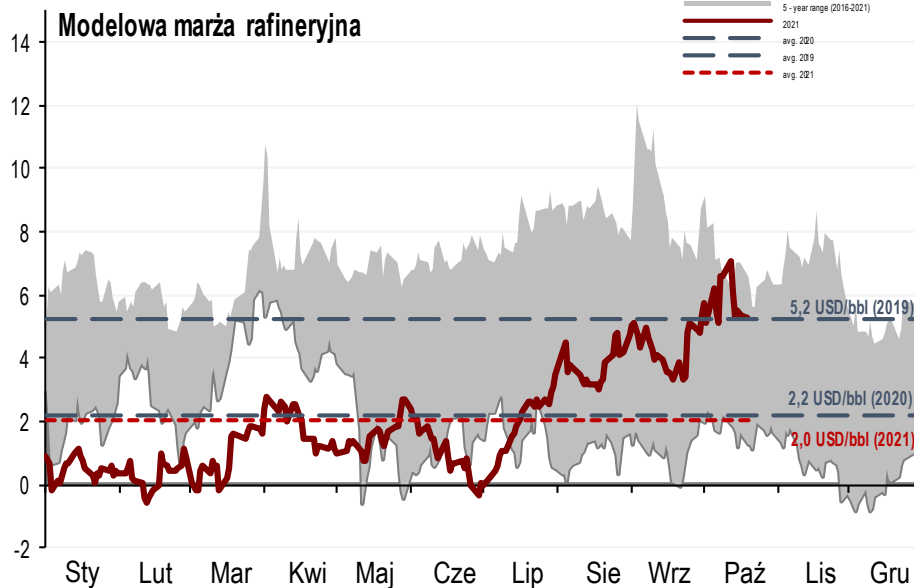
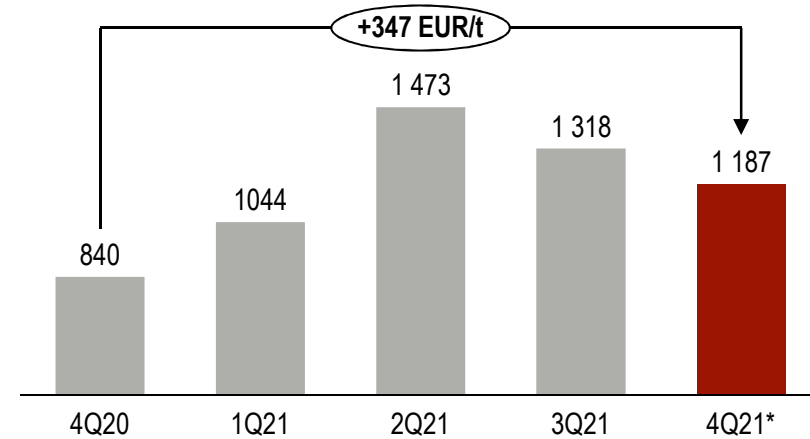
Otoczenie makroekonomiczne 4Q21



Modelowa marża rafineryjna i dyferencjał Brent/Ural
USD/bbl



Modelowa marża petrochemiczna
EUR/t



* Dane do dnia 22.10.2021



Makro

- Ropa Brent – oczekujemy utrzymania ceny ropy na poziomie ok. 85 USD/bbl do końca roku w efekcie dużego popytu na ropę z sektora energetycznego ze względu na wysokie ceny gazu.
- Marża rafineryjna – oczekujemy utrzymania marż rafineryjnych na średnim poziomie ok. 3-4 USD/bbl. Silny wzrost popytu na ropę oraz paliwa płynne poprawił marże rafineryjne i oddalił presję na redukcję mocy rafineryjnych, która jednak nie uległa zmniejszeniu. W krótkim horyzoncie marże rafineryjne silnie zależą od cen ropy, ale w dłuższej perspektywie nad marżami nadal ciąży globalna nadwyżka mocy rafineryjnych.
- Marża petrochemiczna – oczekujemy utrzymania marż petrochemicznych na obecnych wysokich poziomach ok. 1100-1200 EUR/t. Czynnikiem wspierającym marże jest silny popyt skorelowany ze wzrostem PKB oraz mniejszy import ograniczony przez wzrost kosztów frachtu. Poprawa marż jest ograniczana przez rosnące ceny ropy naftowej i gazu.
- Gaz – na europejskim rynku obserwujemy zarówno rekordowe notowania gazu ziemnego, jak i rekordową zmienność cen surowca w efekcie ograniczonej podaży gazu (ograniczone dostawy gazu ziemnego z Rosji do Europy Północno-Zachodniej oraz utrzymująca się ograniczona dostępność ładunków LNG), wzmożonego popytu stymulowanego przez ożywienie gospodarcze po okresie pandemii, wejścia w okres grzewczy oraz niskiego napełnienia magazynów w Europie. Przed sezonem zimowym nie udało się osiągnąć poziomu wypełnienia magazynów obserwowanego w latach ubiegłych, co buduje niepokój o zapewnienie dostaw w sezonie zimowym, szczególnie w sytuacji wystąpienia wyraźnych spadków temperatury powietrza.
- Energia elektryczna – od początku roku notowania kontraktu BASE_Y-22 wzrosły o 84% (z 250 PLN/MWh do 461 PLN/MWh) w efekcie wzrostu cen uprawnień do emisji CO₂ o 83% (z 35 EUR/t do 64 EUR/t) oraz wzrostu cen gazu do rekordowego poziomu 334 PLN/MWh. Obawy o mroźną zimę i wysokie zapotrzebowanie na energię elektryczną oraz coraz większy popyt z Chin na węgiel mogą być kolejnymi czynnikami prozwzrostowymi.



Gospodarka

- Prognozy PKB* – Polska 5,1%, Czechy 3,5%, Litwa 4,9%, Niemcy 3,3%.
- Konsumpcja paliw – wzrost popytu na paliwa w efekcie ożywienia gospodarczego.



Regulacje

- Narodowy Cel Wskaźnikowy – poziom bazowy w 2021r. wynosi 8,7% (zredukowany wskaźnik dla PKN ORLEN wynosi 5,707%)
- Podatek detaliczny – obciążenie podatkiem przychodów ze sprzedaży detalicznej.
- Rynek mocy – dodatkowe przychody w ramach wsparcia energetyki.

* Polska (BGK, wrzesień 2021); Niemcy (CE, wrzesień 2021); Czechy (CNB, sierpień 2021); Litwa (LB, wrzesień 2021)

Dziękujemy za uwagę



ORLEN

W przypadku pytań prosimy o kontakt z Biurem Relacji Inwestorskich:

telefon: + 48 24 256 81 80

e-mail: ir@orlen.pl

www.orlen.pl



Slajdy pomocnicze

Wyniki – podział na kwartały



mln PLN	1Q20	2Q20	3Q20	4Q20	1Q21	2Q21	3Q21
Przychody	22 077	17 010	23 918	23 175	24 562	29 423	36 442
EBITDA LIFO	1 607	2 013	1 970	2 773	2 386	3 206	4 266
efekt LIFO	-2 072	-466	267	-103	1 142	963	890
EBITDA	-465	1 547	2 237	2 670	3 528	4 169	5 156
Amortyzacja	-935	-1 128	-1 188	-1 301	-1 292	-1 313	-1 328
EBIT LIFO	672	885	782	1 472	1 094	1 893	2 938
EBIT	-1 400	419	1 049	1 369	2 236	2 856	3 828
Wynik netto	-2 245	306	677	25	1 873	2 243	2 928

Wyniki 2Q20 nie uwzględniają zysku na okazjnym nabyciu akcji ENERGIA w wysokości 4 062 mln PLN

Wyniki operacyjne przed odpisami aktualizującymi wartość aktywów trwałych:

1Q20 (-) 504 mln PLN / 2Q20 (-) 146 mln PLN / 3Q20 8 mln PLN / 4Q20 (-) 949 mln PLN / 1Q21 (-) 4 mln PLN / 2Q21 (-) 85 mln PLN / 3Q21 (-) 3 mln PLN

EBITDA LIFO – podział na segmenty



mln PLN	1Q20	2Q20	3Q20	4Q20	1Q21	2Q21	3Q21
EBITDA LIFO	1 607	2 013	1 970	2 773	2 386	3 206	4 266
NRV	-1 609	1 207	-66	359	193	14	3
hedge	1 230	-115	1	369	96	348	287
w tym: hedge CO2	n/a	n/a	n/a	700	568	764	491
efekt LIFO	-2 072	-466	267	-103	1 142	963	890
EBITDA	-465	1 547	2 237	2 670	3 528	4 169	5 156
Rafineria LIFO	-353	614	-370	-128	2	298	1 165
NRV	-1 551	1 168	-65	366	157	15	1
hedge	1 049	-82	-3	-312	-230	-117	-71
w tym: hedge CO2	n/a	n/a	n/a	n/a	193	260	159
efekt LIFO	-1 946	-526	270	-78	1 074	923	860
Rafineria	-2 299	88	-100	-206	1 076	1 221	2 025
Petrochemia LIFO	766	251	502	558	872	1 021	1 013
NRV	-58	39	-1	-7	36	-1	2
hedge	73	-13	17	-3	227	308	172
w tym: hedge CO2	n/a	n/a	n/a	n/a	213	287	135
efekt LIFO	-126	60	-3	-25	68	40	30
Petrochemia	640	311	499	533	940	1 061	1 043
Energetyka	488	759	1 022	1 124	1 240	1 234	1 042
hedge CO2	n/a	n/a	n/a	n/a	162	217	197
Detal	706	726	1 035	765	548	828	948
Wydobycie	219	10	44	49	14	60	130
hedge	107	-20	-12	-16	-63	-60	-11
Funkcje korporacyjne	-219	-347	-263	405	-290	-235	-32
hedge CO2	0	0	0	700	0	0	0

Wyniki 2Q20 nie uwzględniają zysku na okazijnym nabyciu akcji ENERGA w wysokości 4 062 mln PLN

Wyniki operacyjne przed odpisami aktualizującymi wartość aktywów trwałych:

1Q20 (-) 504 mln PLN / 2Q20 (-) 146 mln PLN / 3Q20 8 mln PLN / 4Q20 (-) 949 mln PLN / 1Q21 (-) 4 mln PLN / 2Q21 (-) 85 mln PLN / 3Q21 (-) 3 mln PLN

Wpływ operacji związanych z rezerwą na CO2 oraz wyceny kontraktów terminowych na CO2 na skonsolidowany wynik PKN ORLEN



Portfel kontraktów na zakup praw do emisji CO2 w PKN ORLEN i stan EUA na rachunkach Grupy ORLEN (mln ton)

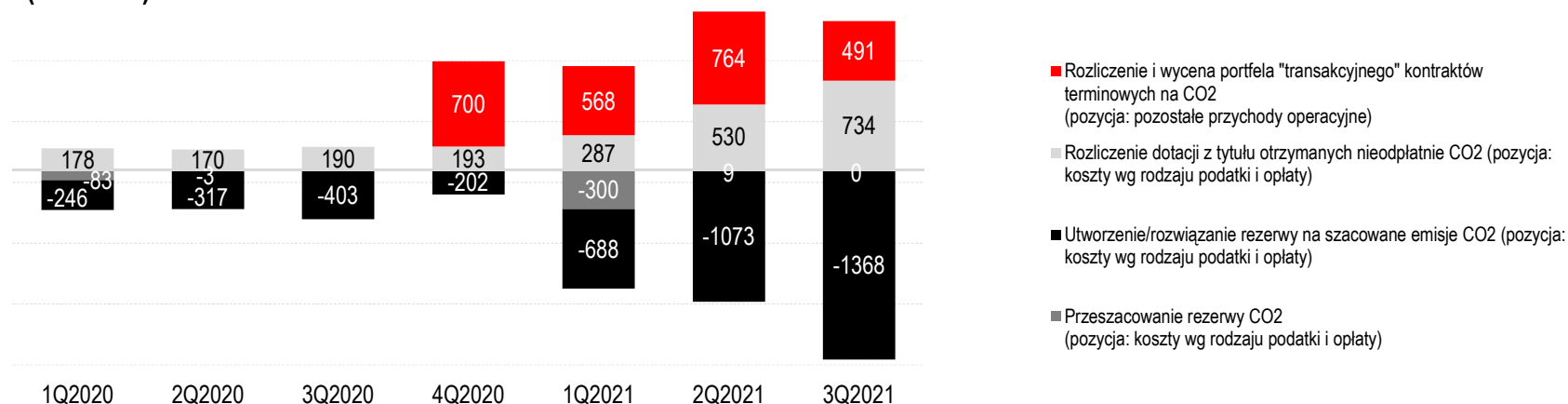
Portfele	Podejście do wyceny	31.03.20	30.06.20	30.09.20	31.12.20	31.03.21	30.06.21	30.09.21
Portfel „własny” kontraktów na zakup uprawnień do emisji	Nie podlega wycenie do wartości godziwej na dzień bilansowy	12,04	12,42	13,15*	7,42	0,46**	1,49	1,68
Portfel „transakcyjny”, kontraktów na zakup uprawnień do emisji	Podlega wycenie do wartości godziwej na dzień bilansowy	n/d	n/d	n/d	12,20	12,40	12,79	17,58
Portfel EUA na rachunkach GK (wartości niematerialne)	Nie podlega wycenie do wartości godziwej na dzień bilansowy.***	25,10	9,98	10,51	10,92	18,79	2,14	3,05

Portfel „transakcyjny” został wydzielony w 4Q2020 w związku z przerolowaniem części posiadanych kontraktów na prawa do emisji CO2 na kolejny okres (działanie wynikające z wymogów MSSF9)

** w dniu 23 marca 2021 wykupiono 7,0 mln kontraktów na potrzeby rozliczenia ich w kwietniu 2021

***EUA ujmowane są jako wartości niematerialne, nie podlegają amortyzacji, analiza pod kątem utraty wartości. Zakupione uprawnienia wycenia się według ceny nabycia, otrzymane nieodpłatnie w wartości godziwej ustalonej na dzień zarejestrowania na rachunku, pomniejszone o ewentualne odpisy z tytułu utraty wartości.

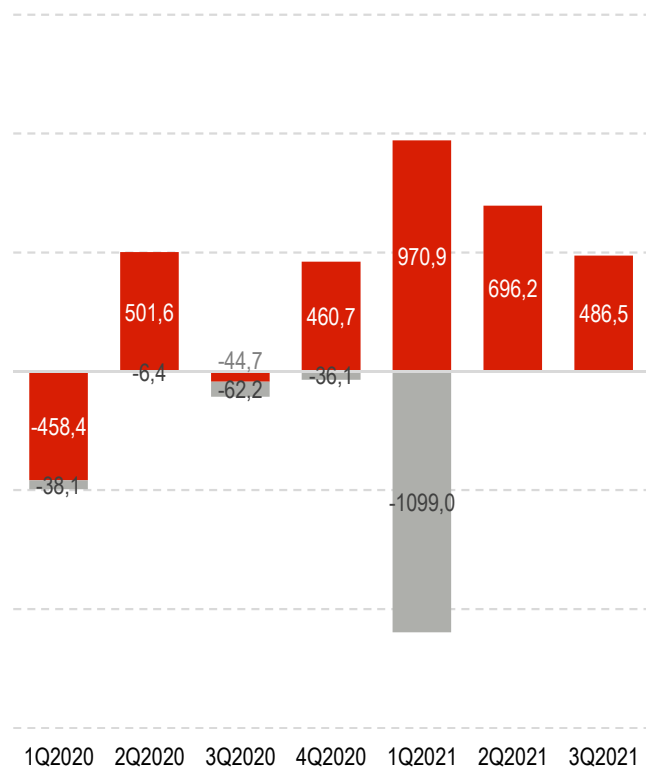
Wpływ działań związanych z CO2 na skonsolidowany wynik finansowy PKN ORLEN (mln PLN)



Wpływ rozliczeń depozytu zabezpieczającego oraz realizacji kontraktów na CO2 na cash flow (wartości poglądowe)

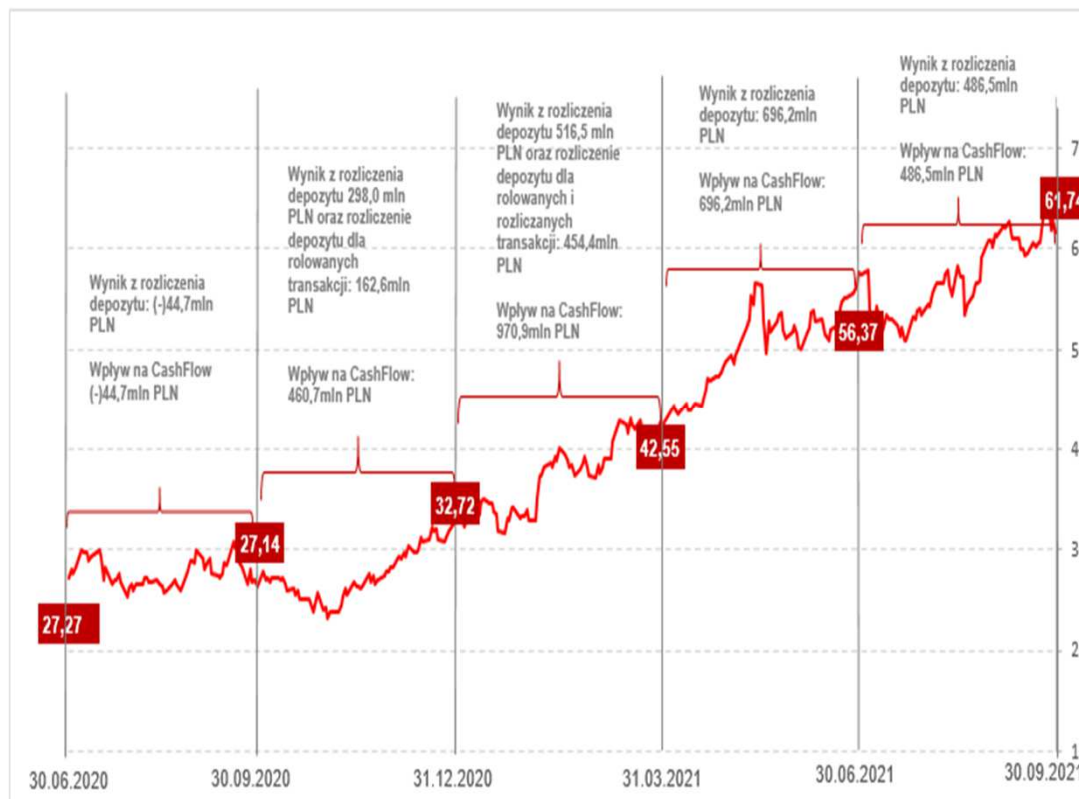


Wpływ na cash flow (mln PLN)



- Realizacja kontraktu (nabycie uprawnień)
- Rozliczenie depozytu zabezpieczającego i transakcji

Wpływ na cash flow z rozliczenia depozytu zabezpieczającego oraz rozliczenia transakcji vs notowania kontraktów na CO2



Wyniki – podział na spółki



3Q21 mln PLN	PKN ORLEN	ORLEN Unipetrol ²	ORLEN Lietuva ²	Grupa ENERGA ²	Pozostałe i korekty konsolidacyjne	RAZEM
Przychody	25 458	6 416	5 647	3 317	-4 396	36 442
EBITDA LIFO	2 102	425	127	717	895	4 266
Efekt LIFO ¹	771	75	47	-	-3	890
EBITDA	2 873	500	174	717	892	5 156
Amortyzacja	514	247	42	266	259	1 328
EBIT	2 359	253	132	451	633	3 828
EBIT LIFO	1 588	178	85	451	636	2 938
Przychody finansowe	213	37	9	13	20	292
Koszty finansowe	-410	-40	-13	-43	-51	-557
Wynik netto	1 811	203	112	330	472	2 928

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

² Wyniki ORLEN Unipetrol, ORLEN Lietuva oraz Grupa ENERGA wg MSSF przed uwzględnieniem korekt dokonanych na potrzeby konsolidacji Grupy ORLEN

mln PLN	3Q20	2Q21	3Q21	Δ (r/r)	9M20	9M21	Δ
Przychody	2 891	4 372	5 647	95%	8 200	12 867	57%
EBITDA LIFO	-158	-64	127	-	-563	129	-
EBITDA	-41	-5	174	-	-576	299	-
EBIT	-78	-45	132	-	-687	181	-
Wynik netto	-54	-47	112	-	-551	154	-

- Wzrost przychodów ze sprzedaży (r/r) w efekcie wzrostu notowań produktów i wyższych wolumenów sprzedaży w segmencie rafineryjnym.
- Wzrost wykorzystania mocy rafineryjnych o 4 pp (r/r). Wzrost uzysku paliw o 6 pp (r/r) w rezultacie wyższego udziału rop niskosiarkowych w strukturze przerobu oraz dodatkowego przerobu półproduktów z zapasów.
- EBITDA LIFO wyższa o 285 mln PLN (r/r) głównie w efekcie pozytywnego wpływu makro, w tym głównie dyferencjału B/U, marż na lekkich i średnich destylatach, wyższych marż handlowych i wykorzystania historycznych warstw zapasów. Dodatkowo, brak ujemnego wpływu przeszacowania zapasów do cen możliwych do uzyskania (NRV) z 3Q20 roku w wysokości 51 mln PLN (r/r).
- CAPEX 3Q21: 37 mln PLN / 9M21: 168 mln PLN.

mIn PLN	3Q20	2Q21	3Q21	Δ (r/r)	9M20	9M21	Δ
Przychody	3 795	5 676	6 416	69%	10 343	16 439	59%
EBITDA LIFO	-93	283	425	-	-96	855	-
EBITDA	31	427	500	1513%	-249	1 309	-
EBIT	-163	186	253	-	-847	582	-
Wynik netto	-125	112	203	-	-686	430	-

- Wzrost przychodów ze sprzedaży (r/r) w efekcie wyższych notowań produktów rafineryjnych i petrochemicznych oraz wyższych wolumenów sprzedaży.
- Porównywalny poziom wykorzystania mocy rafineryjnych (r/r). Wyższy uzysk paliw o 3 pp (r/r) w rezultacie wyższego udziału rop niskosiarkowych w strukturze przerobu oraz mniejszego zakresu postojów remontowych w porównaniu do zeszłego roku.
- EBITDA LIFO wyższa o 518 mln PLN (r/r) w efekcie dodatniego wpływu makro, w tym głównie dyferencjału B/U, marż na lekkich i średnich destylatach oraz olefinach, poliolefinach i PCW. Dodatkowo, pozytywny wpływ wyższych wolumenów w petrochemii i detalu, wykorzystania historycznych warstw zapasów oraz wzrostu marż handlowych na produktach petrochemicznych przy ujemnym wpływie wyższych kosztów CO2 oraz kosztów ogólnych i kosztów pracy.
- CAPEX 3Q21: 415 mln PLN / 9M21: 956 mln PLN.

mln PLN	3Q20	2Q21	3Q21	Δ (r/r)	9M20	9M21	Δ
Przychody	3 013	3 228	3 317	10%	9 108	9 986	10%
EBITDA	501	659	692	38%	1 556	2 109	36%
EBIT	238	385	425	79%	771	1 304	69%
Wynik netto	85	284	295	247%	-682	963	-

- Wzrost przychodów ze sprzedaży (r/r) w efekcie wyższych przychodów Linii Biznesowej Wytwarzanie (wyższa produkcja energii w Elektrowni Ostrołęka, wyższe ceny sprzedaży energii oraz wdrożenie Rynku Mocy od 2021r.) oraz Linii Biznesowej Sprzedaż (wzrost cen sprzedaży energii na rynku hurtowym).
- EBITDA wyższa o 191 mln PLN (r/r) w efekcie wzrostu EBITDA Linii Biznesowej Sprzedaż (efekt niskiej bazy - obowiązywanie w 2020r. „niekorzystnej” dla Spółki taryfy Prezesa URE dla gospodarstw domowych oraz pandemia - realizacja straty na wyprzedaży nadwyżek energii) oraz ogólnej poprawy rentowności sprzedaży energii elektrycznej do odbiorców końcowych w 2021r.
- CAPEX 3Q21: 420 mln PLN.

Dane produkcyjne



Grupa ORLEN	3Q20	2Q21	3Q21	Δ (r/r)	Δ (kw/kw)	9M20	9M21	Δ
Przerób ropy naftowej (tys.t)	8 219	6 810	8 319	1%	22%	22 094	21 366	-3%
Wykorzystanie mocy przerobowych	93%	78%	94%	1 pp	16 pp	84%	81%	-3 pp
PKN ORLEN ¹								
Przerób ropy naftowej (tys.t)	4 204	3 286	4 139	-2%	26%	11 635	10 465	-10%
Wykorzystanie mocy przerobowych	103%	81%	101%	-2 pp	20 pp	95%	86%	-9 pp
Uzysk paliw ⁴	83%	83%	84%	1 pp	1 pp	84%	82%	-2 pp
Uzysk lekkich destylatów ⁵	34%	29%	34%	0 pp	5 pp	35%	32%	-3 pp
Uzysk średnich destylatów ⁶	49%	54%	50%	1 pp	-4 pp	49%	50%	1 pp
ORLEN Unipetrol ²								
Przerób ropy naftowej (tys.t)	1 914	1 615	1 935	1%	20%	4 337	5 189	20%
Wykorzystanie mocy przerobowych	88%	74%	88%	0 pp	14 pp	67%	80%	13 pp
Uzysk paliw ⁴	80%	83%	83%	3 pp	0 pp	82%	83%	1 pp
Uzysk lekkich destylatów ⁵	35%	37%	37%	2 pp	0 pp	36%	37%	1 pp
Uzysk średnich destylatów ⁶	45%	46%	46%	1 pp	0 pp	46%	46%	0 pp
ORLEN Lietuva ³								
Przerób ropy naftowej (tys.t)	2 065	1 827	2 185	6%	20%	5 932	5 484	-8%
Wykorzystanie mocy przerobowych	81%	72%	85%	4 pp	13 pp	78%	72%	-6 pp
Uzysk paliw ⁴	75%	82%	81%	6 pp	-1 pp	76%	81%	5 pp
Uzysk lekkich destylatów ⁵	31%	35%	34%	3 pp	-1 pp	31%	34%	3 pp
Uzysk średnich destylatów ⁶	44%	47%	47%	3 pp	0 pp	45%	47%	2 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, nafty 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

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.

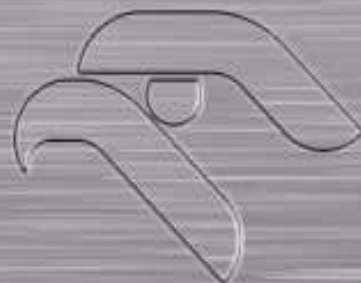
Niniejsza Prezentacja nie zawiera kompletnej ani całościowej analizy finansowej lub handlowej PKN ORLEN ani Grupy PKN ORLEN, jak również nie przedstawia jej pozycji i perspektyw w kompletny ani całościowy sposób. PKN ORLEN przygotował Prezentację z należytą starannością, jednak może ona zawierać pewne 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 przypadku pytań prosimy o kontakt z Biurem Relacji Inwestorskich:

telefon: + 48 24 256 81 80

e-mail: ir@orlen.pl

www.orlen.pl