



Skonsolidowane wyniki finansowe Grupy ORLEN 1 kwartał 2022r.

28 kwietnia 2022r.



#ORLEN1Q22@PKN_ORLEN



Podsumowanie 1Q22



Otoczenie rynkowe



Wyniki finansowe i operacyjne



Siła finansowa



Perspektywy

Podsumowanie 1Q22



Wyniki finansowe i operacyjne

- EBITDA LIFO: 2,8 mld PLN*; wzrost o 0,4 mld PLN (r/r)
- Przerób ropy: 8,2 mt; wzrost o 31% (r/r) / 94% wykorzystania mocy
- Sprzedaż: 9,6 mt; wzrost o 15% (r/r)
- Rekordowy udział OZE w produkcji energii elektrycznej; 20%

Makro:

- Modelowa marża rafineryjna: 6,0 USD/bbl; wzrost o 5,5 USD/bbl (r/r)
- Modelowa marża petrochemiczna: 1166 EUR/t; wzrost o 122 EUR/t (r/r)
- Energia elektryczna: 625 PLN/MWh; wzrost o 361 PLN/MWh (r/r)
- Gaz ziemny: 477 PLN/MWh; wzrost o 379 PLN/MWh (r/r)
- Prawa do emisji CO2: 83 EUR/t; wzrost o 45 EUR/t (r/r)

Sytuacja finansowa

- Przepływy z działalności operacyjnej: 1,8 mld PLN
- Nakłady inwestycyjne: 3,0 mld PLN
- Dług netto: 15,6 mld PLN
- Dług netto/EBITDA: 0,73
- Rating inwestycyjny: BBB- perspektywa pozytywna (Fitch), Baa2 perspektywa pozytywna (Moody's).
- Rekomendacja Zarządu dotycząca wypłaty dywidendy za rok 2021 na poziomie 3,5 PLN na akcję.



Najważniejsze wydarzenia

Przejęcia:

- Grupa LOTOS – wybór 4 partnerów w ramach środków zaradczych oraz złożenie dokumentacji do Komisji Europejskiej. Czekamy na zgodę KE.
- PGNiG – otrzymaliśmy warunkową zgodę Prezesa UOKiK na połączenie.

Inwestycje:

- Wraz z Narodowym Centrum Badań i Rozwoju wspieramy rozwój innowacyjnych projektów. Uruchomiliśmy nowy program grantowy NEON.
- ORLEN Południe i PGNiG utworzyły spółkę, która zainwestuje w rozwój nowoczesnych biometanowni.
- Inwestujemy w wodór. Do końca dekady powstanie 10 hubów wodorowych nisko i zeroemisyjnych.
- Dalszy dynamiczny rozwój morskiej energetyki wiatrowej. Zostały złożone wnioski o 7 nowych koncesji.
- Podpisana umowa z ORLEN Projekt na budowę instalacji w Płocku, która umożliwi redukcję emisji związków siarki.
- ORLEN Południe inwestuje w nowoczesną instalację do produkcji bioetanolu nowej generacji w Jedliczu.
- ORLEN Unipetrol uzyskał certyfikat umożliwiający przetwarzanie uwodornionych olejów roślinnych (HVO) w Litwinowie.

Inne:

- Zwiększenie dostaw ropy z alternatywnych kierunków: Arabii Saudyjskiej, USA, Afryki zachodniej oraz Norwegii.
- Pierwszy w Polsce import „zielonego” gazu - certyfikowany biometan.
- Ruszyła czwarta runda: „ORLEN Skylight Accelerator” dla startupów technologicznych.
- Utworzenie spółki Synthos Green Energy w ramach współpracy dotyczącej rozwoju i wdrożenia zeroemisyjnych technologii jądrowych MMR i SMR.
- Uruchomienie największego w Polsce korporacyjnego funduszu Venture Capital - ORLEN VC.
- Grupa ORLEN aktywnie zaangażowana w pomoc humanitarną dla Ukrainy.

* w tym: (-) 1,2 mld PLN hedging, (-) 1,7 mld PLN wyceny kontraktów terminowych CO2 oraz 1,1 mld PLN wykorzystania historycznych warstw zapasów - szczegóły na slajdzie #30



Podsumowanie 1Q22



Otoczenie rynkowe



Wyniki finansowe i operacyjne



Siła finansowa



Perspektywy

Otoczenie makroekonomiczne 1Q22



	1Q21	4Q21	1Q22	Δ (kw/kw)	Δ (r/r)
Ropa Brent (USD/bbl)	61	80	102	28%	67%
Modelowa marża rafineryjna (USD/bbl) ¹	0,5	4,5	6,0	33%	1100%
Modelowa marża petrochemiczna (EUR/t) ²	1 044	1 253	1 166	-7%	12%
Energia elektryczna (PLN/MWh)	264	616	625	1%	137%
Gaz ziemny (PLN/MWh)	98	453	477	5%	387%
Prawa do emisji CO2 (EUR/t)	38	69	83	20%	120%
Produkty rafineryjne (USD/t) ³ - marża (crack) z notowań					
ON	32	84	148	76%	363%
Benzyna	104	178	187	5%	80%
Ciężki olej opałowy	-122	-180	-247	37%	102%
Produkty petrochemiczne (EUR/t) ³ - marża (crack) z notowań					
Polietylen ⁴	532	493	466	-5%	-12%
Polipropylen ⁴	594	698	655	-6%	10%
Etylen	559	715	664	-7%	19%
Propylen	515	730	679	-7%	32%
Paraksylen	243	344	262	-24%	8%
Średni kursy walut					
USD/PLN	3,78	4,04	4,13	2%	9%
EUR/PLN	4,55	4,62	4,63	0%	2%

1) 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.

2) 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.

3) Marże (crack) dla produktów rafineryjnych i petrochemicznych (z wyjątkiem polimerów) wyliczone jako różnica pomiędzy notowaniem danego produktu, a notowaniem ropy Brent DTD.

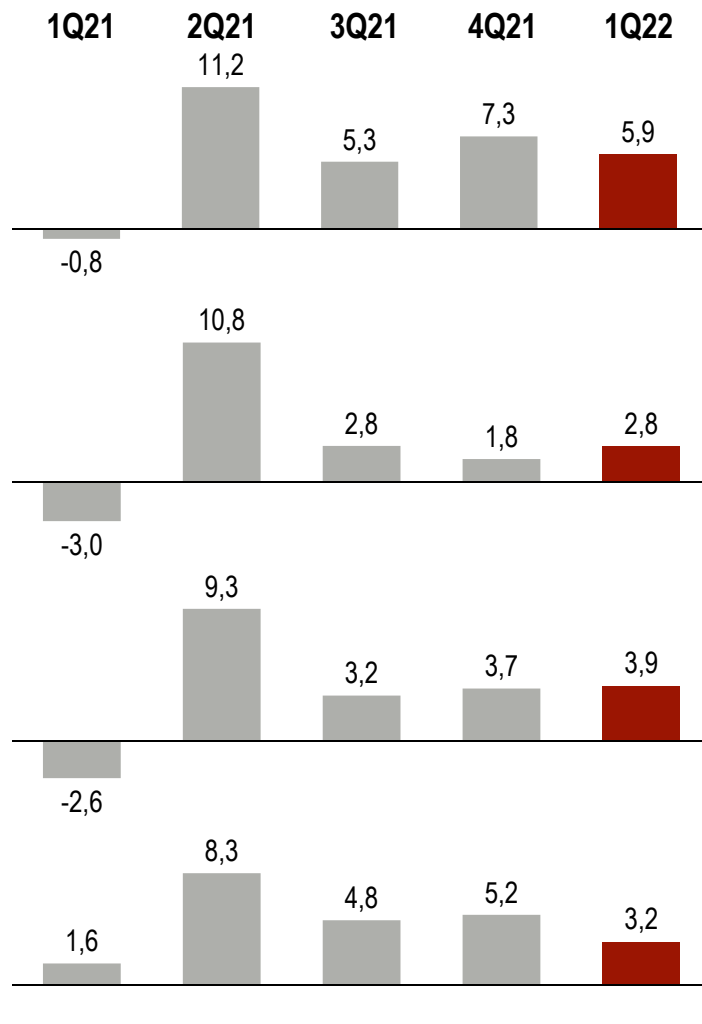
4) Marża (crack) dla polimerów wyliczona jako różnica pomiędzy notowaniami polimerów a notowaniami monomerów.

Wzrost konsumpcji paliw w efekcie ożywienia gospodarczego



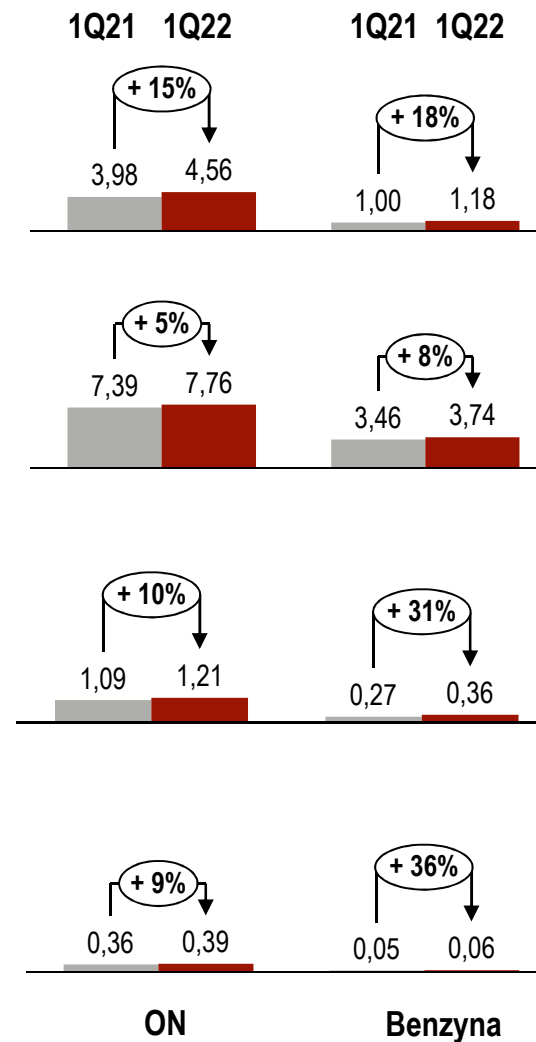
PKB¹

Zmiana % (r/r)



Konsumpcja paliw²

mt



¹ 1Q22 – szacunki: Polska i Czechy (Morgan Stanley), Niemcy (Continuum Economics), Litwa (KE)

² 1Q22 – szacunki własne na bazie danych ARE, Litewskiego Urzędu Statystycznego, Czeskiego Urzędu Statystycznego i Niemieckiego Stowarzyszenia Przemysłu Naftowego



Podsumowanie 1Q22



Otoczenie rynkowe



Wyniki finansowe i operacyjne

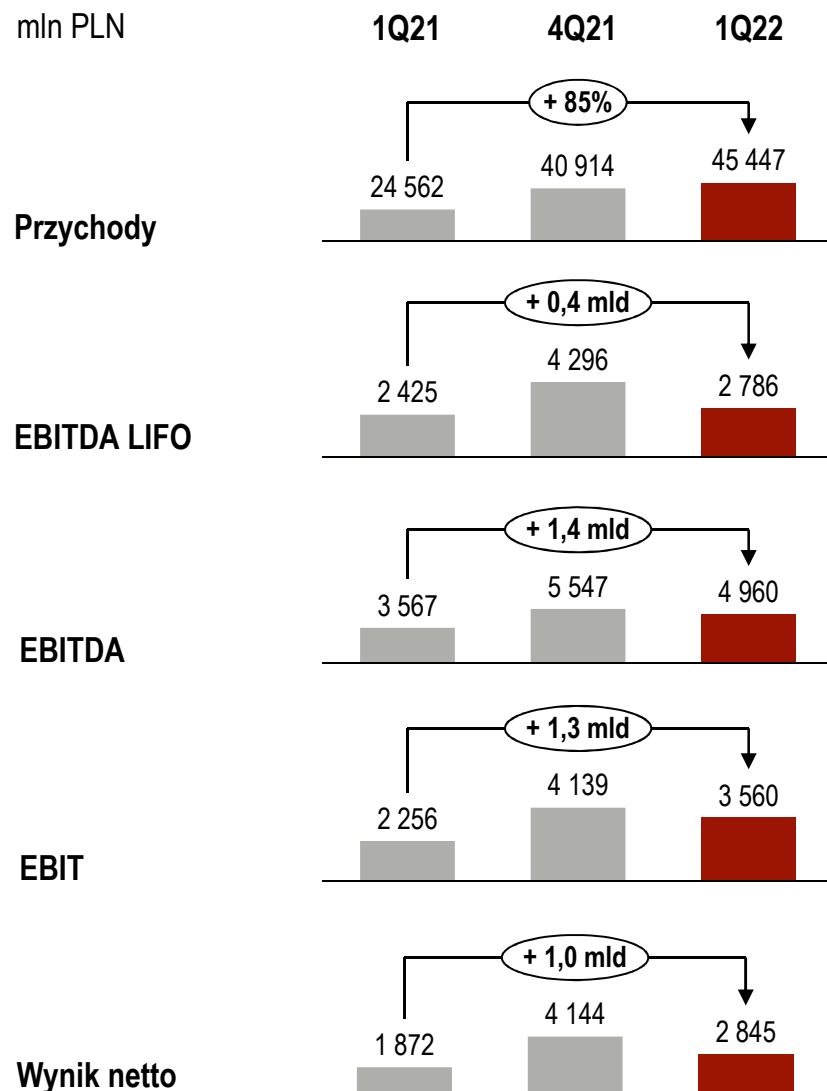


Siła finansowa



Perspektywy

Wyniki finansowe



Przychody: wzrost o 85% (r/r) w efekcie wyższych notowań produktów rafineryjnych i petrochemicznych na skutek wzrostu cen ropy o 41 USD/bbl (r/r) oraz wyższych wolumenów sprzedaży o 15% (r/r).

EBITDA LIFO: wzrost o 0,4 mld PLN (r/r) w efekcie dodatniego wpływu wyższych marż, wyższego dyferencjału B/U, osłabienia PLN wzg. USD, wyższych wolumenów sprzedaży, wyższych marż hurtowych i wykorzystania historycznych warstw zapasów. Powyższe dodatnie efekty zostały częściowo skompensowane ujemnym wpływem hedgingu oraz wyceny kontraktów terminowych CO₂, wyższych kosztów zużyć własnych, wyższych kosztów stałych, zmiennych i kosztów pracy, przeszacowania wartości zapasów (NRV) oraz braku pozytywnego efektu zmiany metody konsolidacji spółki Baltic Power z 1Q21.

Efekt LIFO: 2,2 mld PLN wpływu zmian cen ropy naftowej na wycenę zapasów.

Wynik na działalności finansowej: (-) 0,1 mld PLN w efekcie nadwyżki ujemnych różnic kursowych oraz kosztów odsetkowych przy dodatnim wpływie rozliczenia i wyceny pochodnych instrumentów finansowych netto.

Wynik netto: wzrost o 1,0 mld PLN (r/r), w tym: wyższy wynik EBITDA LIFO o 0,4 mld PLN, neutralny wpływ odpisu na aktywach, wyższy efekt LIFO o 1,0 mld PLN, wyższa amortyzacja o (-) 0,1 mld PLN, neutralny wpływ wyniku na działalności finansowej oraz wyższy podatek dochodowy o (-) 0,3 mld PLN.

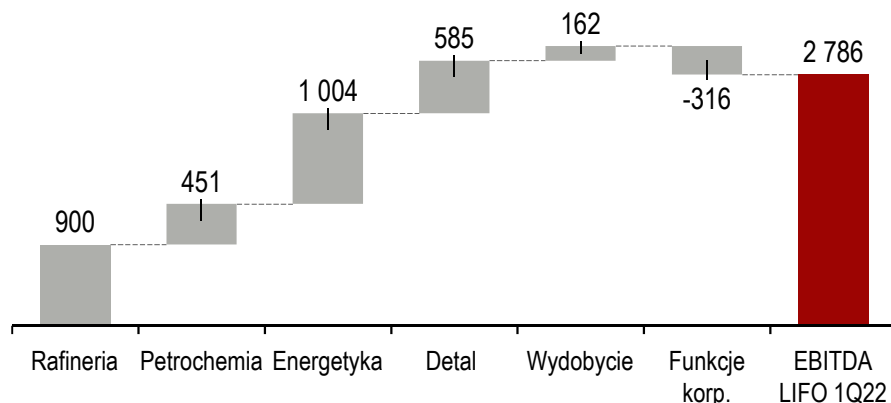
Wyniki operacyjne przed odpisami aktualizującymi wartość aktywów trwałych: 1Q21 (-) 4 mln PLN / 4Q21 903 mln PLN / 1Q22 (-) 27 mln PLN
 NRV: 1Q21 193 mln PLN / 4Q21 1 mln PLN / 1Q22 (-) 4 mln PLN

EBITDA LIFO



Wyniki segmentów

mln PLN



Rafineria: wzrost o 878 mln PLN (r/r) w efekcie dodatniego wpływu wyższych wolumenów sprzedaży, wyższych marż handlowych oraz wykorzystania historycznych warstw zapasów przy ujemnym wpływie makro na skutek hedgingu i wyceny kontraktów terminowych CO₂, przeszacowania wartości zapasów (NRV) oraz wyższych kosztów stałych i kosztów pracy.

Petrochemia: spadek o (-) 421 mln PLN (r/r) w efekcie ujemnego wpływu makro na skutek wyceny kontraktów terminowych CO₂ przy dodatnim wpływie wyższych wolumenów sprzedaży i wyższych marż handlowych.

Energetyka: spadek o (-) 255 mln PLN (r/r) w efekcie ujemnego wpływu makro na skutek wyceny kontraktów terminowych CO₂, braku pozytywnego efektu zmiany metody konsolidacji spółki Baltic Power z 1Q21 oraz wyższych kosztów stałych i kosztów pracy przy dodatnim wpływie wyższych wolumenów sprzedaży.

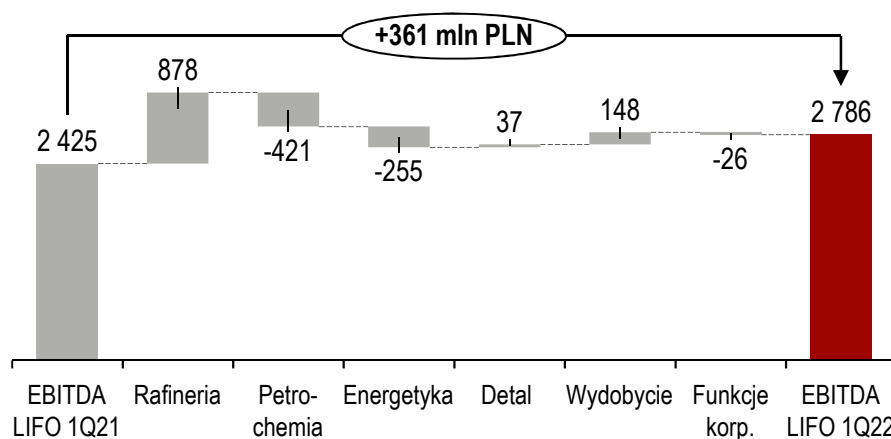
Detal: wzrost o 37 mln PLN (r/r) w efekcie dodatniego wpływu wyższych wolumenów sprzedaży oraz wyższych marż pozapaliwowych przy ujemnym wpływie niższych marż paliwowych oraz wyższych kosztów zmiennych.

Wydobywanie: wzrost o 148 mln PLN (r/r) w efekcie dodatniego wpływu makro i wyższych wolumenów sprzedaży przy ujemnym wpływie hedgingu.

Funkcje korporacyjne: wyższe koszty o 26 mln PLN (r/r) głównie w efekcie przekazanych w 1Q22 darowizn na pomoc Ukrainie.

Zmiana wyników segmentów (r/r)

mln PLN



Wyniki operacyjne przed odpisami aktualizującymi wartość aktywów trwałych: 1Q21 (-) 4 mln PLN / 4Q21 903 mln PLN / 1Q22 (-) 27 mln PLN
 NRV: 1Q21 193 mln PLN / 4Q21 1 mln PLN / 1Q22 (-) 4 mln PLN

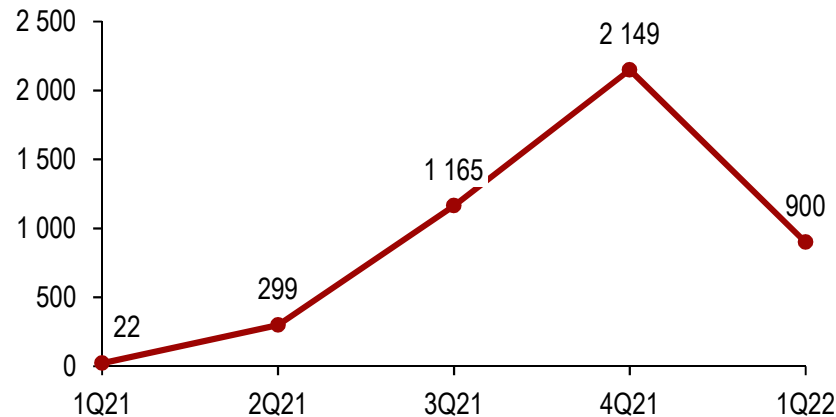
Rafineria – EBITDA LIFO

Wzrost marży rafineryjnej, dyferencjału, sprzedaży i marż handlowych



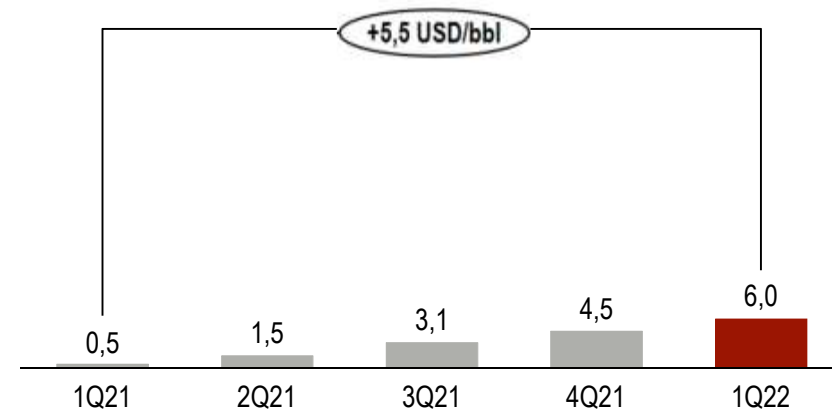
EBITDA LIFO

mln PLN



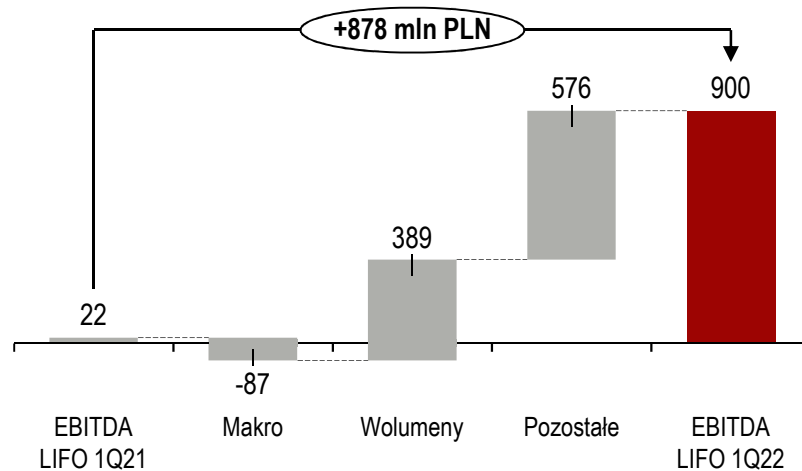
Modelowa marża rafineryjna

USD/bbl



EBITDA LIFO – wpływ czynników

mln PLN



- Ujemny wpływ makro (r/r) na skutek hedgingu i wyceny kontraktów terminowych CO2, niższych marż na ciężkim oleju opałowym oraz wyższych kosztów zużycia własnych w wyniku wzrostu cen ropy. Powyższe efekty zostały częściowo skompensowane przez dodatni wpływ wyższego dyferencjału Brent/Ural, wyższych marż na lekkich i średnich destylatach oraz osłabienia PLN wzg. USD.
- Wzrost wolumenów sprzedaży o 17% (r/r), w tym: wyższa sprzedaż benzyny o 33%, oleju napędowego o 21%, LPG o 31%, JET o 153% i COO o 35%.
- Pozostałe obejmują głównie 0,4 mld PLN (r/r) wyższych marż handlowych, 0,4 mld PLN (r/r) wykorzystania historycznych warstw zapasów, (-) 0,2 mld PLN (r/r) NRV oraz (-) 0,1 mld PLN (r/r) wyższych kosztów stałych i kosztów pracy.

Wyniki operacyjne przed odpisami aktualizującymi wartość aktywów trwałych: 1Q21 (-) 2 mln PLN / 4Q21 14 mln PLN / 1Q22 (-) 25 mln PLN

NRV: 1Q21 157 mln PLN / 4Q21 0 mln PLN / 1Q22 (-) 4 mln PLN

Makro, w tym: marże 246 mln PLN, dyferencjał B/U 1755 mln PLN, kurs 343 mln PLN, hedging (-) 901 mln PLN, wycena kontraktów terminowych CO2 (-) 761 mln PLN, rezerwa CO2 46 mln PLN

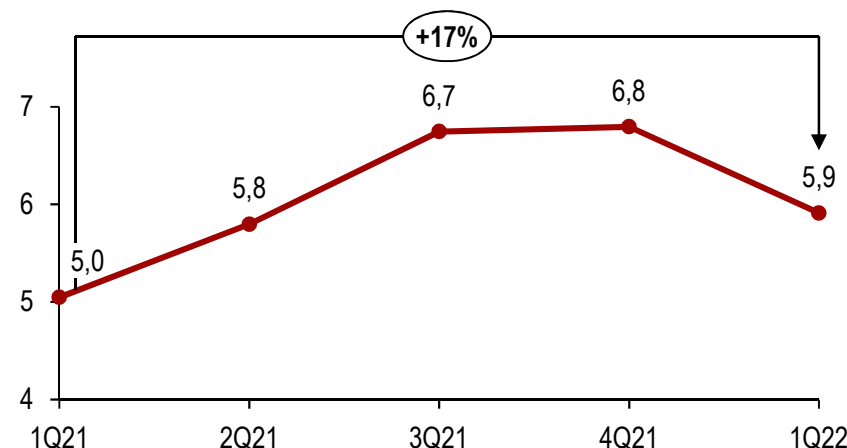
Rafineria – dane operacyjne

Wzrost przerobu i sprzedaży w efekcie poprawy makro oraz wzrostu **popytu**



Wolumeny sprzedaży

mt



Przerób ropy i wykorzystanie mocy

mt, %

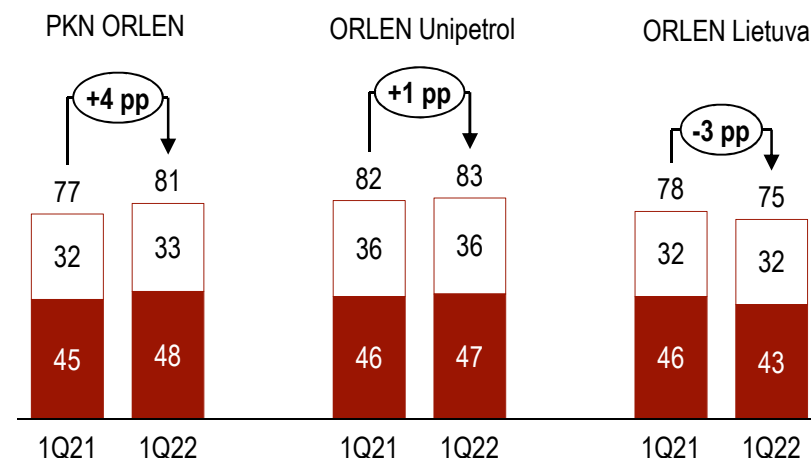
Przerób (mt)	1Q21	4Q21	1Q22	Δ (r/r)
PKN ORLEN	3,0	4,1	4,1	1,1
ORLEN Unipetrol	1,6	1,9	1,7	0,1
ORLEN Lietuva	1,5	2,5	2,3	0,8
RAZEM	6,2	8,6	8,2	1,9

Wykorzystanie mocy (%)	1Q21	4Q21	1Q22	Δ (r/r)
PKN ORLEN	76%	99%	102%	26 pp
ORLEN Unipetrol	76%	88%	79%	3 pp
ORLEN Lietuva	59%	96%	90%	31 pp
RAZEM	72%	96%	94%	22 pp

Uzysk paliw

%

□ Uzysk lekkich destylatów ■ Uzysk średnich destylatów



- Przerób ropy wyniósł 8,2 mt tj. wzrost o 1,9 mt (r/r), w tym:
 - PKN ORLEN – wzrost przerobu ropy o 1,1 mt (r/r) i uzysku paliw o 4 pp (r/r) w efekcie niskiej bazy z 1Q21 na skutek postojów remontowych instalacji Hydrokrakingu, Wytwórni Wodoru, DRW i HON oraz problemów technicznych na instalacji Olefin i prac związanych z przygotowaniem instalacji do planowanego postoiu w 2Q21.
 - ORLEN Unipetrol – wzrost przerobu ropy o 0,1 mt (r/r) w efekcie poprawy sytuacji makroekonomicznej i rynkowej pomimo rozpoczęcia cyklicznego postoiu remontowego rafinerii w Kralupach.
 - ORLEN Lietuva – wzrost przerobu ropy o 0,8 mt (r/r) w efekcie poprawy sytuacji makroekonomicznej i rynkowej. Niższy uzysk paliw o (-) 3 pp (r/r) w efekcie niższego udziału rop słodkich w strukturze przerobu.
- Sprzedaż wyniosła 5,9 mt tj. wzrost o 17% (r/r), w tym: w Polsce o 8%, na Litwie o 30% oraz w Czechach o 28% dzięki poprawie sytuacji rynkowej i makroekonomicznej.

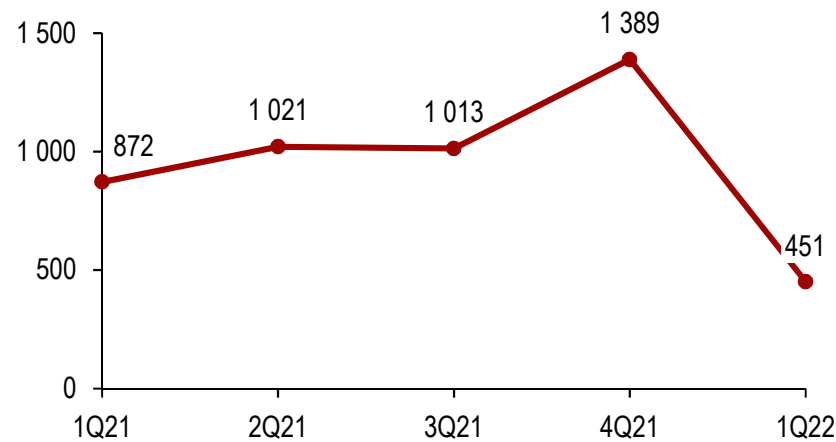
Petrochemia – EBITDA LIFO

Wzrost marży petrochemicznej, sprzedaży i marż handlowych



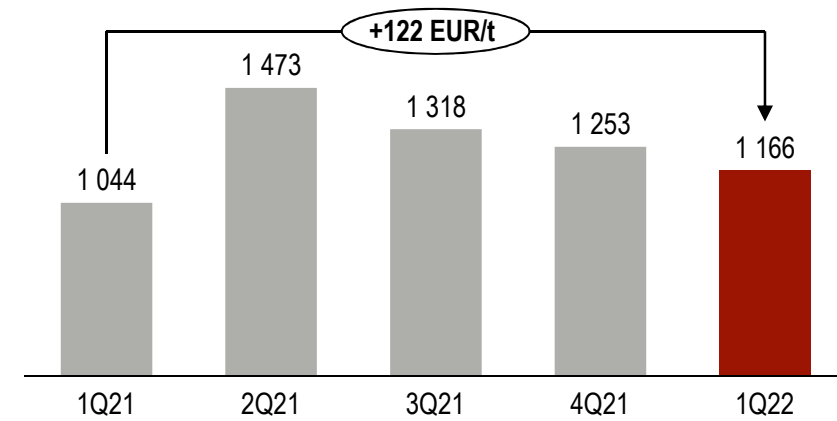
EBITDA LIFO

mln PLN



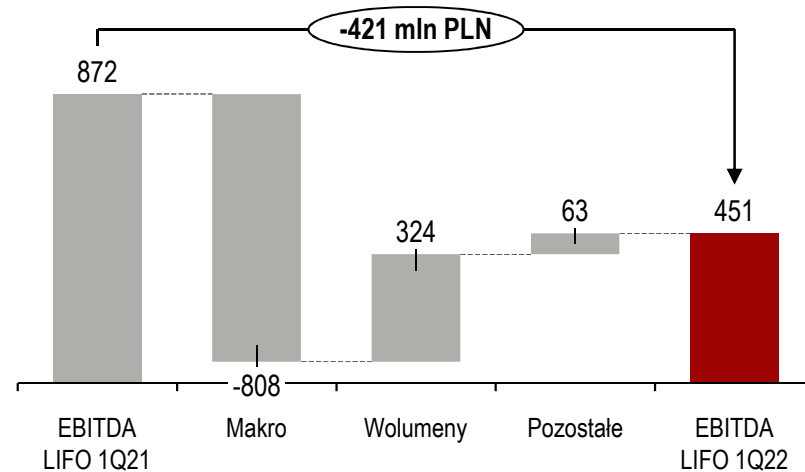
Modelowa marża petrochemiczna

EUR/t



EBITDA LIFO – wpływ czynników

mln PLN



- Ujemny wpływ makro (r/r) w efekcie wyceny kontraktów terminowych CO2 częściowo skompensowany dodatnim wpływem marż na olefinach, PTA, PCW i nawozach.
- Wzrost wolumenów sprzedaży o 10% (r/r), w tym: wyższa sprzedaż olefin o 16%, poliolefin o 16%, PCW o 49% i PTA o 20% przy niższej sprzedaży nawozów o (-) 18%.
- Pozostałe obejmują głównie 0,1 mld PLN (r/r) wyższych marż handlowych.
- EBITDA LIFO zawiera:
 - 392 mln PLN wyniku Anwil; wzrost o 299 mln PLN (r/r).
 - 2 mln PLN wyniku PTA; spadek o (-) 54 mln PLN (r/r).

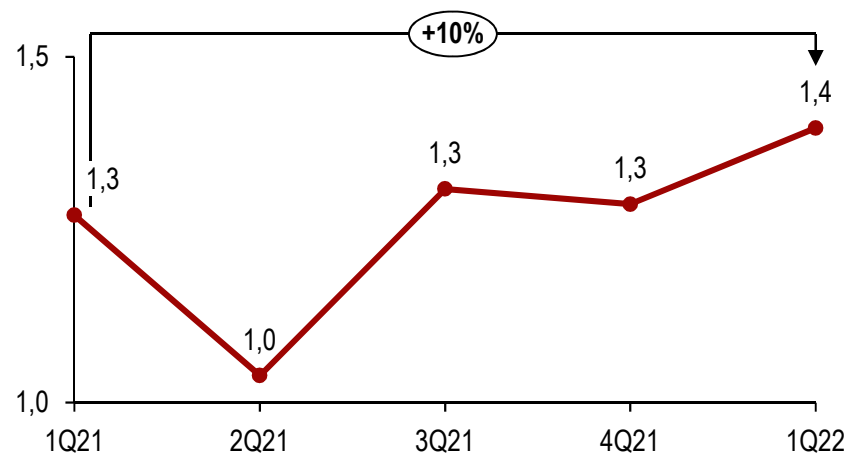
Wyniki operacyjne przed odpisami aktualizującymi wartość aktywów trwałych: 1Q21 0 mln PLN / 4Q21 30 mln PLN / 1Q22 0 mln PLN

NRV: 1Q21 36 mln PLN / 4Q21 1 mln PLN / 1Q22 0 mln PLN

Makro, w tym: marże 69 mln PLN, kurs (-) 75 mln PLN, hedging 19 mln PLN, wycena kontraktów terminowych CO2 (-) 827 mln PLN, rezerwa CO2 37 mln PLN

Wolumeny sprzedaży

mt



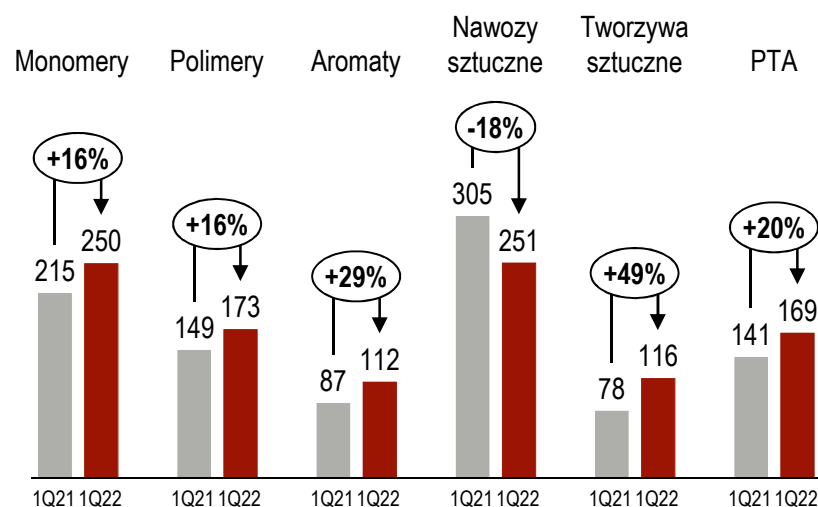
Wykorzystanie mocy

%

Instalacje petrochemiczne	1Q21	4Q21	1Q22	Δ (r/r)
Olefiny (Płock)	72%	93%	89%	17 pp
BOP (Płock)	67%	80%	74%	7 pp
Metateza (Płock)	72%	70%	69%	-3 pp
Nawozy (Włocławek)	84%	64%	64%	-20 pp
PCW (Włocławek)	74%	82%	88%	14 pp
PTA (Włocławek)	84%	52%	100%	16 pp
Olefiny (ORLEN Unipetrol)	73%	92%	94%	21 pp
PPF Splitter (ORLEN Lietuva)	92%	96%	92%	0 pp

Wolumeny sprzedaży – podział na produkty

tys.t



Wykorzystanie mocy instalacji petrochemicznych:

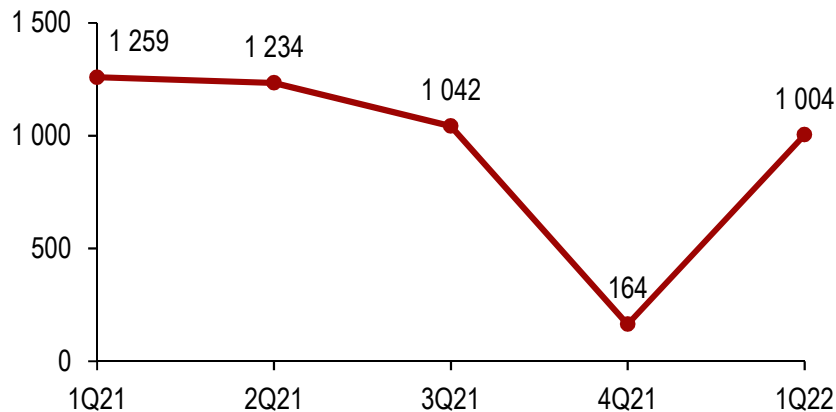
- Olefiny (Płock) – wzrost wynikający z ograniczeń procesowych na instalacji w 1Q21 oraz przygotowania do cyklicznego remontu w 2Q21.
 - BOP (Płock) – brak postojów instalacji z 1Q21 oraz ograniczeń produkcyjnych wynikających z postoju instalacji Olefin w PKN ORLEN.
 - Metateza (Płock) – obciążenie instalacji dostosowane do zapotrzebowania na propylen.
 - Nawozy (Włocławek) – postój instalacji w 1Q22.
 - PTA (Włocławek) – pełne wykorzystanie mocy produkcyjnych.
 - Olefiny (Unipetrol) – stabilna praca instalacji w 1Q22 przy zakłóceniach pracy PE3 w 1Q21.
- Sprzedaż wyniosła 1,4 mt tj. wzrost o 10% (r/r), w tym: wyższa sprzedaż w Polsce o 12% głównie PTA oraz PCW i ługu sodowego (ograniczenia produkcyjne w 1Q21 oraz optymalizacja zapasów przed remontem w 2Q21), na Litwie o 18% w efekcie wyższej dostępności produktu oraz w Czechach o 6% w efekcie poprawy parametrów operacyjnych instalacji PE3 (r/r).

Energetyka – EBITDA

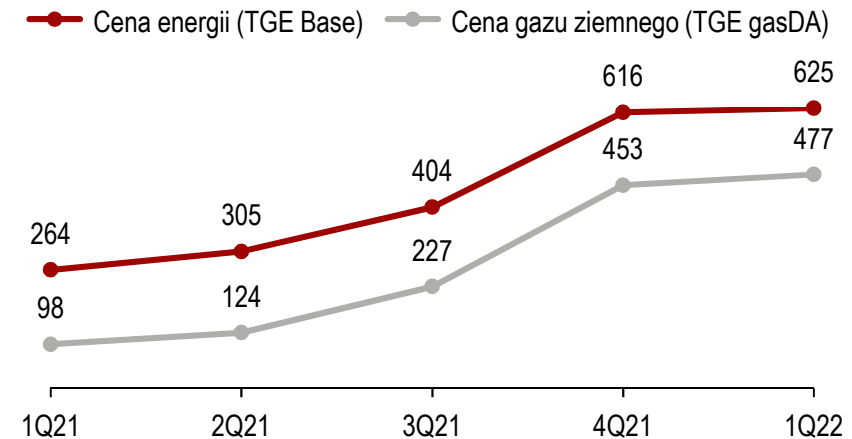
Wzrost wolumenów oraz marży na energii elektrycznej



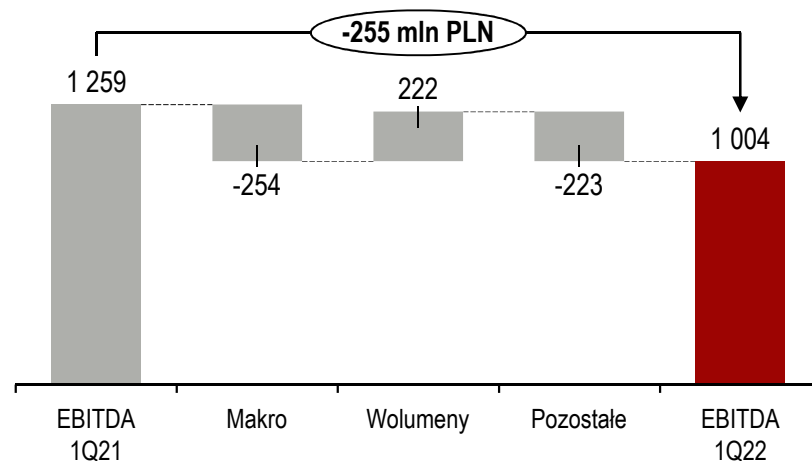
EBITDA
mln PLN



Cena energii i gazu (notowania rynkowe)
PLN/MWh



EBITDA – wpływ czynników
mln PLN



- Ujemny wpływ makro (r/r) w efekcie wyceny kontraktu terminowego CO2 w częściowo skompensowanej wzrostem marży na sprzedaży energii elektrycznej i usłudze dystrybucyjnej w efekcie niższego poziomu strat sieciowych w Grupie ENERGA oraz wyższymi cenami zielonych certyfikatów.
- Wzrost produkcji i dystrybucji energii elektrycznej głównie w Grupie Energa przy niższej sprzedaży energii elektrycznej przez CCGT Płock i CCGT Włocławek na skutek obniżonego obciążenia ze względu na wysokie notowania gazu oraz CO2.
- Pozostałe obejmują głównie (-) 0,2 mld PLN (r/r) braku dodatniego efektu związanego ze zmianą struktury właścicielskiej spółki Baltic Power z 1Q21.
- EBITDA zawiera:
 - 1107 mln PLN wyniku Grupy ENERGA; wzrost o 317 mln PLN (r/r).

Wyniki operacyjne przed odpisami aktualizującymi wartość aktywów trwałych: 1Q21 0 mln PLN / 4Q21 (-) 17 mln PLN / 1Q22 0 mln PLN

Makro: marże 356 mln PLN, kurs 24 mln PLN, hedging 50 mln PLN, wycena kontraktów terminowych CO2 (-) 705 mln PLN, rezerwa CO2 (-) 115 mln PLN

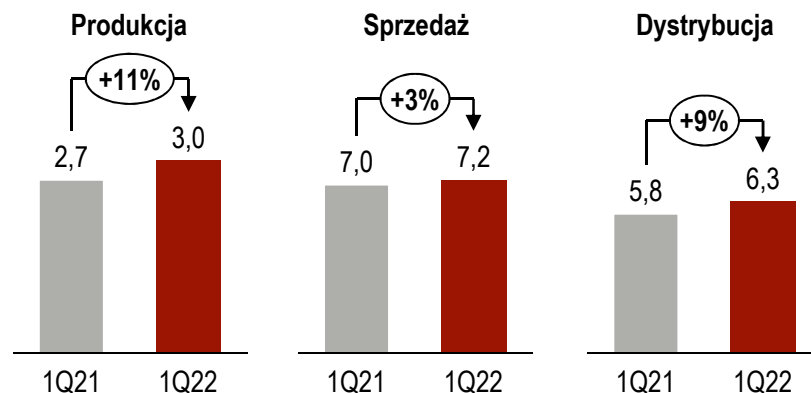
Energetyka – dane operacyjne

60% energii elektrycznej pochodzi ze źródeł zero i niskoemisyjnych



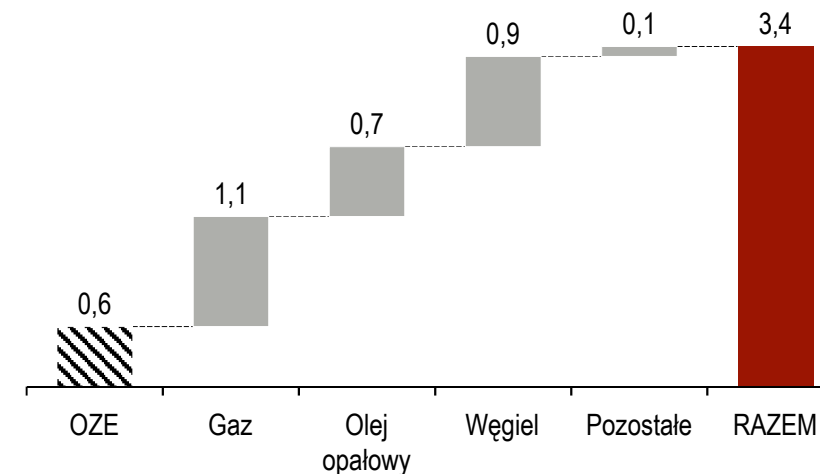
Wolumeny energii elektrycznej

TWh



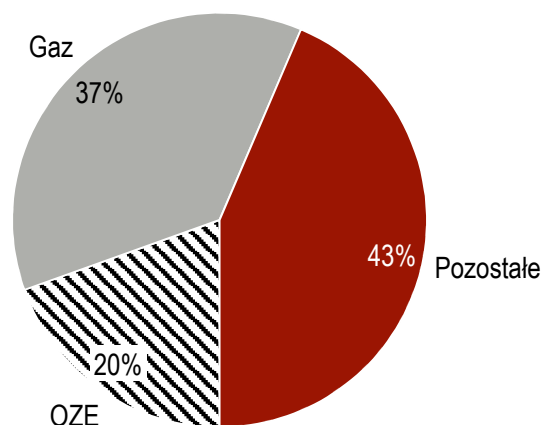
Moc zainstalowana

GWe



Produkcja energii elektrycznej – źródła wytwarzania

%



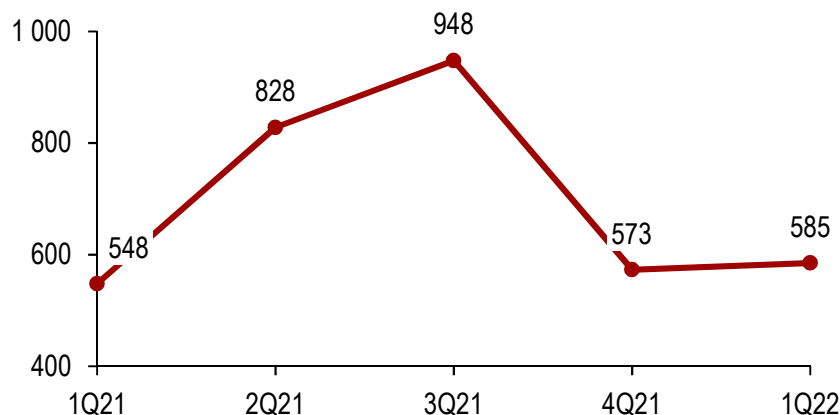
- Moc zainstalowana: 3,4 GWe (energia elektryczna) / 6,1 GWt (ciepło).
- Produkcja: 3,0 TWh (energia elektryczna) / 12,3 PJ (ciepło).
- Produkcja energii elektrycznej wzrosła o 11% (r/r) ze względu na większe zapotrzebowanie ze strony PSE oraz zawarte kontrakty. Dobre warunki pogodowe oraz wyższe zainstalowane moce wiatrowe (r/r) skutkowały zwiększoną produkcją z wody i wiatru.
- Wzrost wolumenów sprzedaży energii elektrycznej o 3% (r/r) w efekcie wyższej sprzedaży na rynku hurtowym, w tym wyprzedaj nadwyżek energii pochodzącej z farm wiatrowych z rynku lokalnego.
- Dystrybucja energii elektrycznej wzrosła o 9% (r/r) w wyniku wyższej aktywności gospodarczej na terenie sieci dystrybucyjnej Grupy Energa oraz zwiększenia ilości Punktów Poboru Energii (PPE) o 1%.
- Emisja CO₂ wyniosła 2,5 mln ton.

Detal – EBITDA

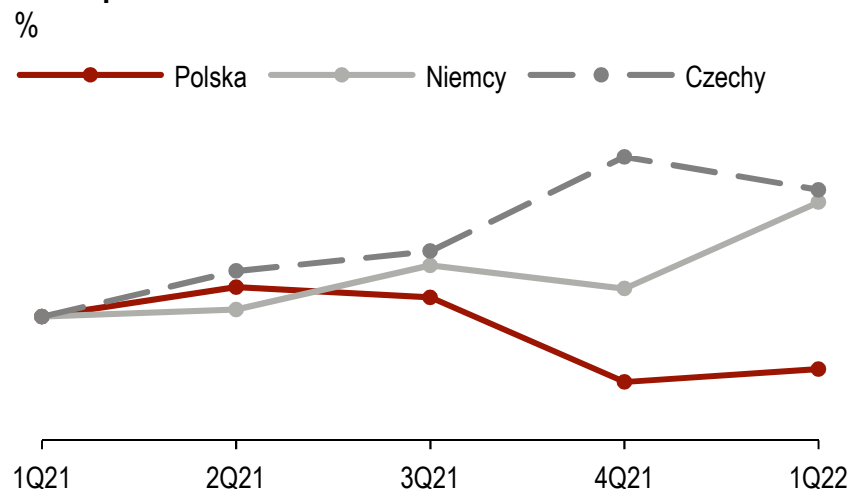
Wzrost sprzedaży przy niższych marżach i wyższych kosztach



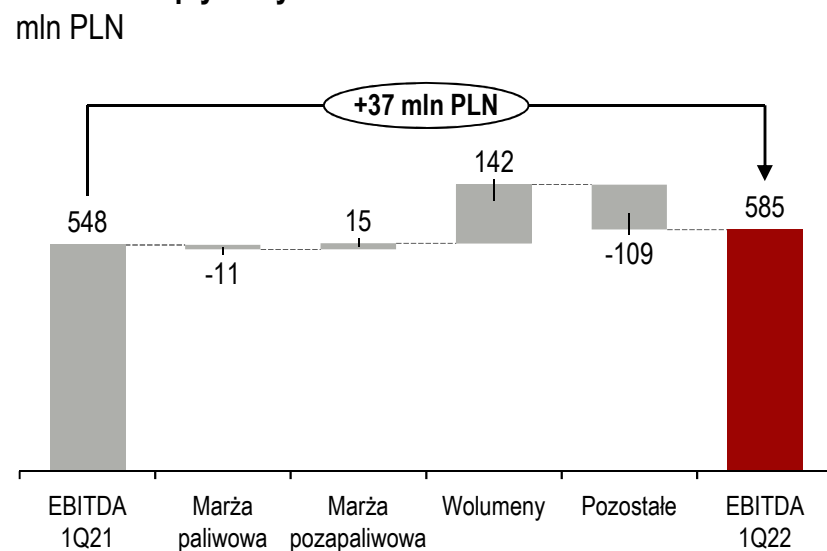
EBITDA
mln PLN



Marża paliwowa



EBITDA – wpływ czynników



- Wzrost wolumenów sprzedaży o 13% (r/r), w tym: wyższa sprzedaż benzyny o 16%, oleju napędowego o 12% i LPG o 8%.
- Spadek marż paliwowych na rynku polskim przy wyższych marżach na rynku niemieckim, czeskim i litewskim (r/r).
- Wzrost marż pozapaliwowych na rynku polskim przy porównywalnych marżach na rynku czeskim, niemieckim i litewskim (r/r).
- Wzrost punktów sprzedaży pozapaliwowej Stop Cafe/Star Connect/ORLEN w ruchu o 70 (r/r).
- Wzrost punktów alternatywnego tankowania o 291 (r/r). Obecnie posiadamy 516 punktów alternatywnego tankowania, w tym: 470 punktów ładowania samochodów elektrycznych, 2 stacje wodorowe oraz 44 stacje CNG.
- Pozostałe obejmują głównie (-) 0,1 mld PLN (r/r) wzrostu kosztów funkcjonowania stacji paliw.

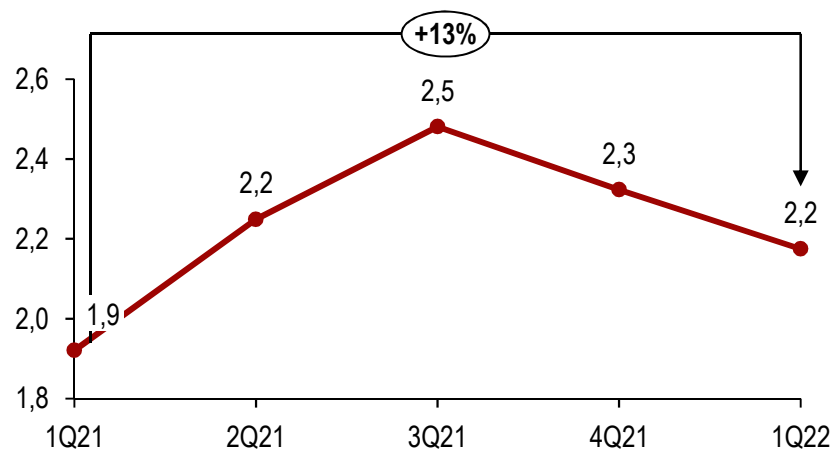
Detal – dane operacyjne

Ponad 500 punktów alternatywnego tankowania



Wolumeny sprzedaży

mt



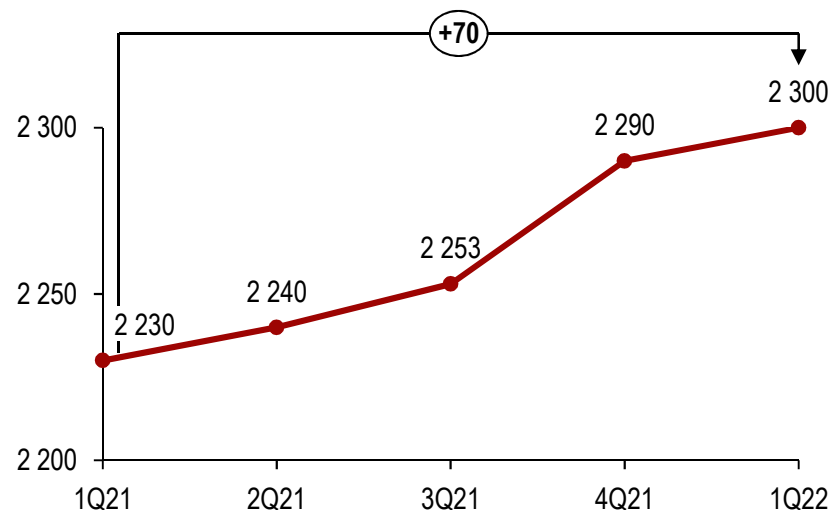
Liczba stacji i udziały rynkowe (wolumenowe)

#, %

	# stacji	Δ (r/r)	% rynku	Δ (r/r)
Polska	1 814	6	31,1	-1,5 pp
Niemcy	586	1	6,1	-0,3 pp
Czechy	426	6	24,3	-0,7 pp
Litwa	29	0	4,1	-0,3 pp
Słowacja	23	9	1,1	0,4 pp

Punkty sprzedaży pozapaliwowej

#



- Wzrost wolumenów sprzedaży o 13% (r/r), w tym: wyższa sprzedaż w Polsce o 22% przy niższej sprzedaży w Czechach o (-) 2% i na Litwie o (-) 4% oraz porównywalnej sprzedaży w Niemczech*.
- 2878 stacji paliw, tj. wzrost o 22 (r/r), w tym: w Polsce o 6, w Niemczech o 1, w Czechach o 6 i na Słowacji o 9 przy porównywalnej liczbie stacji na Litwie.
- Wzrost udziałów rynkowych na Słowacji przy spadku udziałów na pozostałych rynkach (r/r).
- 2300 punktów sprzedaży pozapaliwowej, w tym: 1758 w Polsce (w tym 14 ORLEN w ruchu), 327 w Czechach, 170 w Niemczech, 29 na Litwie i 16 na Słowacji. Wzrost o 70 (r/r), w tym: w Polsce o 29, w Czechach o 13, w Niemczech o 24, na Litwie o 1 i na Słowacji o 3.
- 516 punktów alternatywnego tankowania, w tym: 414 w Polsce, 89 w Czechach i 13 w Niemczech. Wzrost o 291 (r/r), w tym: w Polsce o 270, w Czechach o 17 i w Niemczech o 4.

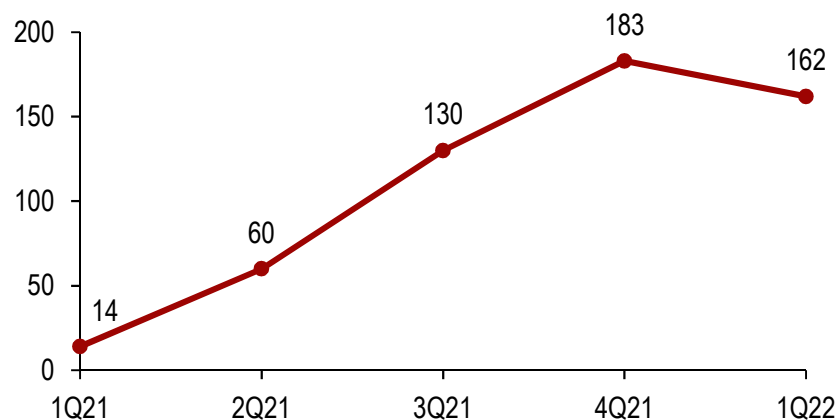
* Obejmuje również sprzedaż paliw poza siecią stacji własnych. Wzrost sprzedaży wolumenowej na stacjach paliw ORLEN Deutschland o 12% (r/r).

Wydobycie – EBITDA

Dodatni wpływ makro, wzrost sprzedaży

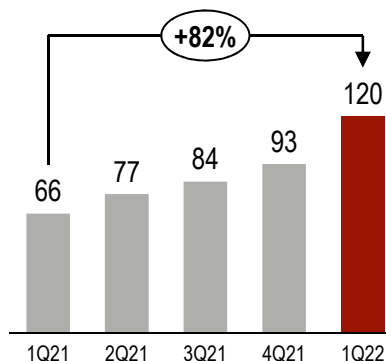


EBITDA
mln PLN

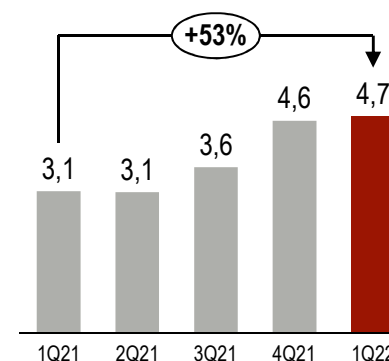


Cena ropy Canadian Light Sweet (CLS) i gazu AECO
CAD/bbl, CAD/mcf

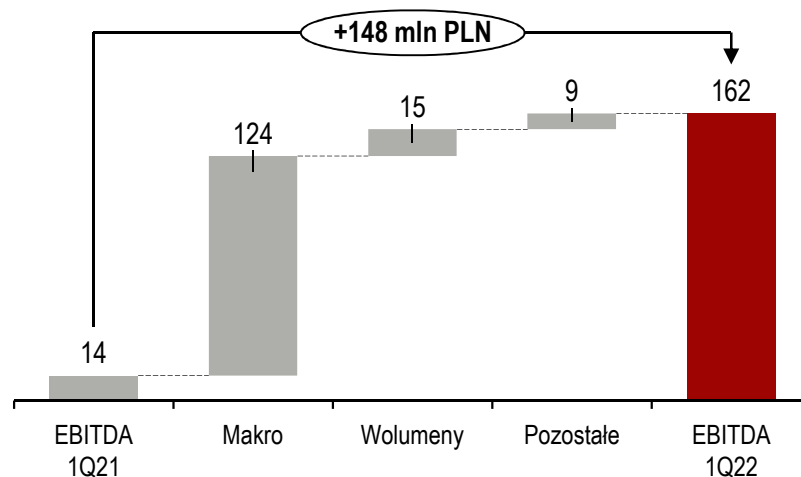
Cena ropy CLS



Cena gazu AECO



EBITDA – wpływ czynników
mln PLN



- Dodatni wpływ makro (r/r) w efekcie wzrostu notowań ropy, gazu i kondensatu gazowego ograniczony ujemnym wpływem hedgingu.
- Wzrost sprzedaży o 3%, w tym: wyższa sprzedaż ropy o 77% i kondensatu gazowego o 5% przy niższej sprzedaży gazu ziemnego o (-) 8%.
- Średnie wydobycie na porównywalnym poziomie (r/r), w tym: wzrost wydobycia w Kanadzie o 0,6 tys. boe/d przy spadku wydobycia w Polsce o (-) 0,6 tys. boe/d.
- Pozostałe obejmują głównie brak kosztu z tytułu rozliczenia likwidacji FX Energy w 1Q21 przy wyższych kosztach w związku z rozpoczęciem produkcji energii elektrycznej w Polsce w 2022 roku.

Wyniki operacyjne przed odpisami aktualizującymi wartość aktywów trwałych: 1Q21 0 mln PLN / 4Q21 918 mln PLN / 1Q22 0 mln PLN
Makro: marże 142 mln PLN, hedging (-) 18 mln PLN

Wydobycie – dane operacyjne

16,2 tys. boe/d – średnie wydobycie na porównywalnym poziomie (r/r)



Polska



Łączne zasoby ropy i gazu (2P)

8,6 mln boe* (4% węglowodory ciekłe, 96% gaz)

1Q22

Średnie wydobycie**: 0,8 tys. boe/d (99,8% gaz, 0,2% węglowodory ciekłe)

Produkcja energii elektrycznej: 263 MWh/d

EBITDA: 61 mln PLN*** / CAPEX: 27 mln PLN

Zagospodarowanie aktywów:

- Edge – finalizowano proces zagospodarowania złóż Tuchola i Bajerze w oparciu o generowanie energii elektrycznej z gazu ziemnego zaazotowanego. Rozpoczęto stałą sprzedaż energii elektrycznej do sieci.
- Płotki – wspólnie z PGNiG realizowano prace zmierzające do zagospodarowania odkryć Chwałęcín i Grodzewo oraz wyposażenia wybranych ośrodków produkcyjnych w instalacje do sprężania gazu.
- Sieraków – wspólnie z PGNiG w ramach zagospodarowania odwiertu Sieraków-2H aktualizowano dokumentację projektową poprzedzającą wybór Wykonawcy dokumentacji inwestycyjnej.

Prace wiertnicze:

- Miocen – przeprowadzono planowane pomiary rozkładu ciśnień w odwiercie Pruchnik-OU1 w celu końcowej ewaluacji potencjału zasobowego udostępnionego horyzontu gazonośnego.
- Płotki – wspólnie z PGNiG zrealizowano wiercenie otworu Miłosław-7H po czym przebrojono otwór i rozpoczęto proces testowania.

Prace sejsmiczne:

- Edge – zakończono i podsumowano prace dotyczące interpretacji zdjęcia sejsmicznego Koczala-Miastko 3D pozyskanego na drodze prac terenowych zrealizowanych w 3Q20.

* Dane na dzień 31.12.2021

** Wolumen nie uwzględnia gazu przetworzonego na energię elektryczną w wysokości 0,4 tys. boe/d

*** Wyniki operacyjne przed odpisami aktualizującymi wartość aktywów trwałych: 1Q22 0 mln PLN

Kanada



Łączne zasoby ropy i gazu (2P)

162,8 mln boe* (59% węglowodory ciekłe, 41% gaz)

1Q22

Średnie wydobycie: 15,4 tys. boe/d (49% węglowodory ciekłe)

EBITDA: 101 mln PLN*** CAPEX: 156 mln PLN

Zagospodarowanie aktywów:

- Ferrier – zrealizowano wiercenie i zabieg szczelinowania 2 otworów (udział 100%), rozpoczęto wydobycie na jednej z lokalizacji. W ramach współpracy z partnerami, ORLEN zdecydował się na udział w wierceniu 4 kolejnych otworów (udział 50%), gdzie operatorem jest spółka Yangarra – łącznie z uwzględnieniem 2 otworów z 2021 r. ORLEN partycypował w 6 otworach (udział 50%), które zostały poddane zabiegowi szczelinowania a następnie podłączone do produkcji.
- Lochend – po przeprowadzeniu zabiegu szczelinowania 2 otworów (udział 100%), rozpoczęto eksploatację.
- Kakwa – zrealizowano zabieg szczelinowania 2 otworów (udział 75%).

Kontynuowane są prace związane z modernizacją infrastruktury złożowej w projekcie Ferrier/Strachan. Działania mają na celu zwiększenie przepustowości instalacji oraz intensyfikację szczyptywania zasobów węglowodorów, co umożliwi redukcję jednostkowych kosztów operacyjnych w obszarze.

Zakończono coroczny proces odnawiania umów i ustalania cen korporacyjnych na frakcjonację i sprzedaż węglowodorów ciekłych typu NGL's. Odnawione umowy będą standardowo obowiązywały w okresie kwiecień 2022 – marzec 2023r.



Podsumowanie 1Q22



Otoczenie rynkowe



Wyniki finansowe i operacyjne



Siła finansowa



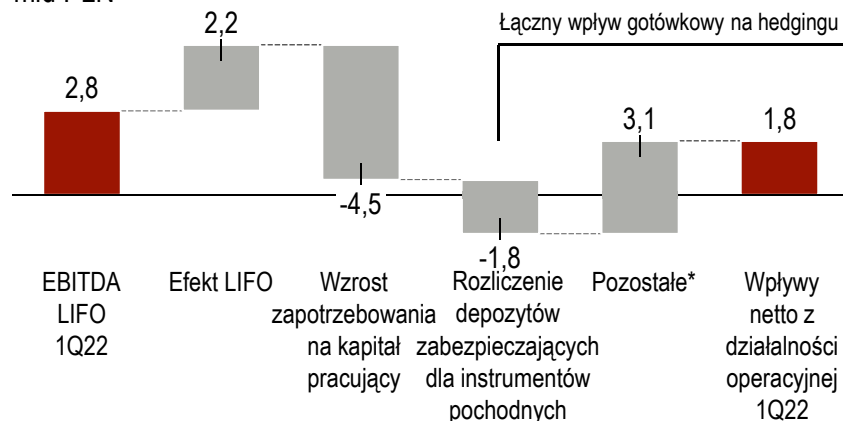
Perspektywy

Przepływy pieniężne



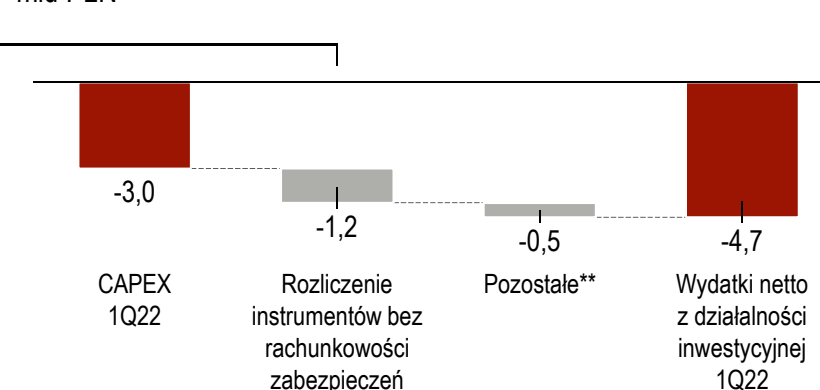
Przepływy z działalności operacyjnej

mld PLN



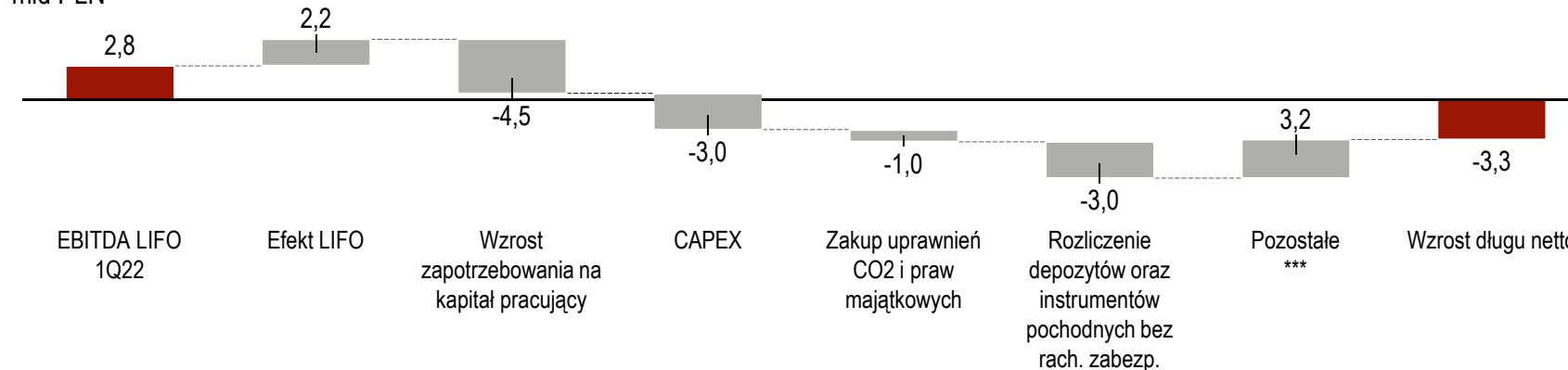
Przepływy z działalności inwestycyjnej

mld PLN



Wolne przepływy pieniężne 3M22

mld PLN



* W tym głównie: zapłacony podatek dochodowy (-) 0,9 mld PLN, korekta kapitałowa (-) 0,1 mld PLN, zmiana stanu rezerw 1,7 mld PLN, rozliczenie i wycena pochodnych instrumentów finansowych 2,8 mld PLN, rozliczenie dotacji na prawa majątkowe (-) 0,8 mld PLN.

** W tym, głównie : zwiększenia z tytułu praw do użytkowania aktywów 0,4 mld PLN, zakup uprawnień CO2 i praw majątkowych (-) 1,0 mld PLN oraz zmiana stanu zaliczek i zobowiązań inwestycyjnych 0,1 mld PLN.

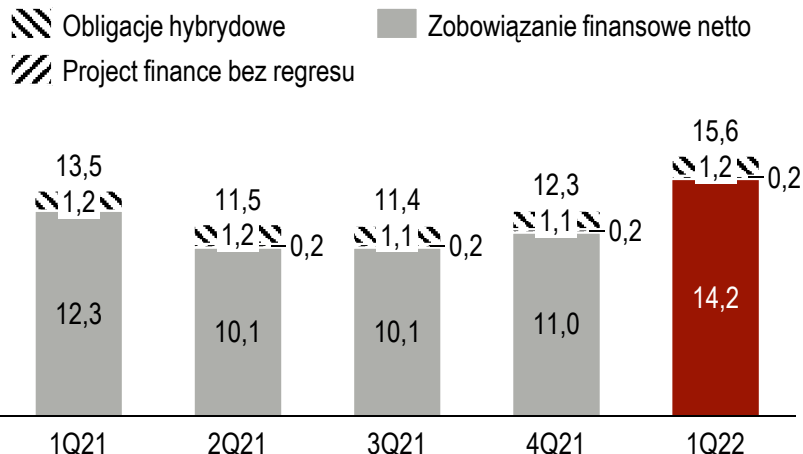
*** W tym głównie: zapłacony podatek dochodowy (-) 0,9 mld PLN, płatności z tytułu umów leasingowych (-) 0,2 mld PLN, zapłacone odsetki (-) 0,1 mld PLN, rozliczenie i wycena pochodnych instrumentów finansowych 2,8 mld PLN, zwiększenia z tytułu praw do użytkowania aktywów 0,4 mld PLN, korekty kapitałowe (-) 0,1 mld PLN, zmiana stanu rezerw 1,7 mld PLN oraz wycena i przeszacowanie zadłużenia z tytułu różnic kursowych netto (-) 0,1 mld PLN.

Zadłużenie



Dług netto

mld PLN

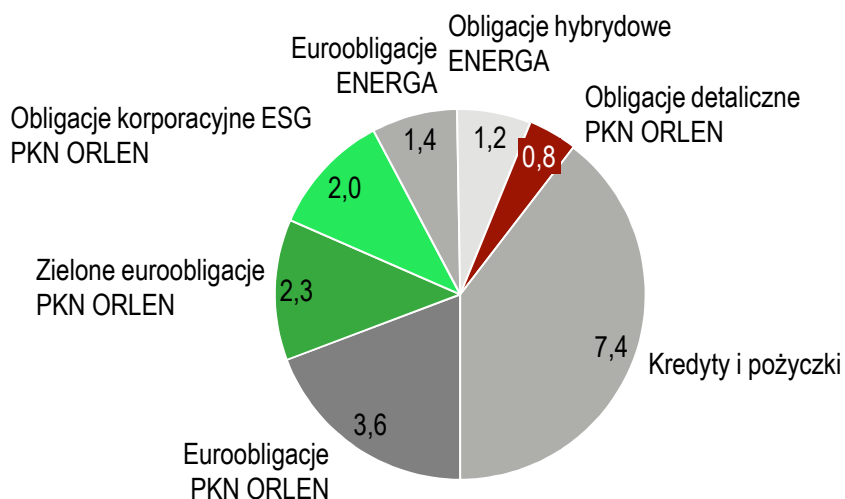


Dług netto/EBITDA*



Dług brutto – źródła finansowania

mld PLN



- Struktura walutowa długu brutto: EUR 57%, PLN 28%, USD 13%, CZK 2%
- Średnioważony termin zapadalności zadłużenia: 2025r.
- Rating inwestycyjny: BBB- perspektywa pozytywna (Fitch), Baa2 perspektywa pozytywna (Moody's).
- Wzrost zadłużenia netto o (-) 3,3 mld PLN (kw/kw) w efekcie (-) 4,7 mld PLN wydatków netto z działalności inwestycyjnej, 1,8 mld PLN wpływów netto z działalności operacyjnej, (-) 0,2 mld PLN płatności zobowiązań z tytułu leasingu, (-) 0,1 mld PLN zapłaconych odsetek oraz 0,1 mld PLN wyceny i przeszacowania zadłużenia z tytułu różnic kursowych netto.
- Zapasy obowiązkowe w bilansie na koniec 1Q22 wyniosły 7,2 mld PLN (vs 6,4 mld PLN na koniec 4Q21), w tym: 6,0 mld PLN w PKN ORLEN oraz 1,2 mld PLN w ORLEN Lietuva.

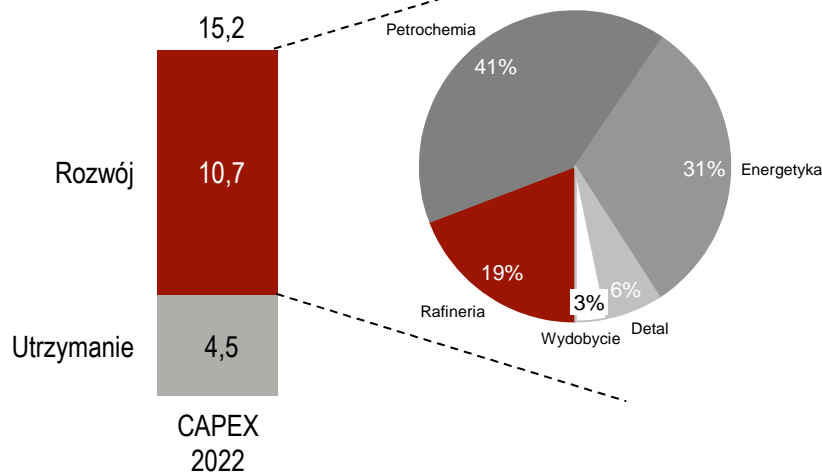
* Poziom długu netto przyjęty do obliczenia wskaźnika nie uwzględnia zadłużenia z tytułu project finance bez regresu i emisji obligacji hybrydowych

Nakłady inwestycyjne



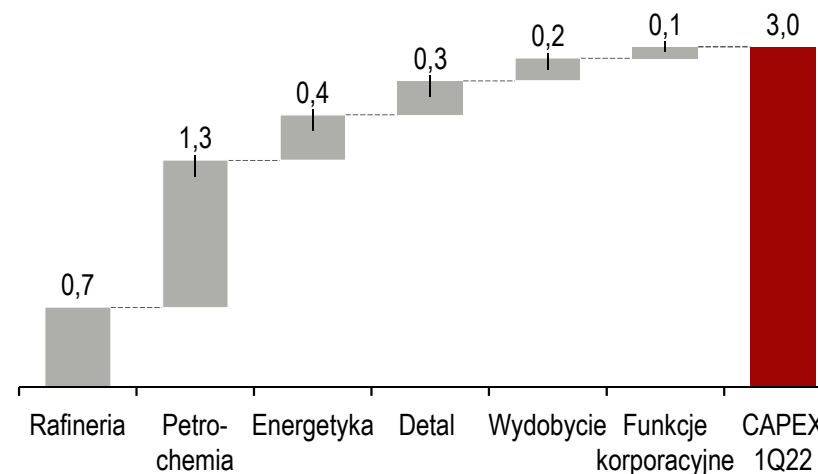
Planowany CAPEX

mld PLN, %



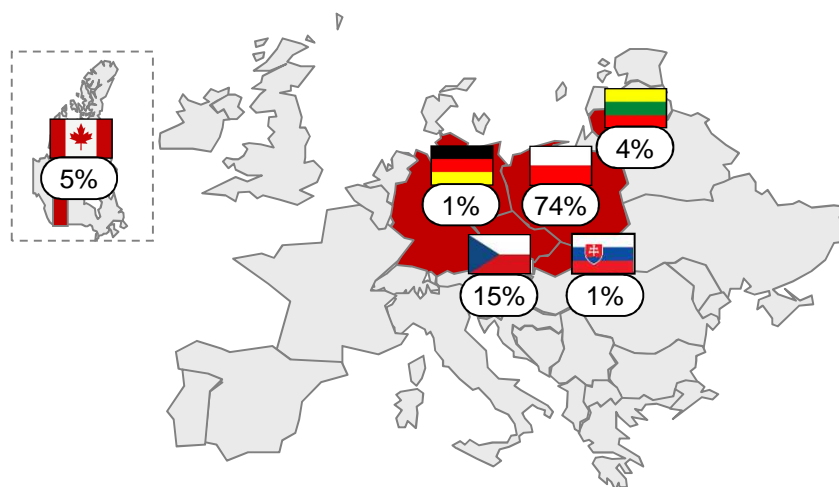
Zrealizowany CAPEX 1Q22 – podział na segmenty

mld PLN



Zrealizowany CAPEX 1Q22 – podział wg krajów

%



Główne projekty rozwojowe realizowane w 1Q22

Rafineria

- Budowa instalacji Visbreakingu – Płock
- Budowa instalacji Hydrokrakingu – ORLEN Lietuva
- Budowa instalacji HVO – Płock

Petrochemia

- Rozbudowa zdolności produkcyjnych instalacji Olefin – Płock
- Budowa pieca Steam Cracker w Litwinowie – Unipetrol
- Rozbudowa zdolności produkcyjnych nawozów – Anwil

Energetyka

- Modernizacja obecnych aktywów oraz przyłączenie nowych odbiorców – GK ENERGA
- Zabudowa nowej stacji transformatorowej w Elektrociepłowni – Płock

Detal

- Stacje paliw – otwarto 5 stacji, zamknięto 8
- Sprzedaż pozapaliwowa – otwarto 10 punktów
- Alternatywne tankowanie – uruchomiono 8 punktów

Wydobycie

- Koncentracja na najbardziej perspektywicznych projektach w Polsce i Kanadzie



Podsumowanie 1Q22



Otoczenie rynkowe



Wyniki finansowe i operacyjne



Siła finansowa



Perspektywy

Obecne otoczenie makroekonomiczne



	2Q21	1Q22	2Q22	Δ (kw/kw)	Δ (r/r)
Ropa Brent (USD/bbl)	69	102	105	3%	52%
Modelowa marża rafineryjna (USD/bbl) ¹	1,5	6,0	18,7	212%	1147%
Modelowa marża petrochemiczna (EUR/t) ²	1 473	1 166	1 459	25%	-1%
Energia elektryczna (PLN/MWh)	305	625	553	-12%	81%
Gaz ziemny (PLN/MWh)	124	477	493	3%	298%
Prawa do emisji CO2 (EUR/t)	50	83	80	-3%	60%
Produkty rafineryjne (USD/t) ³ - marża (crack) z notowań					
ON	37	148	296	100%	700%
Benzyna	144	187	271	45%	88%
Ciężki olej opałowy	-152	-247	-222	-10%	46%
Produkty petrochemiczne (EUR/t) ³ - marża (crack) z notowań					
Polietylen ⁴	532	466	540	16%	2%
Polipropylen ⁴	594	655	650	-1%	9%
Etylen	627	664	923	39%	47%
Propylen	603	679	933	37%	55%
Paraksylen	334	262	423	61%	27%
Średni kurs walut					
USD/PLN	3,76	4,13	4,26	3%	13%
EUR/PLN	4,53	4,63	4,64	0%	2%

* Dane do dnia 22.04.2022

1) 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.

2) 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.

3) Marże (crack) dla produktów rafineryjnych i petrochemicznych (z wyjątkiem polimerów) wyliczone jako różnica pomiędzy notowaniem danego produktu, a notowaniem ropy Brent DTD.

4) Marża (crack) dla polimerów wyliczona jako różnica pomiędzy notowaniami polimerów a notowaniami monomerów.



Makro

- Ropa Brent – zakładając uwolnienie rezerw strategicznych ropy przez USA oraz słabszy popyt ze strony Chin, średnia cena ropy Brent w 2022 r. wyniesie ok. 120 USD/bbl.
- Marża rafineryjna – oczekujemy, że nierównowaga na rynkach paliw w Europie związana z eliminowaniem importu paliw z Rosji zwiększy popyt na paliwa wytwarzane przez europejskie rafinerie, poprawi wykorzystanie mocy rafineryjnych i przyczyni się do poprawy marż rafineryjnych.
- Dyferencjał Brent/Ural – oczekujemy utrzymania znaczącego dyferencjału Brent/Ural ze względu na brak popytu na ropę Ural na rynku SPOT w Europie.
- Marża petrochemiczna – czynnikiem wspierającym marżę petrochemiczną jest popyt skorelowany ze wzrostem PKB oraz niższy import w efekcie wzrostu kosztów frachtu. Z drugiej strony wysoka cena ropy i gazu ogranicza wzrost marży.
- Gaz – oczekujemy dwukrotnego wzrostu cen gazu (r/r) ze względu na rosyjską inwazję na Ukrainę, zmiany regulacyjne wymuszające wypełnienie magazynów w Europie do wskazanego poziomu oraz próbę wymuszenia przez Gazprom płatności za surowiec w rublach.
- Energia elektryczna – oczekujemy wzrostu cen energii elektrycznej do poziomu ok. 730 PLN/MWh (wzrost o ok. 85 % r/r) w efekcie utrzymujących się bardzo wysokich cen gazu i węgla spowodowanych głównie sytuacją geopolityczną oraz wysokich cen praw do emisji CO₂.



Gospodarka

- PKB* – oczekujemy wzrostu: Polska 4,4%, Czechy 2,7%, Litwa 2,7%, Niemcy 2,7%.
- Konsumpcja paliw – oczekujemy wzrost popytu na paliwa i produkty petrochemiczne w efekcie ożywienia gospodarczego.



Regulacje

- Narodowy Cel Wskaźnikowy – wzrost poziomu bazowego z 8,7 do 8,8% (zredukowany wskaźnik dla PKN ORLEN wynosi 5,773%).
- Rynek mocy – oczekujemy porównywalnego (r/r) wsparcia dla bloków energetycznych.
- Rządowa Tarcza Antyinflacyjna – obniżka akcyzy na paliwo (1 stycznia 2022r. – 31 maja 2022r.), zwolnienie z podatku od sprzedaży detalicznej (20 grudnia 2021r. – 31 maja 2022r.) oraz obniżka VAT na paliwa z 23% do 8% (1 stycznia 2022r. – 31 lipca 2022r.)

* Polska (NBP, marzec 2022); Niemcy (CE, marzec 2022); Czechy (Morgan Stanley, kwiecień 2022); Litwa (LB, marzec 2022)

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



mIn PLN	1Q21	2Q21	3Q21	4Q21	12M21	1Q22
Przychody	24 562	29 423	36 442	40 914	131 341	45 447
EBITDA LIFO	2 425	3 167	4 266	4 296	14 154	2 786
efekt LIFO	1 142	963	890	1 251	4 246	2 174
EBITDA	3 567	4 130	5 156	5 547	18 400	4 960
Amortyzacja	-1 311	-1 294	-1 328	-1 408	-5 341	-1 400
EBIT LIFO	1 114	1 873	2 938	2 888	8 813	1 386
EBIT	2 256	2 836	3 828	4 139	13 059	3 560
Wynik netto	1 872	2 244	2 928	4 144	11 188	2 845

Wyniki operacyjne przed odpisami aktualizującymi wartość aktywów trwałych:

1Q21 (-) 4 mln PLN / 2Q21 (-) 85 mln PLN / 3Q21 (-) 3 mln PLN / 4Q21 903 mln PLN / 12M21 811 mln PLN / 1Q22 (-) 27 mln PLN

EBITDA LIFO – podział na segmenty



mIn PLN	1Q21	2Q21	3Q21	4Q21	12M21	1Q22	Δ (r/r)
Rafineria, w tym:	22	278	1 165	2 149	3 614	900	878
NRV	157	15	1	0	173	-4	-161
hedging	-318	-327	-245	-25	-915	-1 219	-901
wycena kontraktów terminowych CO2	193	260	159	567	1 179	-568	-761
Petrochemia, w tym:	872	1 021	1 013	1 389	4 295	451	-421
NRV	36	-1	2	1	38	0	-36
hedging	65	75	73	70	283	84	19
wycena kontraktów terminowych CO2	213	287	135	593	1 228	-614	-827
Energetyka, w tym:	1 259	1 215	1 042	164	3 680	1 004	-255
hedging	0	0	0	-99	-99	50	50
wycena kontraktów terminowych CO2	162	217	197	524	1 100	-543	-705
Detal	548	828	948	573	2 897	585	37
Wydobycie, w tym:	14	60	130	183	387	162	148
hedging	-63	-60	-11	-7	-141	-81	-18
Funkcje korporacyjne	-290	-235	-32	-162	-719	-316	-26
EBITDA LIFO, w tym:	2 425	3 167	4 266	4 296	14 154	2 786	361
NRV	193	14	3	1	211	-4	-197
hedging	-316	-312	-183	-61	-872	-1 166	-850
wycena kontraktów terminowych CO2	568	764	491	1 684	3 507	-1 725	-2 293

Wyniki operacyjne przed odpisami aktualizującymi wartość aktywów trwałych:

1Q21 (-) 4 mln PLN / 2Q21 (-) 85 mln PLN / 3Q21 (-) 3 mln PLN / 4Q21 903 mln PLN / 12M21 811 mln PLN / 1Q22 (-) 27 mln PLN

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

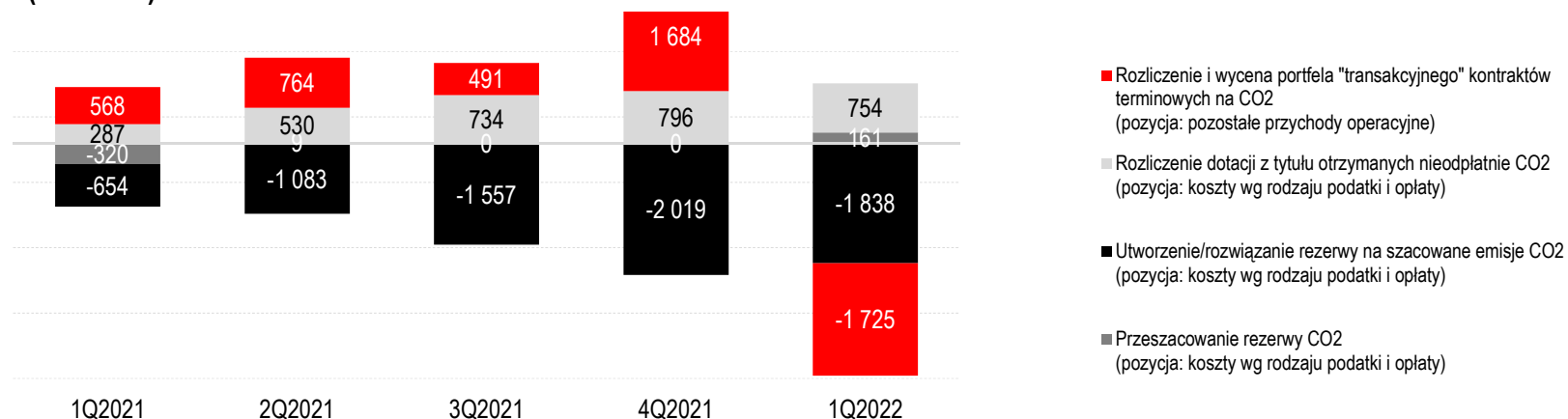


Portfel kontraktów na zakup praw do emisji CO₂ w PKN ORLEN i stan EUA na rachunkach Grupy ORLEN (mln ton)

Portfele	Podejście do wyceny	31.03.2021	30.06.2021	30.09.2021	31.12.2021	31.03.2022
Portfel „własny” kontraktów na zakup uprawnień do emisji	Nie podlega wycenie do wartości godziwej na dzień bilansowy	0,46	1,49	2,14	2,30	1,52
Portfel „transakcyjny”, kontraktów na zakup uprawnień do emisji*	Podlega wycenie do wartości godziwej na dzień bilansowy	12,41	12,79	17,58	20,72	0,00
Portfel EUA na rachunkach GK (wartości niematerialne)**	Nie podlega wycenie do wartości godziwej na dzień bilansowy.	18,79	2,14	3,05	9,63	16,05

*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)
 **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.

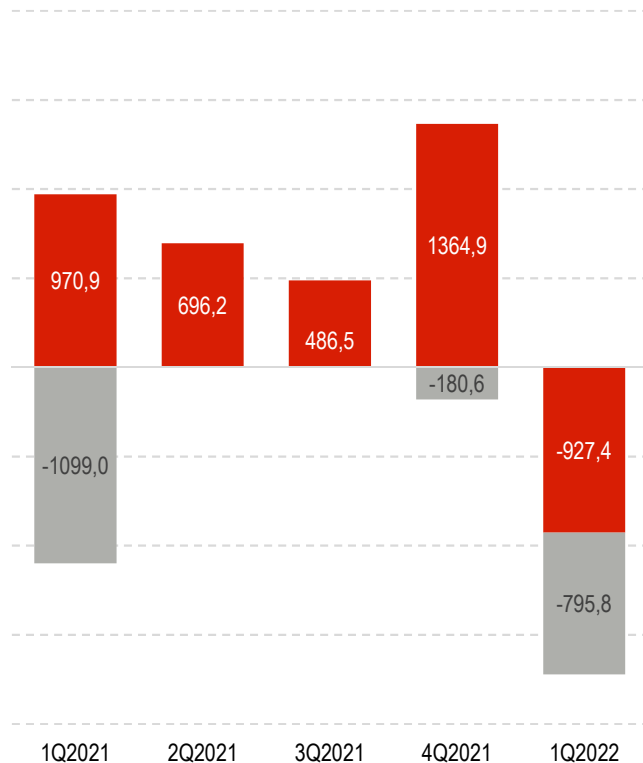
Wpływ działań związanych z CO₂ na skonsolidowany wynik finansowy PKN ORLEN (mln PLN)



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

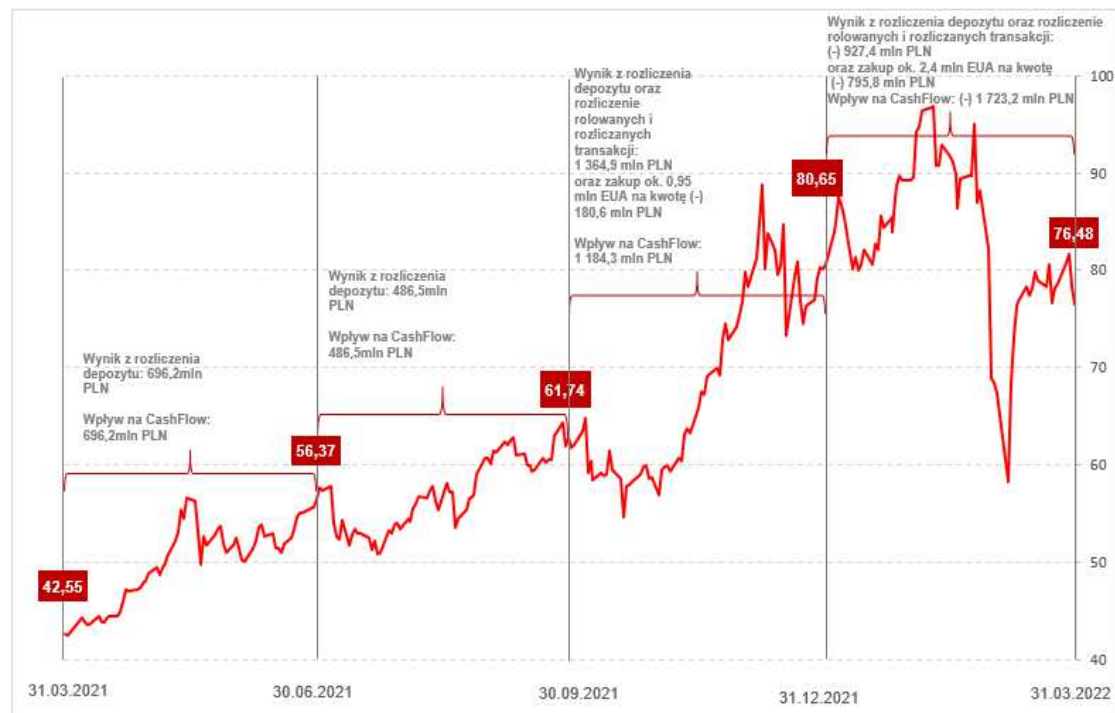


Wpływ na cash flow (mln PLN)



- 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



1Q22 mln PLN	PKN ORLEN	ORLEN Unipetrol ²	ORLEN Lietuva ²	Grupa ENERGA ²	Pozostałe i korekty konsolidacyjne	RAZEM
Przychody	33 474	8 004	7 575	4 939	-8 514	45 477
EBITDA LIFO	-590	209	589	1 107	1 471	2 786
Efekt LIFO ¹	1 647	445	46	-	36	2 174
EBITDA	1 057	654	635	1 107	1 507	4 960
Amortyzacja	540	261	54	279	266	1 400
EBIT	517	393	581	828	1 241	3 560
EBIT LIFO	-1 130	-52	535	828	1 205	1 386
Przychody finansowe	944	55	17	53	-624	445
Koszty finansowe	-985	-67	-17	-90	620	-539
Wynik netto	387	312	514	626	1 006	2 845

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

mIn PLN	1Q21	4Q21	1Q22	Δ (r/r)	3M21	3M22	Δ
Przychody	2 848	6 825	7 575	166%	2 848	7 575	166%
EBITDA LIFO	66	179	589	792%	66	589	792%
EBITDA	130	246	635	388%	130	635	388%
EBIT	94	195	581	518%	94	581	518%
Wynik netto	89	187	514	478%	89	514	478%

- Wyższe przychody ze sprzedaży w efekcie wzrostu notowań produktów rafineryjnych i wolumenów sprzedaży.
- Wzrost wykorzystania mocy rafineryjnych o 31 pp (r/r) głównie z uwagi na korzystną sytuację makroekonomiczną. Niższy uzysk paliw o (-) 3 pp (r/r) spowodowany wzrostem udziału rop zasiarczonych w strukturze przerobu.
- EBITDA LIFO wyższa o 523 mln PLN (r/r) w efekcie dodatniego wpływu (r/r) parametrów makro, w tym głównie dyferencjału U/B, marż na lekkich i średnich destylatach, wyższych wolumenów sprzedaży rafineryjnej i pozytywnego wpływu wykorzystania historycznych warstw zapasów. Powyższe dodatnie efekty zostały częściowo ograniczone ujemnym wpływem przeszacowania wartości zapasów do cen możliwych do uzyskania (NRV) w wysokości (-) 127 mln PLN (r/r), niższymi (r/r) marżami handlowych i ujemnym wpływem (r/r) transakcji zabezpieczających.
- CAPEX 1Q22: 132 mln PLN.

mIn PLN	1Q21	4Q21	1Q22	Δ (r/r)	3M21	3M22	Δ
Przychody	4 347	7 417	8 004	84%	4 347	8 004	84%
EBITDA LIFO	147	303	209	42%	147	209	42%
EBITDA	382	487	654	71%	382	654	71%
EBIT	143	219	393	175%	143	393	175%
Wynik netto	115	140	312	171%	115	312	171%

- Wyższe przychody ze sprzedaży w efekcie wzrostu notowań produktów rafineryjnych i petrochemicznych oraz wolumenów sprzedaży w segmencie rafineryjnym i petrochemicznym dzięki poprawie sytuacji rynkowej.
- Wzrost przerobu ropy (r/r) i wskaźnika wykorzystania mocy rafineryjnych o 3 pp pomimo planowanego postępu remontowego rafinerii w Kralupach.
- EBITDA LIFO wyższa o 62 mln PLN (r/r) w efekcie dodatniego wpływu (r/r) parametrów makro, w tym głównie dyferencjału U/B i marż na lekkich i średnich destylatach, olefinach, poliolefinach oraz PCW i nawozach. Dodatkowo pozytywny wpływ wykorzystania historycznych warstw zapasów, wzrostu marż handlowych i detalicznych przy ujemnym wpływie przeszacowania wartości zapasów do cen możliwych do uzyskania (NRV) w wysokości (-) 70 mln PLN (r/r) i ujemnym wpływie (r/r) transakcji zabezpieczających.
- CAPEX 1Q22: 458 mln PLN.

mIn PLN	1Q21	4Q21	1Q22	Δ (r/r)	3M21	3M22	Δ
Przychody	3 460	3 706	4 939	43%	3 460	4 939	43%
EBITDA	758	340	1 077	42%	758	1 077	42%
EBIT	484	41	805	66%	484	805	66%
Wynik netto	384	-26	611	59%	384	611	59%

- Wzrost przychodów ze sprzedaży (r/r) głównie w efekcie wyższych przychodów w Linii Biznesowej Sprzedaż (wyższe ceny sprzedaży energii elektrycznej na skutek dynamicznego wzrostu cen energii na rynku) oraz w Linii Biznesowej Wytwarzanie (wyższe ceny sprzedaży energii elektrycznej oraz wyższy wolumenu produkcji).
- EBITDA wyższa o 319 mln PLN (r/r) na skutek wyższych wyników Linii Biznesowej Dystrybucja (wyższa marża na usłudze dystrybucyjnej spowodowana niższym poziomem strat sieciowych oraz wyższym wolumenem dystrybucji energii) oraz Linii Biznesowej Wytwarzanie (wyższe marże na sprzedaży energii elektrycznej oraz wyższy wolumenu produkcji).
- CAPEX 1Q22: 316 mln PLN.

Dane produkcyjne



Grupa ORLEN	1Q21	4Q21	1Q22	Δ (r/r)	Δ (kw/kw)	3M21	3M22	Δ
Przerób ropy naftowej (tys.t)	6 237	8 553	8 162	31%	-5%	6 237	8 162	31%
Wykorzystanie mocy przerobowych	72%	96%	94%	22 pp	-2 pp	72%	94%	22 pp
PKN ORLEN ¹								
Przerób ropy naftowej (tys.t)	3 040	4 064	4 106	35%	1%	3 040	4 106	35%
Wykorzystanie mocy przerobowych	76%	99%	102%	26 pp	3 pp	76%	102%	26 pp
Uzysk paliw ⁴	77%	82%	81%	4 pp	-1 pp	77%	81%	4 pp
Uzysk lekkich destylatów ⁵	32%	32%	33%	1 pp	1 pp	32%	33%	1 pp
Uzysk średnich destylatów ⁶	45%	50%	48%	3 pp	-2 pp	45%	48%	3 pp
ORLEN Unipetrol ²								
Przerób ropy naftowej (tys.t)	1 640	1 933	1 703	4%	-12%	1 640	1 703	4%
Wykorzystanie mocy przerobowych	76%	88%	79%	3 pp	-9 pp	76%	79%	3 pp
Uzysk paliw ⁴	82%	82%	83%	1 pp	1 pp	82%	83%	1 pp
Uzysk lekkich destylatów ⁵	36%	37%	36%	0 pp	-1 pp	36%	36%	0 pp
Uzysk średnich destylatów ⁶	46%	45%	47%	1 pp	2 pp	46%	47%	1 pp
ORLEN Lietuva ³								
Przerób ropy naftowej (tys.t)	1 472	2 470	2 263	54%	-8%	1 472	2 263	54%
Wykorzystanie mocy przerobowych	59%	96%	90%	31 pp	-6 pp	59%	90%	31 pp
Uzysk paliw ⁴	78%	77%	75%	-3 pp	-2 pp	78%	75%	-3 pp
Uzysk lekkich destylatów ⁵	32%	33%	32%	0 pp	-1 pp	32%	32%	0 pp
Uzysk średnich destylatów ⁶	46%	44%	43%	-3 pp	-1 pp	46%	43%	-3 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 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.

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