




Skonsolidowane wyniki finansowe Grupy ORLEN 1 kwartał 2021r.

29 kwietnia 2021r.

 [#ORLEN1Q21@PKN_ORLEN](https://twitter.com/ORLEN1Q21@PKN_ORLEN)



Podsumowanie



Otoczenie makroekonomiczne



Wyniki finansowe i operacyjne



Płynność i inwestycje



Perspektywy rynkowe

Podsumowanie 1Q21



Wyniki finansowe i operacyjne

- EBITDA LIFO: 2,4 mld PLN; wzrost o 0,8 mld PLN (r/r)
- Marża downstream: 7,1 USD/bbl; spadek o (-) 35% (r/r)
- Przerób ropy: 6,2 mt; spadek o (-) 19% (r/r) / 72% wykorzystania mocy
- Sprzedaż: 8,4 mt; spadek o (-) 11% (r/r)



Sytuacja finansowa

- Przepływy z działalności operacyjnej: 3,9 mld PLN
- Nakłady inwestycyjne: 1,8 mld PLN
- Dług netto: 13,5 mld PLN
- Rating inwestycyjny: BBB- perspektywa stabilna (Fitch), Baa2 perspektywa pozytywna (Moody's).
- Kolejna emisja obligacji PKN ORLEN opartych o rating ESG o wartości 1 mld PLN.
- Zarząd PKN ORLEN zgodnie ze strategią ORLEN2030 zarekomendował wypłatę dywidendy za 2020r. na poziomie 3,50 PLN na akcję.

Najważniejsze wydarzenia

- Kontrakt na zakup ropy naftowej z ExxonMobil (1,0 mln ton rocznie) i z Rosneft (3,6 mln ton rocznie).
- Umowa z Northland Power na budowę farmy wiatrowej na Bałtyku. Planowane rozpoczęcie budowy w 2023r., oddanie do użytku w 2026r.
- UOKiK rozpatrzy wniosek PKN ORLEN o zgodę na przejęcie PGNiG.
- Nabycie 100% udziałów OTP (największego przewoźnika drogowego paliw płynnych w Polsce).
- Koncept budowy nowego formatu sprzedaży detalicznej poza stacjami paliw „ORLEN w ruchu”. Zaangażowanie w rozwój punktów odbioru paczek i usług kurierskich, w tym własne automaty paczkowe.
- Zgodnie ze strategią ORLEN2030, PKN ORLEN stawia na dynamiczny rozwój aktywów na Litwie.

ESG

- Neutralność emisyjna w 2050r.
- PKN ORLEN po raz ósmy w prestiżowym rankingu najbardziej etycznych firm na świecie (THE WORLD'S MOST ETHICAL COMPANY 2021).
- 1 miejsce wśród certyfikowanych pracodawców w Polsce (TOP EMPLOYER POLSKA 2021).
- Ratingi ESG - 5 miejsce na 86 firm z segmentu Oil & Gas Refining and Marketing (Agencja Sustainalytics) / rating A (MSCI)
- Wzrost udziału źródeł zero i niskoemisyjnych poprzez nabycie 3 lądowych farm wiatrowych o łącznej mocy ok. 90 MW oraz planowaną budowę farmy fotowoltaicznej o mocy ok. 100 MW przez GK ENERGIA.
- Rozpoczęcie prac w ORLEN Asfalt nad specjalnym typem asfaltów, które będą charakteryzować się zmniejszonym śladem węglowym.
- Trwają prace w zakresie rozwoju elektromobilności.



Podsumowanie



Otoczenie makroekonomiczne



Wyniki finansowe i operacyjne



Płynność i inwestycje



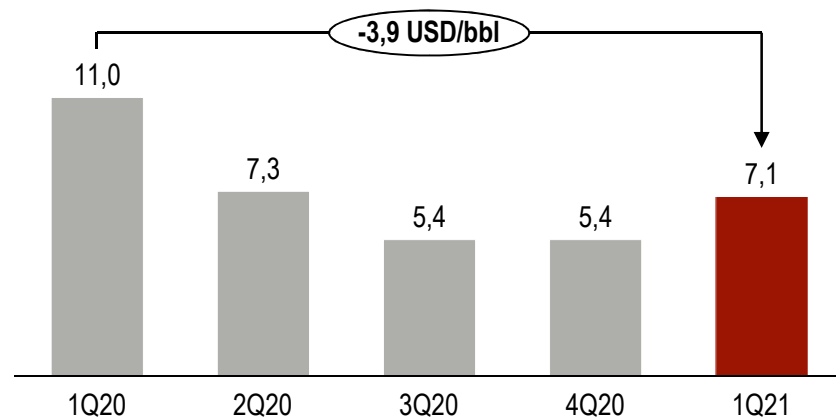
Perspektywy rynkowe

Otoczenie makroekonomiczne 1Q21



Modelowa marża downstream

USD/bbl



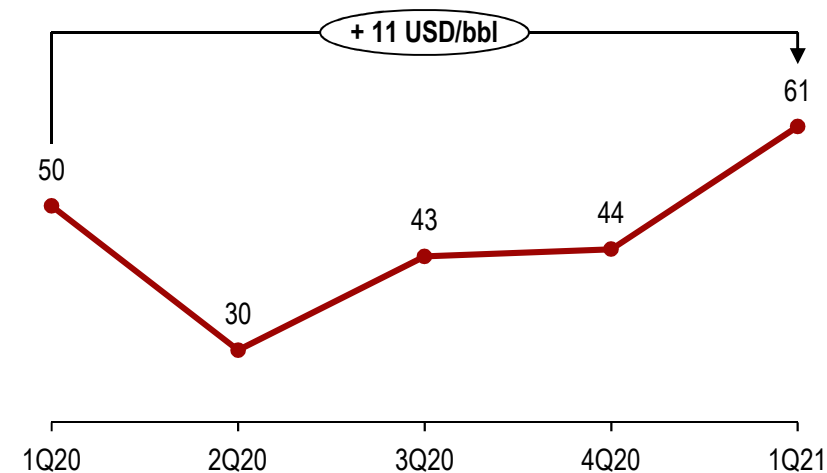
Struktura produktowa marży downstream

Marże (crack) z notowań

Produkty rafineryjne (USD/t)	1Q20	4Q20	1Q21	Δ (r/r)
ON	91	33	32	-65%
Benzyna	94	71	104	11%
Ciężki olej opalowy	-154	-80	-122	21%
SN 150	169	261	348	106%
Produkty petrochemiczne (EUR/t)				
Etylen	594	502	559	-6%
Propylen	480	445	515	7%
Benzen	309	150	306	-1%
PX	402	236	243	-40%

Średnia cena ropy Brent

USD/bbl



Średni kurs PLN wzg. USD i EUR

USD/PLN, EUR/PLN

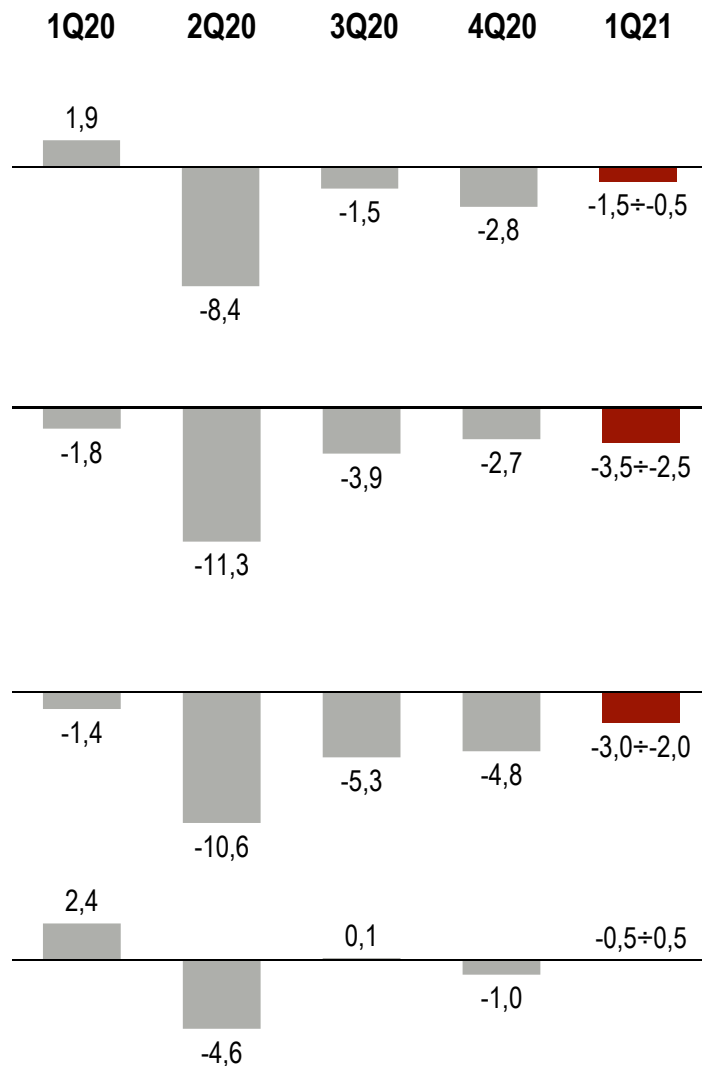


Spadek konsumpcji paliw ze względu na COVID-19



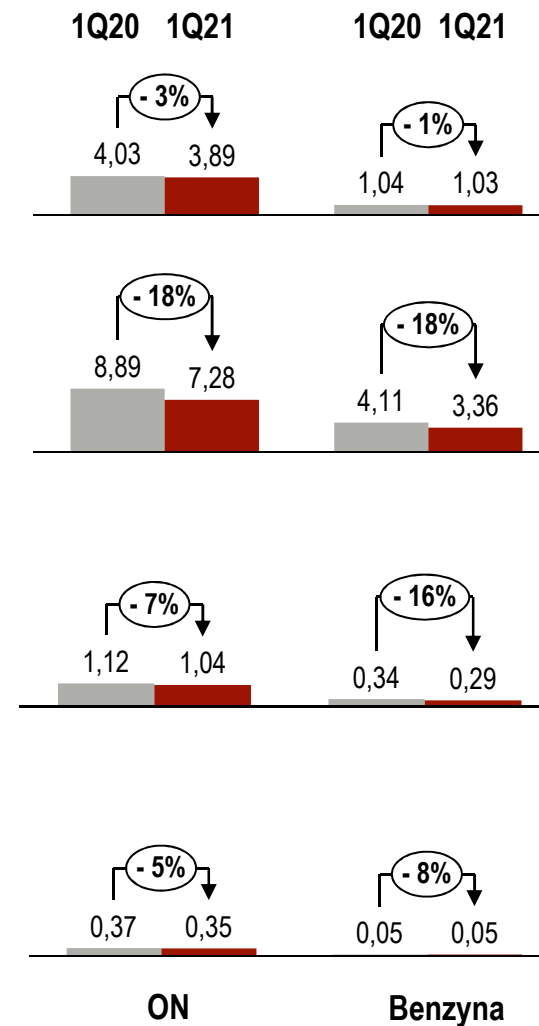
PKB¹

Zmiana % (r/r)



Konsumpcja paliw²

mt



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

² 1Q21 – szacunki własne na bazie danych ARE, Litewskiego Urzędu Statystycznego, Czeskiego Urzędu Statystycznego i Niemieckiego Stowarzyszenia Przemysłu Naftowego



Podsumowanie



Otoczenie makroekonomiczne



Wyniki finansowe i operacyjne

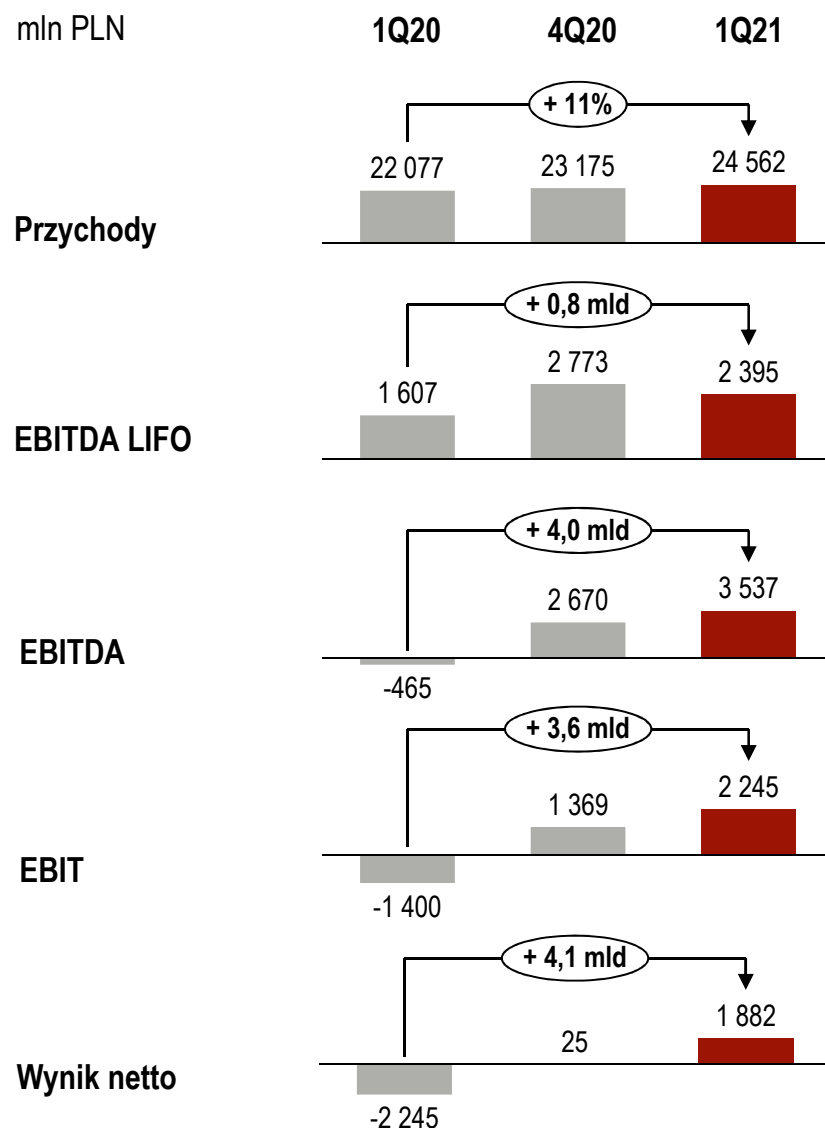


Płynność i inwestycje



Perspektywy rynkowe

Wyniki finansowe



Przychody: wzrost o 11% (r/r) w efekcie wyższych notowań produktów rafineryjnych i petrochemicznych na skutek wzrostu cen ropy przy spadku wolumenów sprzedaży.

EBITDA LIFO: wzrost o 0,8 mld PLN (r/r) głównie w efekcie dodatniego wpływu konsolidacji wyników Grupy ENERGA, odwrócenia odpisów na zapasach (NRV), wykorzystania historycznych warstw zapasów, wpływu wyceny kontraktu terminowego CO2 oraz zmiany metody konsolidacji spółki Baltic Power. Powyższe dodatnie efekty zostały częściowo ograniczone ujemnym wpływem makro, niższych wolumenów sprzedaży, niższych marż handlowych w hurcie i detalu, wyższych kosztów pracy oraz aktualizacji rezerw na CO2.

Efekt LIFO: 1,1 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 netto rozliczenia i wyceny pochodnych instrumentów finansowych.

Wynik netto: wzrost 4,1 mld PLN (r/r) głównie w efekcie wyższego wyniku EBITDA LIFO o 0,8 mld PLN (r/r), niższego odpisu na aktywach o 0,5 mld PLN (r/r), wyższego efektu LIFO o 3,2 mld PLN (r/r), wyższej amortyzacji o (-) 0,4 mld PLN (r/r), wyższego wyniku na działalności finansowej o 0,6 mld PLN (r/r) oraz wyższego podatku dochodowego o (-) 0,6 mld PLN (r/r).

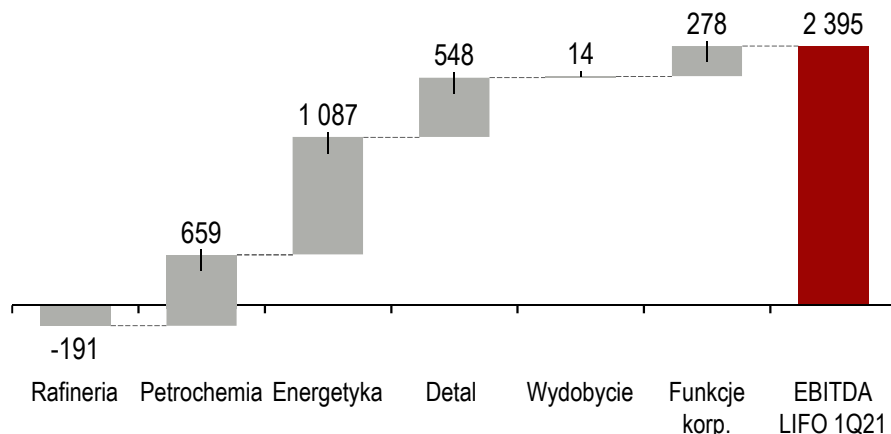
Wyniki operacyjne przed odpisami aktualizującymi wartość aktywów trwałych: 1Q20 (-) 504 mln PLN / 4Q20 (-) 949 mln PLN / 1Q21 (-) 4 mln PLN
 NRV: 1Q20 (-) 1 609 mln PLN / 4Q20 358 mln PLN / 1Q21 193 mln PLN

EBITDA LIFO



Wyniki segmentów

mln PLN



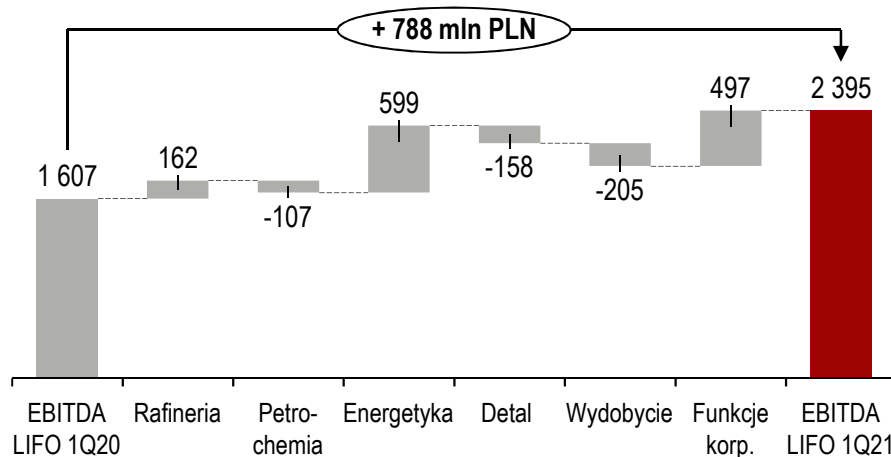
Rafineria: wzrost o 162 mln PLN (r/r) głównie w efekcie dodatniego wpływu odwrócenia odpisów na zapasach (NRV) i wykorzystania historycznych warstw zapasów przy ujemnym wpływie makro oraz niższych wolumenów sprzedaży.

Petrochemia: spadek o (-) 107 mln PLN (r/r) głównie w efekcie ujemnego wpływu niższych wolumenów sprzedaży przy dodatnim wpływie makro oraz odwrócenia odpisów na zapasach (NRV).

Energetyka: wzrost o 599 mln PLN (r/r) głównie w efekcie dodatniego wpływu konsolidacji wyników Grupy ENERGA, zmiany metody konsolidacji spółki Baltic Power przy ujemnym wpływie makro, niższych wolumenów sprzedaży oraz aktualizacji rezerwy na CO2.

Zmiana wyników segmentów (r/r)

mln PLN



Detal: spadek o (-) 158 mln PLN (r/r) głównie w efekcie ujemnego wpływu niższych wolumenów sprzedaży oraz niższych marż paliwowych przy dodatnim wpływie wyższych marż pozapaliwowych.

Wydobycie: spadek o (-) 205 mln PLN (r/r) głównie w efekcie ujemnego wpływu transakcji zabezpieczających oraz niższych wolumenów sprzedaży przy dodatnim wpływie wzrostu cen ropy, kondensatu gazowego i gazu.

Funkcje korporacyjne: niższe koszty o 497 mln PLN (r/r) głównie w efekcie dodatniego wpływu wyceny kontraktu terminowego CO2 w kwiecie 568 mln PLN przy ujemnym wpływie wyższych kosztów pracy.

Wyniki operacyjne przed odpisami aktualizującymi wartość aktywów trwałych: 1Q20 (-) 504 mln PLN / 1Q21 (-) 4 mln PLN
 NRV: 1Q20 (-) 1 609 mln PLN / 1Q21 193 mln PLN

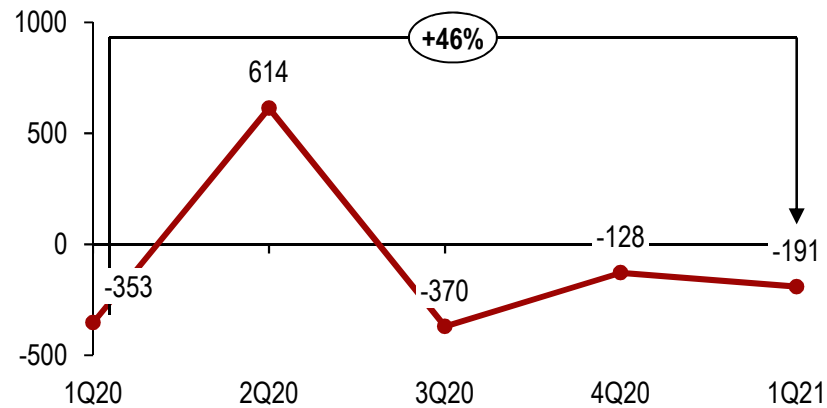
Rafineria – EBITDA LIFO

Ujemny wpływ makro i niższych wolumenów sprzedaży



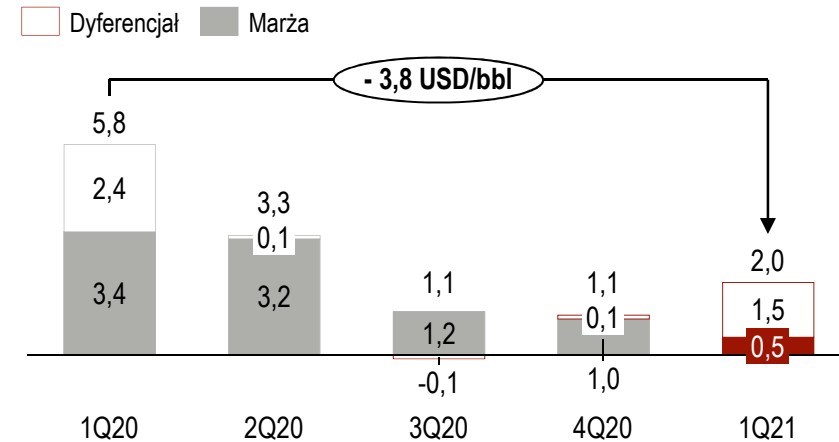
EBITDA LIFO

mln PLN



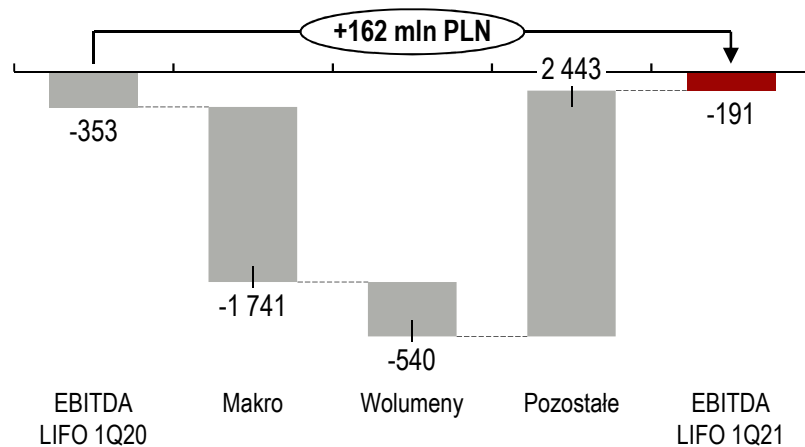
Modelowa marża rafineryjna i dyferencjał Brent/Ural

USD/bbl



EBITDA LIFO – wpływ czynników

mln PLN



- Ujemny wpływ makro (r/r) głównie w efekcie spadku marż na średnich destylatach, niższego dyferencjału Brent/Ural o (-) 0,9 USD/bbl, umocnienia PLN względem USD, ujemnego wpływu transakcji zabezpieczających przepływy pieniężne realizowanych na zakupach ropy naftowej i sprzedaży produktów oraz wyższych kosztów zużycia własnych w wyniku wzrostu cen ropy o 11 USD/bbl. Powyższe ujemne efekty zostały częściowo ograniczone dodatnim wpływem wyższych marż na lekkich destylatach i ciężkich frakcjach rafineryjnych.
- Spadek wolumenów sprzedaży o (-) 11% (r/r), w tym: benzyny o (-) 19%, oleju napędowego o (-) 8%, LPG o (-) 32%, JET o (-) 67%, COO o (-) 28%.
- Pozostałe obejmują głównie:
 - 1,7 mld PLN (r/r) odwrócenia odpisów na zapasach (NRV)
 - 0,8 mld PLN (r/r) wykorzystania historycznych warstw zapasów

Wyniki operacyjne przed odpisami aktualizującymi wartość aktywów trwałych: 1Q20 (-) 4 mln PLN / 1Q21 (-) 2 mln PLN

NRV: 1Q20 (-) 1 551 mln PLN / 1Q21 157 mln PLN

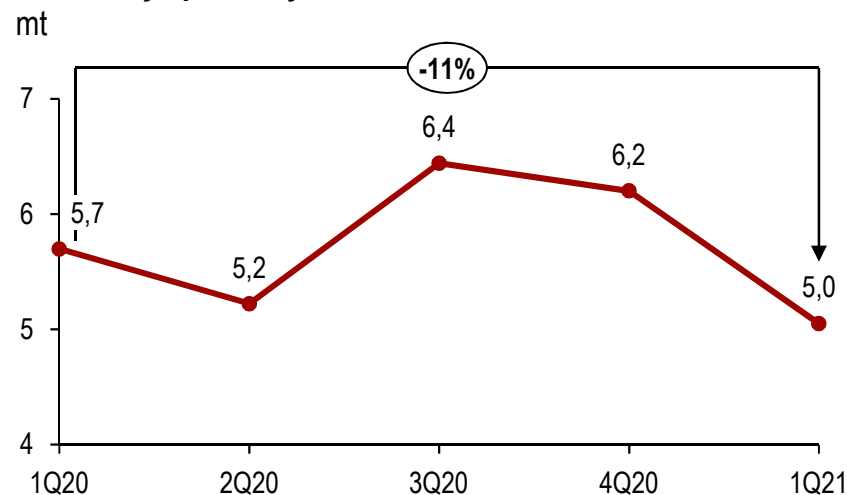
Makro: marże (-) 410 mln PLN, dyferencjał B/U 14 mln PLN, kurs (-) 71 mln PLN, hedging (-) 1 274 mln PLN

Rafineria – dane operacyjne

Spadek przerobu w efekcie postojów, makro i popytu na paliwa



Wolumeny sprzedaży



Przerób ropy i wykorzystanie mocy

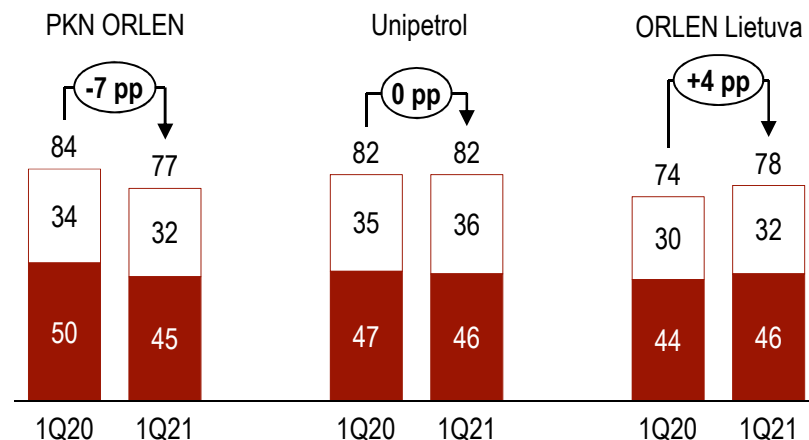
mt, %

Przerób (mt)	1Q20	4Q20	1Q21	Δ (r/r)
PKN ORLEN	3,9	3,7	3,0	-0,9
Unipetrol	1,6	1,7	1,6	0,0
ORLEN Lietuva	2,0	1,9	1,5	-0,5
RAZEM	7,7	7,4	6,2	-1,5

Wykorzystanie mocy (%)	1Q20	4Q20	1Q21	Δ (r/r)
PKN ORLEN	97%	90%	76%	-21 pp
Unipetrol	76%	80%	76%	0 pp
ORLEN Lietuva	80%	75%	59%	-21 pp
RAZEM	88%	84%	72%	-16 pp

Uzysk paliw

%
■ Uzysk lekkich destylatów ■ Uzysk średnich destylatów



Przerób ropy wyniósł 6,2 mt tj. spadek o (-) 1,5 mt (r/r), w tym:

- PKN ORLEN – spadek o (-) 0,9 mt (r/r) głównie w efekcie postoiu instalacji Hydrokrakingu, Wytwórni Wodoru, DRW oraz HON. Ponadto, wpływ na poziom przerobu miały problemy techniczne na instalacji Olefin oraz prace związane z przygotowywaniem instalacji petrochemicznych do planowanego postoiu w 2Q21.
- Unipetrol – porównywalny przerób (r/r). Ograniczenie przerobu w efekcie niższego popytu na paliwa oraz niestabilnej pracy instalacji PE3 przy braku negatywnego wpływu postoiu rafinerii w Kralupach z 1Q20.
- ORLEN Lietuva – spadek o (-) 0,5 mt (r/r) w efekcie dostosowania przerobu do sytuacji makro.
- Niższy uzysk paliw w PKN ORLEN (r/r) w efekcie postojów instalacji Hydrokrakingu i Olefin, porównywalne uzyski w Unipetrol (r/r) oraz wyższy uzysk w ORLEN Lietuva (r/r) w efekcie wyższego udziału rop słodkich w strukturze przerobu oraz braku postoiu z przełomu marca i kwietnia 2020r.

Sprzedaż wyniosła 5,0 mt tj. spadek o (-) 11% (r/r), w tym: Polska o (-) 8%, Czechy o (-) 17%, ORLEN Lietuva o (-) 14%. Niższa sprzedaż na wszystkich rynkach w efekcie ograniczeń rynkowych spowodowanych COVID-19.

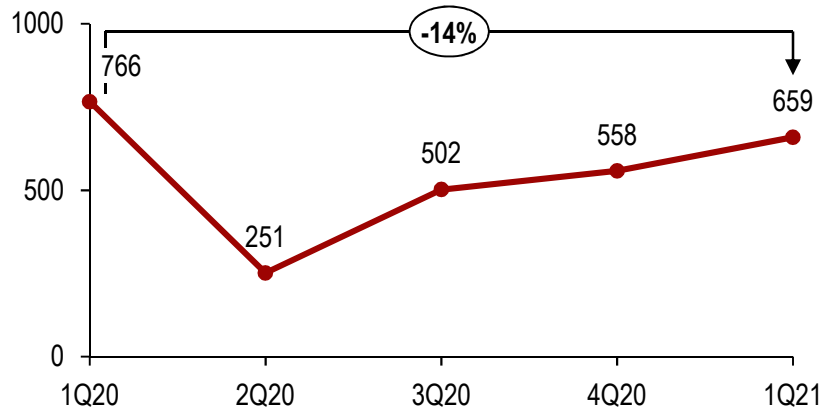
Petrochemia – EBITDA LIFO

Dodatni wpływ makro przy niższych wolumenach sprzedaży



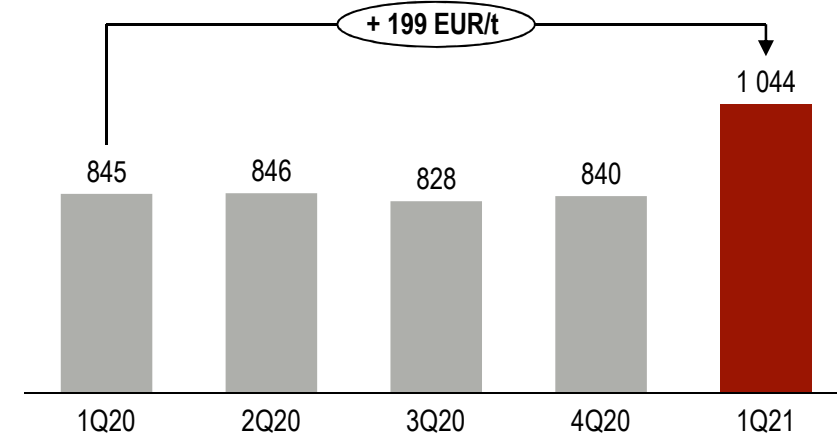
EBITDA LIFO

mIn PLN



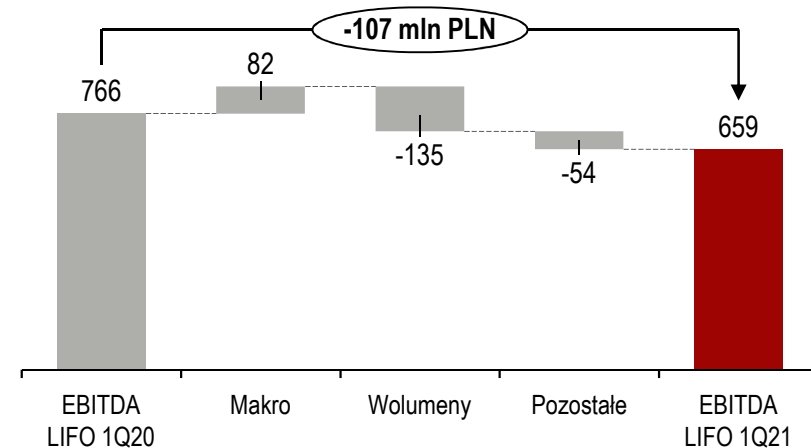
Modelowa marża petrochemiczna

EUR/t



EBITDA LIFO – wpływ czynników

mIn PLN



Wyniki operacyjne przed odpisami aktualizującymi wartość aktywów trwałych: 1Q20 0 mIn PLN / 1Q21 0 mIn PLN

NRV: 1Q20 (-) 58 mIn PLN / 1Q21 36 mIn PLN

Makro: marże (-) 52 mIn PLN, kurs 189 mIn PLN, hedging (-) 56 mIn PLN

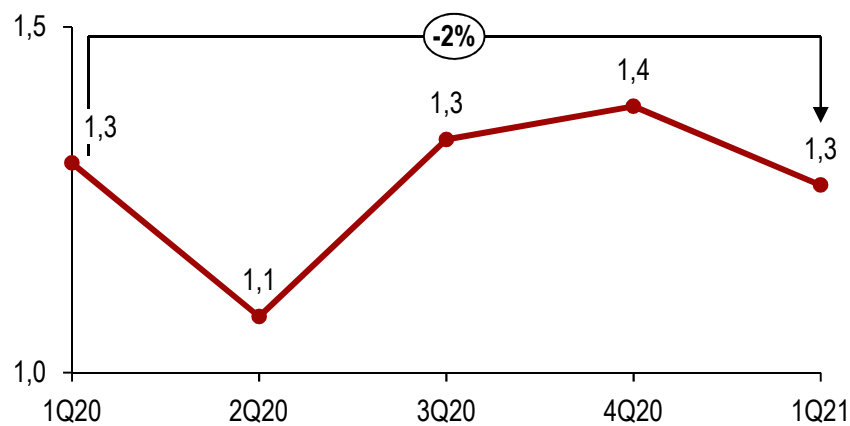
- Dodatni wpływ makro (r/r) w efekcie wzrostu marż na poliolefinach, nawozach i PCW oraz osłabienia PLN względem EUR. Powyższe dodatnie efekty zostały częściowo ograniczone ujemnym wpływem niższych marż na olefinach oraz ujemnym wpływem transakcji zabezpieczających przepływy pieniężne realizowanych na sprzedaży produktów.
- Spadek wolumenów sprzedaży o (-) 2% (r/r), w tym: niższa sprzedaż olefin o (-) 12%, PCW o (-) 28% i PTA o (-) 10% przy wyższej sprzedaży poliolefin o 49% i nawozów o 8%.
- EBITDA LIFO 1Q21 zawiera:
 - 93 mIn PLN wyniku Anwil; spadek o (-) 17 mIn PLN (r/r).
 - 56 mIn PLN wyniku PTA ; spadek o (-) 82 mIn PLN (r/r).

Petrochemia – dane operacyjne

Spadek wolumenów sprzedaży o (-) 2% (r/r)



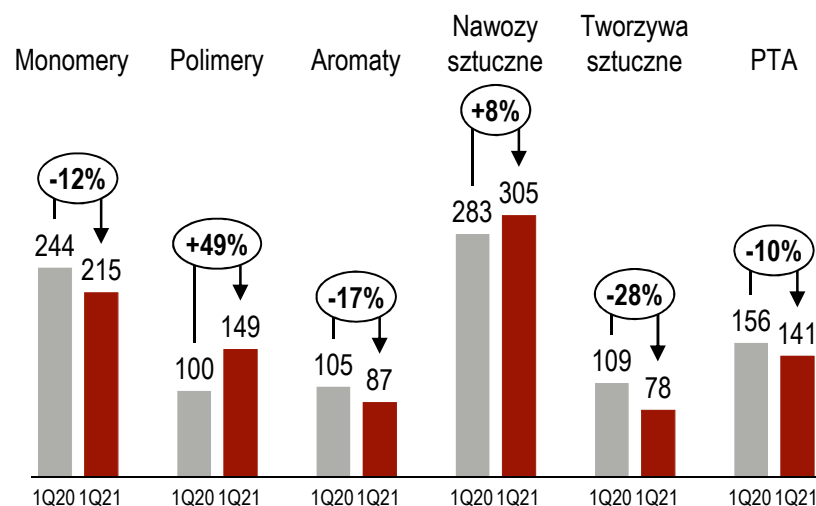
Wolumeny sprzedaży mt



Wykorzystanie mocy %

Instalacje petrochemiczne	1Q20	4Q20	1Q21	Δ (r/r)
Olefiny (Płock)	82%	80%	72%	-10 pp
BOP (Płock)	76%	73%	67%	-9 pp
Metateza (Płock)	85%	79%	72%	-13 pp
Nawozy (Włocławek)	82%	66%	84%	2 pp
PCW (Włocławek)	80%	81%	74%	-6 pp
PTA (Włocławek)	93%	98%	84%	-9 pp
Olefiny (Unipetrol)	82%	83%	73%	-9 pp
PPF Splitter (ORLEN Lietuva)	86%	87%	92%	6 pp

Wolumeny sprzedaży – podział na produkty tys.t



Wykorzystanie mocy instalacji petrochemicznych:

- PKN ORLEN – spadek wykorzystania mocy (r/r) wynikający z ograniczeń procesowych na instalacji.
- Unipetrol – niższe wykorzystanie mocy (r/r) spowodowane zakłóceniami pracy PE3 i wysokimi zapasami etylenu.
- ANWIL – wyższe wykorzystanie mocy instalacji nawozowych (r/r) z uwagi na korzystne warunki rynkowe oraz zmniejszone wykorzystanie PCW w związku z ograniczonymi dostawami etylenu.
- ORLEN Lietuva – brak postoiu remontowego z 1Q20.

Sprzedaż wyniosła 1,3 mt tj. spadek o (-) 2% (r/r), w tym:

- Polska – spadek o (-) 12% (r/r) w efekcie niższej sprzedaży olefin, PCW, PTA.
- Czechy – wzrost o 16% (r/r) dzięki wyższej sprzedaży poliolefin (uruchomienie PE3) i nawozów.
- ORLEN Lietuva – wzrost o 42% (r/r) w efekcie korzystnych warunków rynkowych i braku wpływu postoiu remontowego z 1Q20.

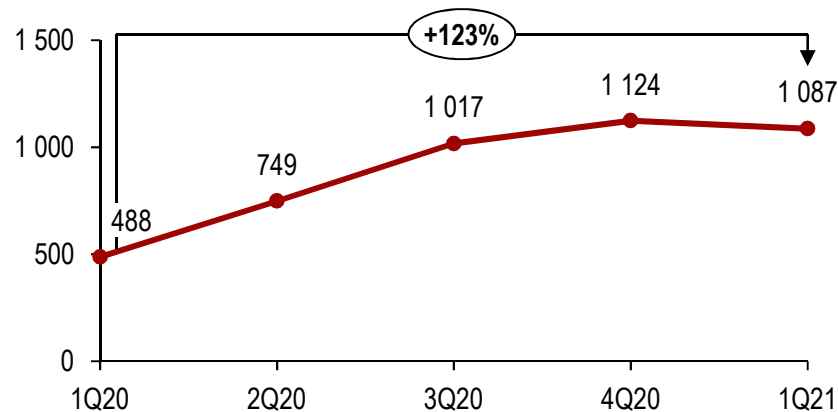
Energetyka – EBITDA LIFO

Dodatni wpływ konsolidacji wyników Grupy ENERGA



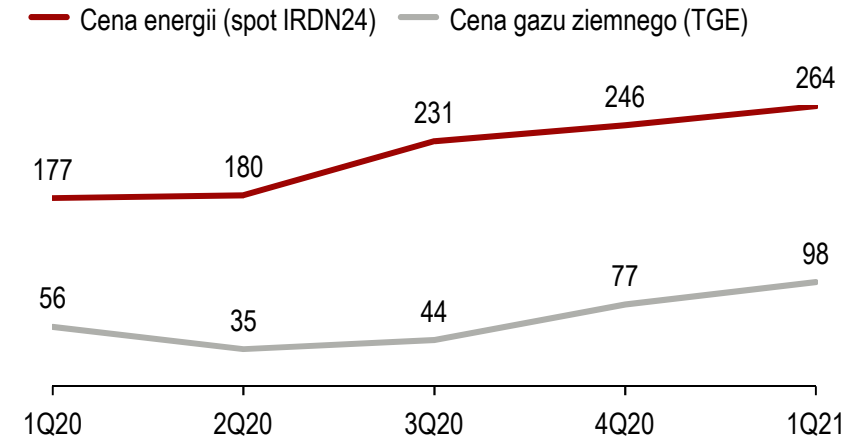
EBITDA LIFO

mln PLN



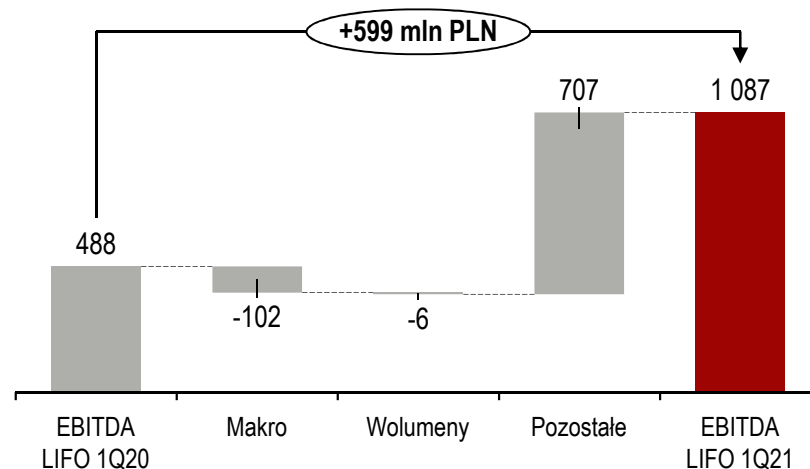
Cena energii i gazu (notowania rynkowe)

PLN/MWh



EBITDA LIFO – wpływ czynników*

mln PLN



- Ujemny wpływ makro (r/r) głównie w efekcie wzrostu cen gazu.
- Spadek wolumenów sprzedaży energii elektrycznej w PKN ORLEN o (-) 6% w efekcie postoju CCGT Płock.
- Pozostałe obejmują głównie:
 - 0,8 mld PLN (r/r) konsolidacji wyniku Grupy ENERGA
 - 0,2 mld PLN (r/r) zmiany metody konsolidacji spółki Baltic Power
 - (-) 0,2 mld PLN (r/r) aktualizacja rezerw na CO2.
- EBITDA LIFO 1Q21 zawiera:
 - 790 mln PLN wyniku Grupy ENERGA

Wyniki operacyjne przed odpisami aktualizującymi wartość aktywów trwałych: 1Q20 0 mln PLN / 1Q21 0 mln PLN

* Efekty makro i wolumenowy nie są kalkulowane dla Grupy ENERGA ze względu na jej konsolidację w ramach Grupy ORLEN od maja 2020r.

Energetyka – dane operacyjne

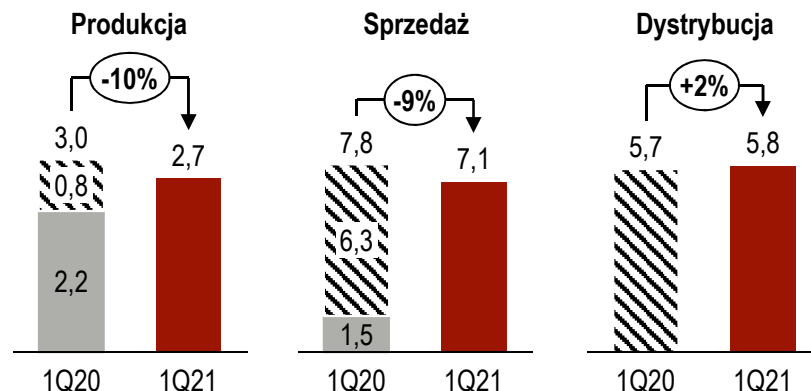
60% produkcji energii elektrycznej ze źródeł zero i niskoemisyjnych



Wolumeny

TWh

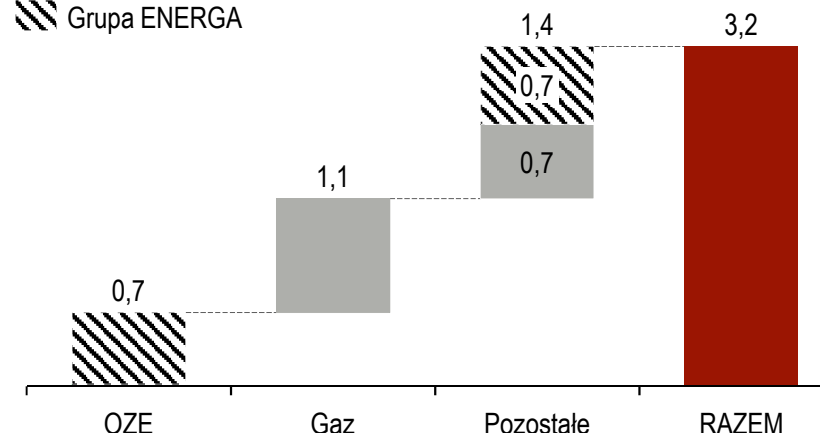
Grupa ENERGA



Moc zainstalowana

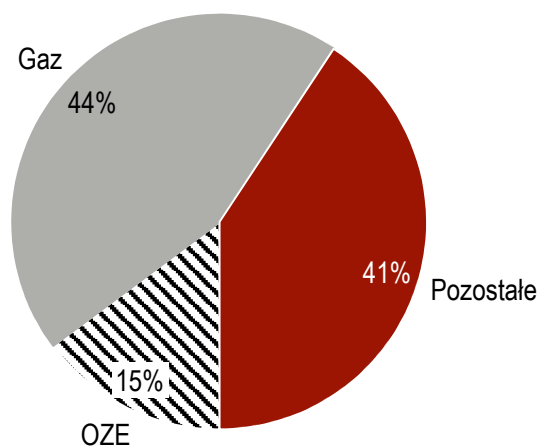
GWe

Grupa ENERGA



Produkcja energii elektrycznej – źródła wytwarzania

%



- Moc zainstalowana: 3,2 GWe (energia elektryczna) / 6,1 GWt (ciepło).
- Produkcja: 2,7 TWh (energia elektryczna) / 13,4 PJ (ciepło).
- Produkcja energii elektrycznej spadła o (-) 10% (r/r) głównie w efekcie postoju CCGT Płock. W energetyce konwencjonalnej odnotowaliśmy wzrost produkcji (r/r) w Ostrołęce w efekcie wyższego zapotrzebowania ze strony PSE. Dodatkowe moce wytwórcze OZE (20 MW Kanin).
- Sprzedaż energii elektrycznej spadła o (-) 9% (r/r) w efekcie niższej sprzedaży w obszarze hurtu (optymalizacja portfela) oraz spadku zużycia klientów biznesowych (wpływ COVID).
- Dystrybucja energii elektrycznej (w pełni realizowana przez Energa Operator) wzrosła o 2% (r/r) głównie w efekcie zwiększenia pracy zdalnej (wpływ COVID). Zauważalna tendencja przyrostu mocy przyłączonych OZE do sieci Energa Operator.
- Emisja CO2 wyniosła 2,4 mln ton.

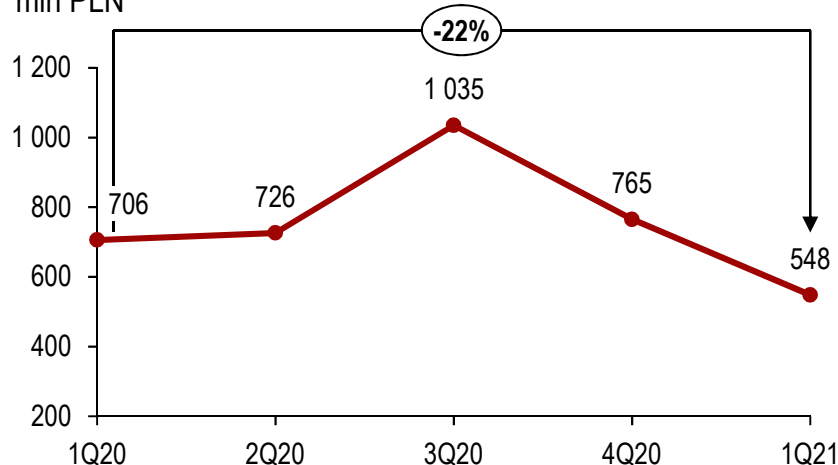
Detal – EBITDA LIFO

Ujemny wpływ niższych wolumenów sprzedaży i marż paliwowych



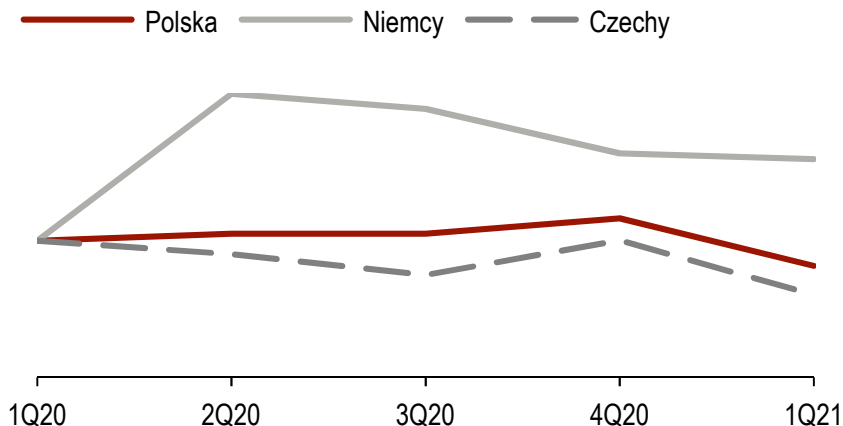
EBITDA LIFO

mln PLN



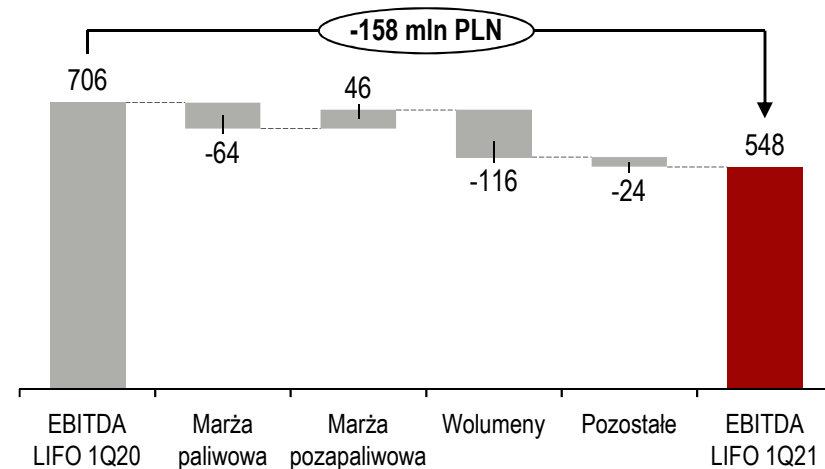
Marża paliwowa

% (kw/kw)



EBITDA LIFO – wpływ czynników

mln PLN



- Spadek wolumenów sprzedaży o (-) 13% (r/r), w tym: benzyna o (-) 15%, olej napędowy o (-) 11% i LPG o (-) 17%.
- Spadek marż paliwowych na rynku polskim i czeskim przy wyższych marżach na rynku niemieckim i porównywalnym poziomie marż na rynku litewskim (r/r).
- Wzrost marż pozapaliwowych na rynku polskim, czeskim i niemieckim przy porównywalnym poziomie marż na rynku litewskim (r/r).
- Wzrost punktów sprzedaży pozapaliwowej Stop Cafe/Star Connect o 74 (r/r).
- Wzrost punktów alternatywnego tankowania o 111 (r/r). Obecnie posiadamy 225 punktów alternatywnego tankowania, w tym: 180 punktów ładowania samochodów elektrycznych, 2 stacje wodorowe oraz 43 stacje CNG.
- Pozostałe obejmują głównie wyższe koszty funkcjonowania stacji paliw i koszty pracy.

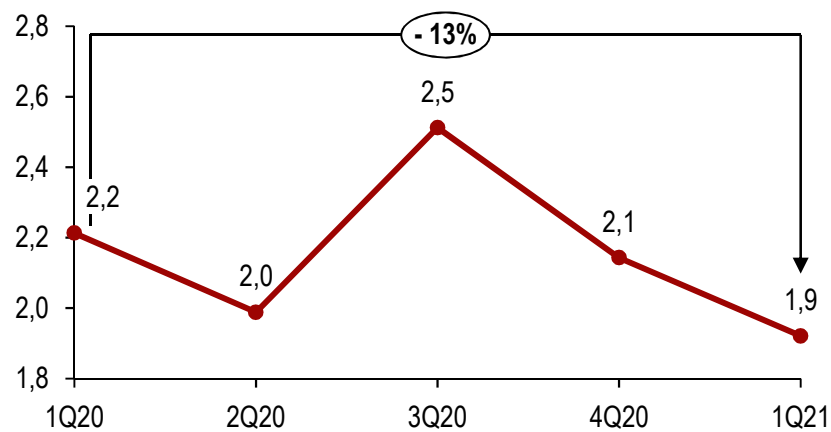
Detal – dane operacyjne

Prawie 80% stacji wyposażona w koncept pozapaliwowy



Wolumeny sprzedaży

mt



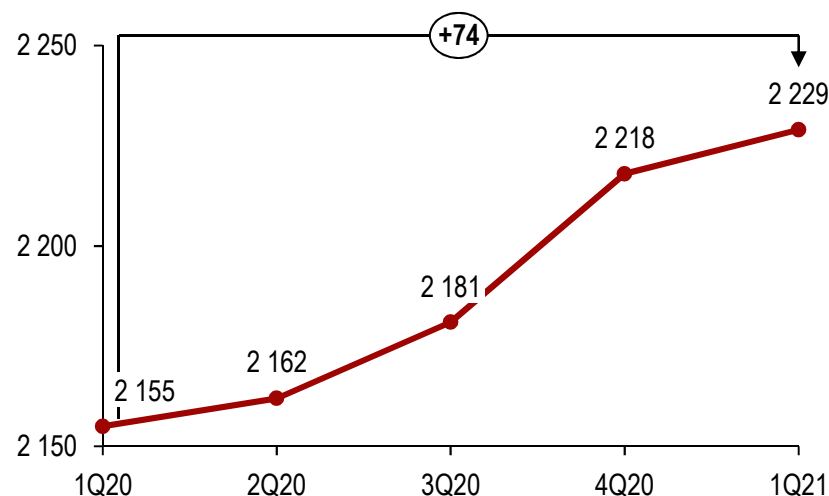
Liczba stacji i udziały rynkowe (wolumenowe)

#, %

	# stacji	Δ r/r	% rynku	Δ r/r
Polska	1 808	12	32,9	-1,3 pp
Niemcy	585	-1	6,4	-0,1 pp
Czechy	420	2	24,8	-0,1 pp
Litwa	29	3	4,4	-0,2 pp
Słowacja	14*	4	0,7	0,5 pp

Punkty sprzedaży pozapaliwowej Stop Cafe/Star Connect

#



- Spadek sprzedaży o (-) 13% (r/r), w tym: w Polsce o (-) 11%, w Niemczech o (-) 20%** w Czechach (-) 4% i na Litwie o (-) 15%.
- 2856 stacji paliw, tj. wzrost o 20 (r/r), w tym: w Polsce o 12, w Czechach o 2, na Litwie o 3 i na Słowacji o 4 przy spadku liczby stacji w Niemczech o 1.
- Spadek udziałów rynkowych (r/r) na wszystkich rynkach poza Słowacją.
- 2229 punktów sprzedaży pozapaliwowej Stop Cafe/Star Connect, w tym: 1729 w Polsce, 313 w Czechach, 146 w Niemczech, 28 na Litwie i 13 na Słowacji. Wzrost o 74 (r/r), w tym: w Polsce o 29, w Czechach o 6, w Niemczech o 22, na Litwie o 4 i na Słowacji o 13.
- 225 punktów alternatywnego tankowania, w tym: 144 w Polsce, 72 w Czechach i 9 w Niemczech. Wzrost o 111 (r/r), w tym: w Polsce o 102, w Czechach o 9 przy porównywalnej liczbie stacji w Niemczech.

* Na Słowacji posiadamy 20 stacji, z czego 14 funkcjonuje, a reszta zostanie włączona do sieci do końca w 2021r.

** Obejmuje również sprzedaż paliw poza siecią stacji własnych. Spadek sprzedaży wolumenowej na stacjach paliw ORLEN Deutschland o (-) 23% (r/r).

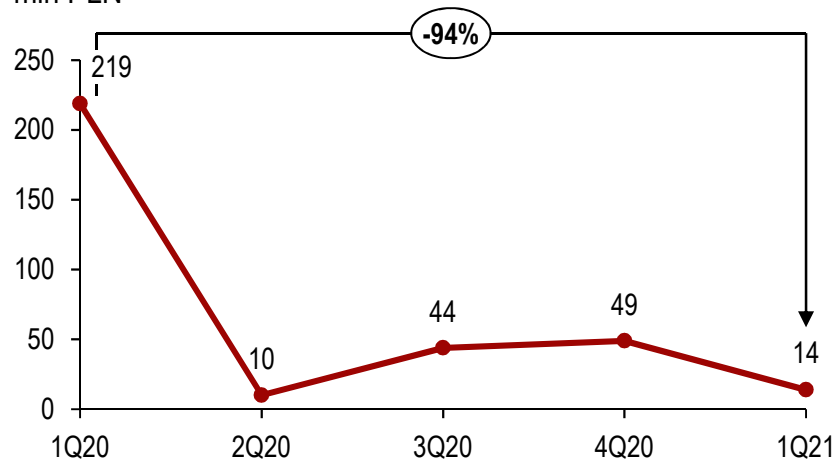
Wydobycie – EBITDA LIFO

Ujemny wpływ makro i niższych wolumenów sprzedaży



EBITDA LIFO

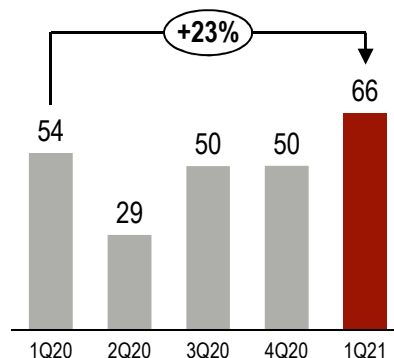
mln PLN



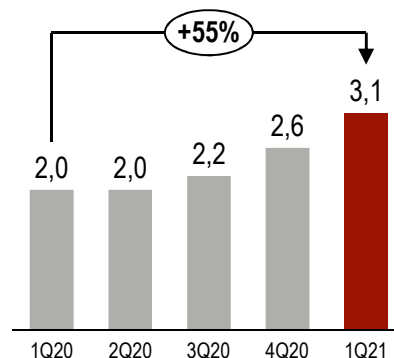
Cena ropy Canadian Light Sweet (CLS) i gazu AECO

CAD/bbl, CAD/mcf

Cena ropy CLS

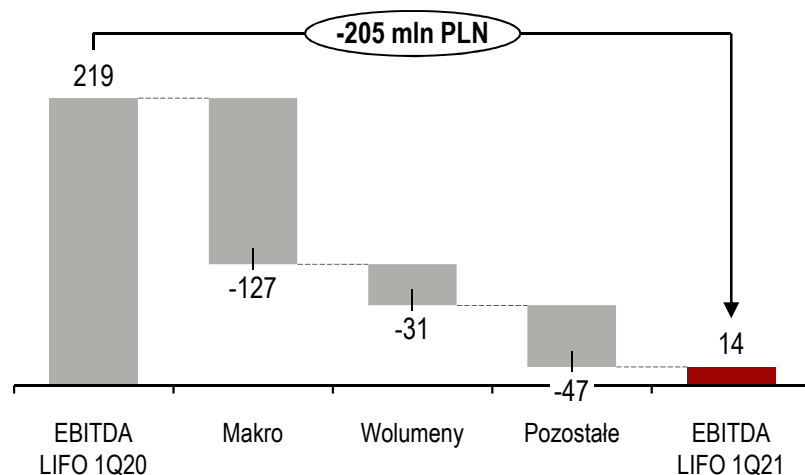


Cena gazu AECO



EBITDA LIFO – wpływ czynników

mln PLN



- Ujemny wpływ makro z tytułu braku dodatniego efektu transakcji zabezpieczających przepływy pieniężne z 1Q20 przy wzroście cen ropy, kondensatu gazowego i gazu (r/r).
- Spadek sprzedaży o (-) 24% (r/r) w efekcie niższego średniego wydobycia o (-) 4,0 tys. boe/d (r/r), w tym: w Kanadzie o (-) 4,3 tys. boe/d przy wzroście w Polsce o 0,3 tys. boe/d.
- Pozostałe obejmują głównie brak rozwiązanej w 1Q20 rezerwy na zobowiązania podatkowe związane z zakupem FX Energy przez ORLEN Upstream.

Wyniki operacyjne przed odpisami aktualizującymi wartość aktywów trwałych: 1Q20 (-) 496 mln PLN / 1Q21 0 mln PLN
Makro: marże 43 mln PLN, hedging (-) 170 mln PLN

Wydobycie – dane operacyjne

Spadek średniego wydobycia o (-) 4,0 tys. boe/d (r/r)



Polska



Łączne zasoby ropy i gazu (2P)

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

1Q21

Średnie wydobycie: 1,4 tys. boe/d (100% gaz)

EBITDA: (-) 9 mln PLN** / CAPEX: 16 mln PLN

- Zagospodarowanie posiadanych aktywów: po uruchomieniu wydobycia z KGZ Bystrowice w projekcie Miocen, trwa rozruch instalacji napowierzchniowej kopalni. W projekcie Edge kontynuowane są prace w zakresie zagospodarowania złóż Tuchola i Bajerze w oparciu o generowanie energii elektrycznej z gazu ziemnego zaazotowanego. Wspólnie z partnerem (PGNiG) realizowano również etap prac projektowych i formalno - prawnych dla zagospodarowania złoża gazu ziemnego Chwałęcín (projekt Płotki), jak również prace administracyjno-przetargowe związane z zagospodarowaniem odwiertu Sieraków-2H (projekt Sieraków), w którym wykonano drugi test produkcyjny.
- Prace wiertnicze: wiercenie otworu Bystrzek-1 w projekcie Płotki (udział ORLEN Upstream 49%). Osiągnięto głębokość końcową otworu wynoszącą 3100 m. W wyniku przeprowadzonych prac nie stwierdzono gazonośności i podjęto decyzję o likwidacji otworu.
- Prace sejsmiczne: trwa proces przetwarzania danych sejsmicznych Koczała-Miastko 3D (projekt Edge). W projekcie Karpaty rozpoczęto interpretację profili sejsmicznych 2D oraz zakończono prace kartograficzne z obszaru posiadanych w projekcie koncesji.

Kanada



Łączne zasoby ropy i gazu (2P)

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

1Q21

Średnie wydobycie: 14,8 tys. boe/d (44% węglowodory ciekłe)

EBITDA: 23 mln PLN** / CAPEX: 71 mln PLN

- Kontynuowano prace inwestycyjne związane z zagospodarowaniem posiadanych aktywów. Na obszarze Ferrier zakończono wiercenie 1 otworu (1,0 netto) oraz wykonano 3 (3,0 netto) zabiegi szczelinowania hydraulicznego, a następnie uruchomiono wydobycie z odwiertów. Na obszarze Lochend wykonano odwiert, szczelinowanie i podłączono do produkcji 1 odwiert (0,5 netto). Na obszarze Kakwa zakończono wiercenie 2 (2,0 netto) otworów.
- Realizowano dodatkowe zadania związane z optymalizacją wydobycia oraz instalacją infrastruktury przesyłowej oraz wyposażenia wglębnego otworów w kluczowych obszarach działalności.
- Na bieżąco prowadzone są działania proekologiczne mające na celu redukcję emisji gazów cieplarnianych i spełnienie wszystkich wymagań środowiskowych wprowadzonych przez rząd federalny i prowincjonalny Kanady, m.in. poprzez ograniczenia flarowania, przeciwdziałanie emisji metanu, regularne inspekcje i dostosowanie infrastruktury oraz modernizację silników i innych urządzeń wpływających na wielkość emisji.
- Dzięki korzystnej kombinacji cenowej poszczególnych strumieni węglowodorów zdecydowano na przejście na tzw. „głęboki przerób” na obszarze Kakwa. Wykorzystując korzystne prognozy cen NGL pozwoli to na zwiększenie realizowanej marży operacyjnej głównie dzięki zwiększeniu udziału frakcji ciekłej w wydobyciu.

* Dane na dzień 31.12.2020

** Wyniki operacyjne przed odpisami aktualizującymi wartość aktywów trwałych: 1Q21 0 mln PLN



Podsumowanie



Otoczenie makroekonomiczne



Wyniki finansowe i operacyjne



Płynność i inwestycje



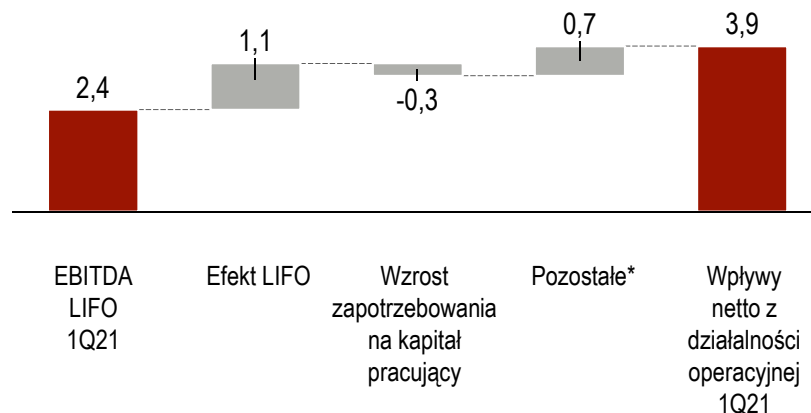
Perspektywy rynkowe

Przepływy pieniężne



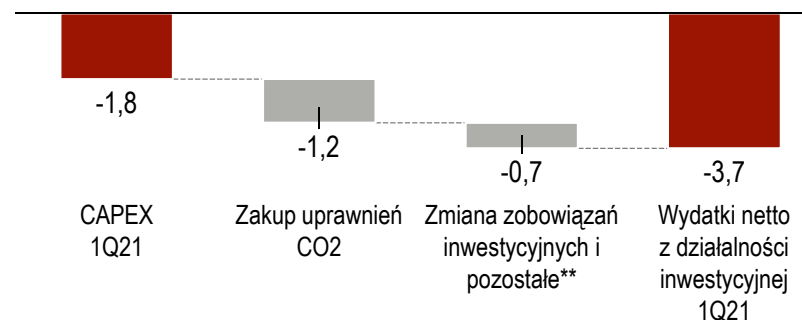
Przepływy z działalności operacyjnej

mld PLN



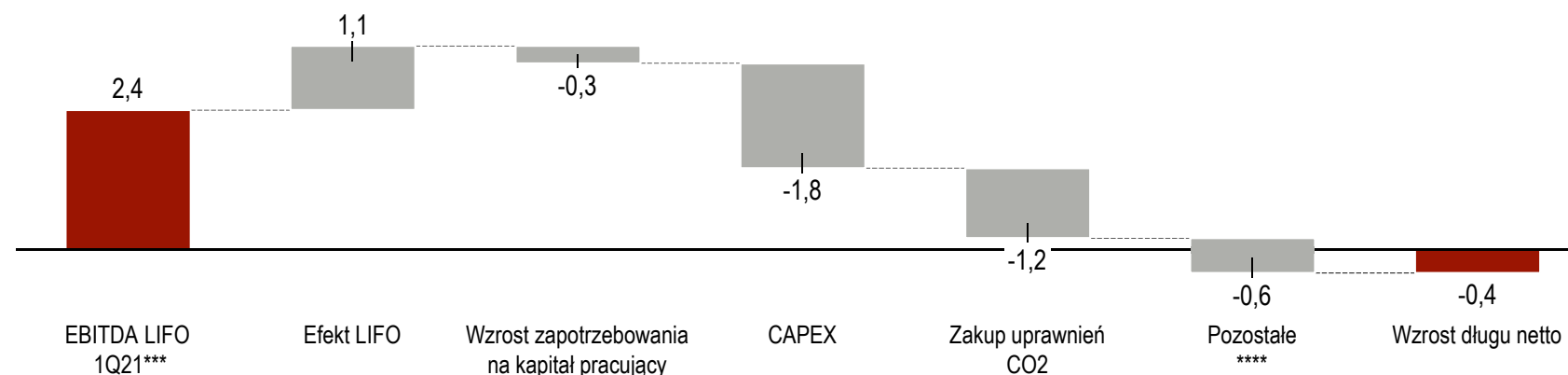
Przepływy z działalności inwestycyjnej

mld PLN



Wolne przepływy pieniężne 3M21

mld PLN



* Głównie korekta z tytułu zmiany stanu rezerw 1,1 mld PLN, zysk z działalności inwestycyjnej w wysokości (-) 0,4 mld PLN dotyczący głównie rozliczenia i wyceny pochodnych instrumentów finansowych oraz zysku na zmianie struktury właścicielskiej Baltic JV, rozliczenie dotacji na prawa majątkowe (-) 0,3 mld PLN, zapłacony podatek dochodowy (-) 0,1 mld PLN oraz depozyty zabezpieczające 0,3 mld PLN.

** W tym: zmiana stanu zobowiązań inwestycyjnych (-) 0,7 mld PLN, nabycie akcji/udziałów jednostek zależnych pomniejszone o środki pieniężne (-) 0,2 mld PLN, rozpoznanie prawa do użytkowania 0,3 mld PLN.

*** W tym: 0,2 mld PLN dodatniego wpływu z tytułu przeceny zapasów (NRV).

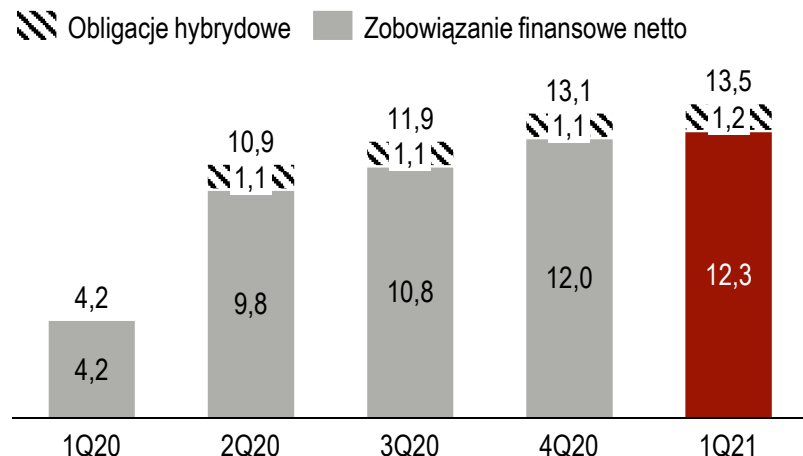
**** Głównie nabycie akcji/udziałów jednostek zależnych pomniejszone o środki pieniężne (-) 0,2 mld PLN, zapłacony podatek dochodowy (-) 0,1 mld PLN oraz zapłacone odsetki (-) 0,1 mld PLN.

Siła finansowa



Dług netto

mld PLN

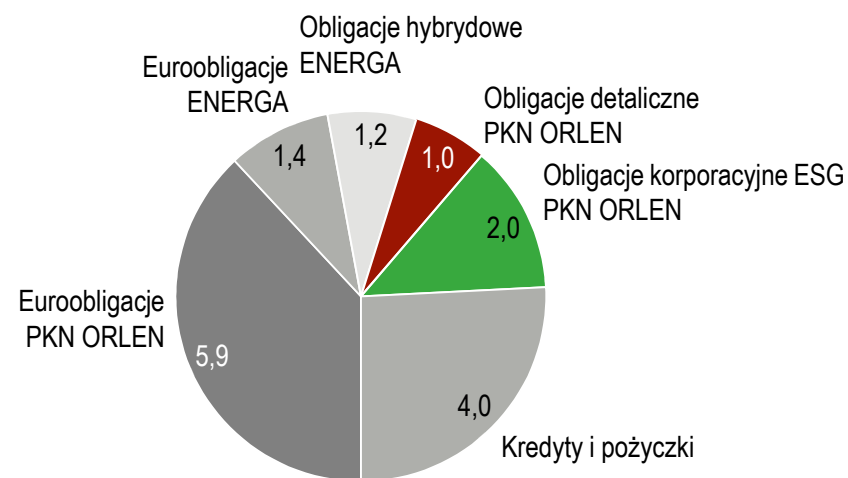


Dług netto/EBITDA*



Dług brutto – źródła finansowania

mld PLN



- Struktura walutowa długu brutto: EUR 55%, PLN 40%, CZK 5%
- Średni termin zapadalności zadłużenia: 2023r.
- Rating inwestycyjny: BBB- perspektywa stabilna (Fitch), Baa2 perspektywa pozytywna (Moody's).
- Kolejna emisja obligacji korporacyjnych opartych o rating ESG MSCI (wartość emisji: 1 mld PLN; tenor: 10 lat).
- Wzrost zadłużenia netto o (-) 0,4 mld PLN (kw/kw) głównie w efekcie wydatków inwestycyjnych na poziomie (-) 3,7 mld PLN, płatności zobowiązań z tytułu leasingu w wysokości (-) 0,2 mld PLN, zapłaconych odsetek w wysokości (-) 0,1 mld PLN oraz (-) 0,2 mld PLN wpływu netto ujemnych różnic kursowych z przeszacowania wyceny zadłużenia i odsetek przy dodatnich przepływach z działalności operacyjnej w wysokości 3,9 mld PLN.
- Zapasy obowiązkowe w bilansie na koniec 1Q21 wyniosły 5,1 mld PLN, w tym: 4,4 mld PLN w Polsce.

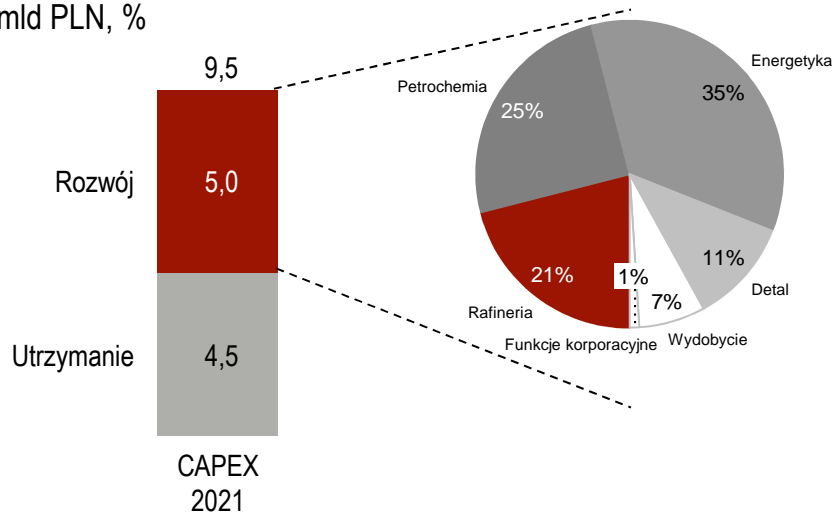
* Poziom długu netto przyjęty do obliczenia wskaźnika nie uwzględnia zadłużenia z tytułu project finance bez regresu i emisji obligacji hybrydowych

Nakłady inwestycyjne



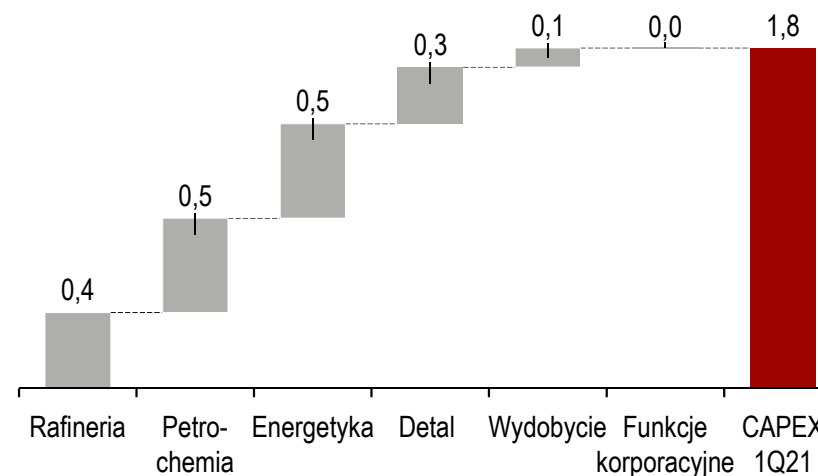
Planowany CAPEX

mld PLN, %



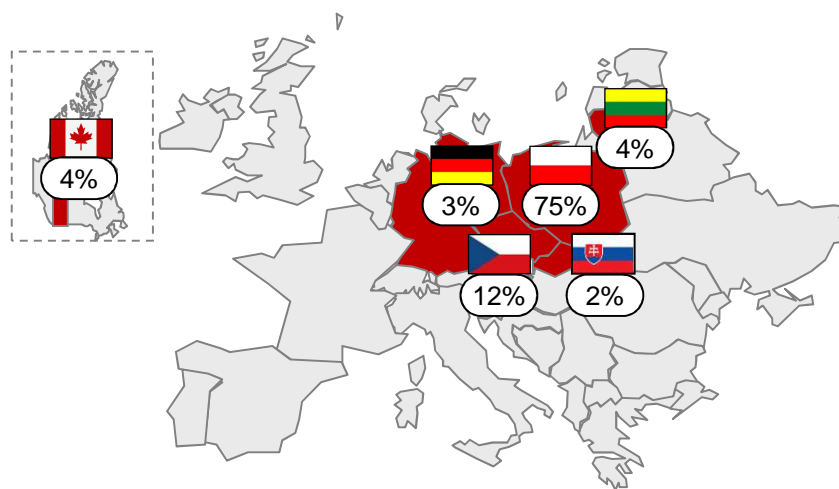
Zrealizowany CAPEX – podział na segmenty

mld PLN



Zrealizowany CAPEX – podział wg krajów

%



Projekty rozwojowe realizowane w 1Q21

Rafineria

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

Petrochemia

- Projekt rozbudowy zdolności produkcyjnych instalacji olefin w Płocku
- Rozbudowa zdolności produkcyjnych nawozów w Anwilu
- Budowa instalacji DCPD w Unipetrol

Energetyka

- Modernizacja obecnych aktywów oraz przyłączenie nowych odbiorców w GK ENERGA
- Projekt budowy morskich farm wiatrowych na Bałtyku
- Rozwój sieci ładowania samochodów elektrycznych (13 nowych stacji)

Detal

- Stacje paliw - otwarto/włączono do sieci łącznie 8 stacji paliw, 7 zamknięto/zakończono współpracę, zmodernizowano 3 stacje
- Sprzedaż pozapaliwowa - otwarto 11 punktów Stop Cafe/Star Connect

Wydobycie

- Kanada / Polska – koncentracja na projektach Kakwa i Ferrier / Egde, Miocen i Płotki



Podsumowanie



Otoczenie makroekonomiczne



Wyniki finansowe i operacyjne



Płynność i inwestycje



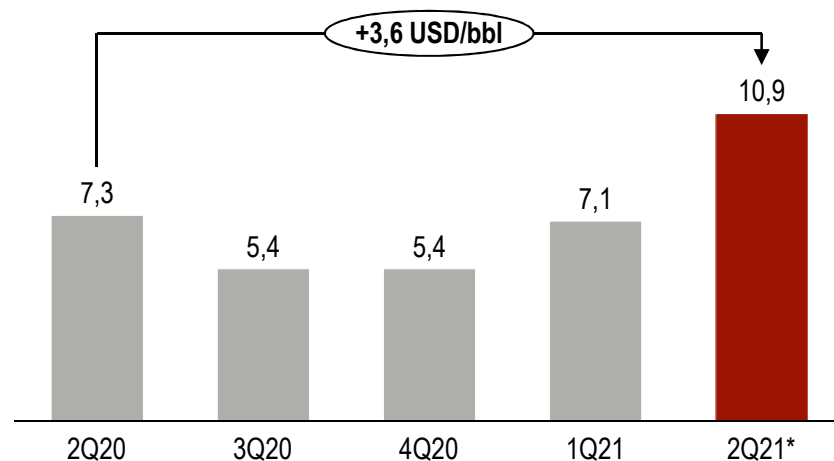
Perspektywy rynkowe

Otoczenie makroekonomiczne 2Q21



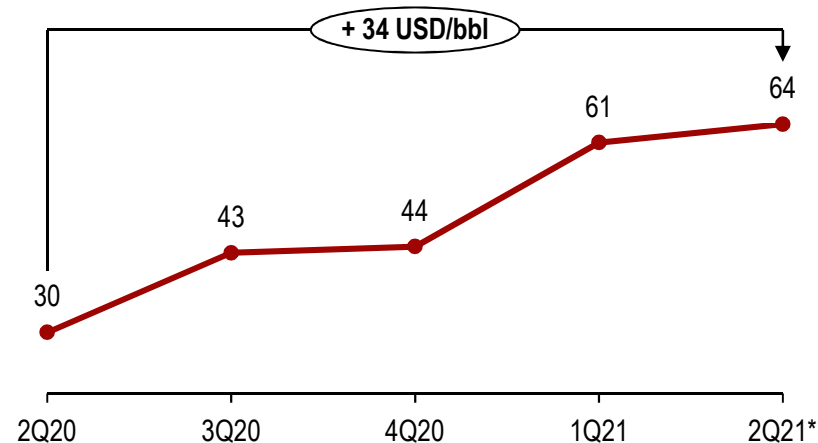
Modelowa marża downstream

USD/bbl



Średnia cena ropy Brent

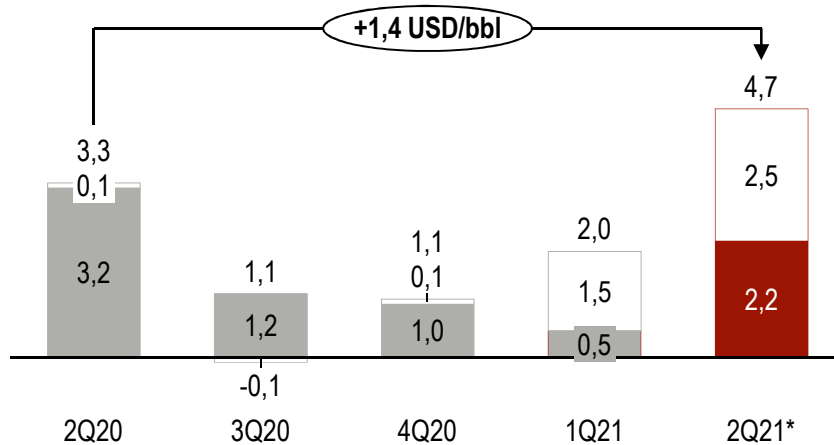
USD/bbl



Modelowa marża rafineryjna i dyferencjał Brent/Ural

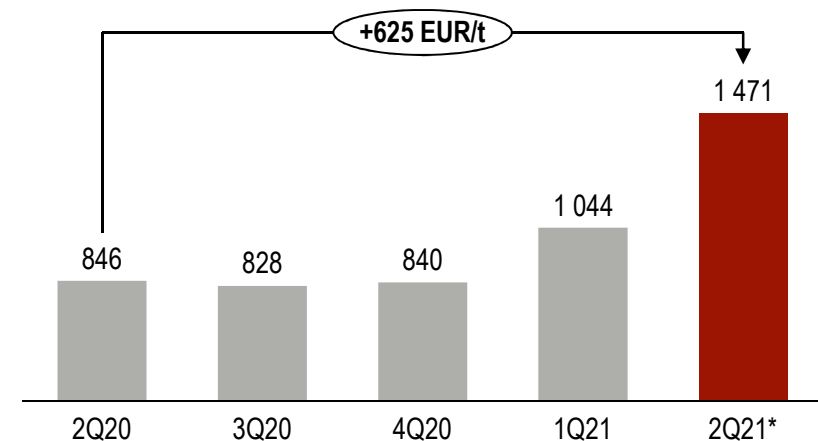
USD/bbl

□ dyferencjał ■ marża



Modelowa marża petrochemiczna

EUR/t



* Dane do dnia 23.04.2021



Makro

- Ropa Brent – oczekujemy wzrostu cen ropy w porównaniu do średniej z 2020r. głównie w efekcie prognozowanego silnego wzrostu popytu na paliwa w drugiej połowie 2021r. (program szczepień na COVID-19). W okresie marzec-sierpień prognozowany jest rekordowy wzrost globalnego popytu na ropę o ponad 5 mbd, niemożliwy bez redukcji wydobycia Arabii Saudyjskiej o 2 mbd, czego oczekiwano przy cenie ropy 65 USD/bbl. Decyzja Arabii Saudyjskiej o utrzymaniu jednostronnego cięcia wydobycia zaskoczyła rynki i podniosła benchmark do 70 USD/bbl, co doprowadziło do korekty w górę prognoz cen ropy z 60\$/b do 66\$/b w 2021r. Trzecia fala pandemii i restrykcyjne ograniczenia aktywności gospodarczej powstrzymały jednak wzrosty i w drugiej połowie marca cena ropy spadła.
- Marża rafineryjna – oczekujemy wzrostu marży rafineryjnej w porównaniu do średniej z 2020r., w efekcie ożywienia gospodarczego po COVID-19 oraz stopniowej redukcji nadwyżki produkcyjnej szacowanej na ok. 4,2 mbd (2020-2025). Do końca 1Q21 zredukowano/ogłoszono redukcję mocy o 2,7 mbd.
- Marża petrochemiczna – oczekujemy, utrzymania marży petrochemicznej na poziomie średniej z 2020r. tj. ok. 800 EUR/t. Petrochemia jest ściśle skorelowana z PKB, które mocno spadło w efekcie pandemii COVID-19. Obecnie obserwujemy bardzo wysokie marże na poliolefinach, w efekcie ograniczeń podażowych, w tym: słabego otoczenia makro w segmencie rafinerii (redukcja przerobu=mniej wsadu na petrochemię), postojów remontowych Steam Cracker'ów (część postojów przełożonych z 2020r.) oraz wyłączenia 75% zdolności produkcyjnych propylenu w USA (burze śnieżne), braku zapasów oraz problemów logistycznych (niski import polietylenu do Europy) przy wzroście popytu (głównie sektor automotive i opakowań).
- W krótkich okresach marże rafineryjne i petrochemiczne będą pod wpływem wahań cen ropy naftowej (wzrosty będą obniżać marże, a spadki poprawiać).



Gospodarka

- Prognozy PKB* – Polska 4,1%, Czechy 2,2%, Litwa 2,9%, Niemcy 3,8%.
- Konsumpcja paliw – oczekiwany wzrost popytu na paliwa w drugiej połowie roku w efekcie prognozowanego ożywienia gospodarczego po COVID-19.



Regulacje

- Narodowy Cel Wskaźnikowy (NCW) – poziom bazowy w 2021r. wynosi 8,7%. PKN ORLEN będzie mógł skorzystać z możliwości redukcji wskaźnika do 5,707%.
- Podatek detaliczny – obciążenie podatkiem od przychodów ze sprzedaży detalicznej.
- Rynek mocy – dodatkowe przychody w ramach wsparcia energetyki.

* Polska (NBP, marzec 2021); Niemcy (CE, marzec 2021); Czechy (CNB, luty 2021); Litwa (LB, luty 2021)

Dziękujemy za uwagę



ORLEN

W celu uzyskania dalszych informacji o PKN ORLEN, prosimy o kontakt z Biurem Relacji Inwestorskich:

telefon: + 48 24 256 81 80

faks: + 48 24 367 77 11

e-mail: ir@orlen.pl

www.orlen.pl



Slajdy pomocnicze

Wyniki – podział na kwartały



mln PLN	1Q20	4Q20	1Q21	Δ (r/r)	3M20	3M21	Δ
Przychody	22 077	23 175	24 562	11%	22 077	24 562	11%
EBITDA LIFO	1 607	2 773	2 395	49%	1 607	2 395	49%
efekt LIFO	-2 072	-103	1 142	-	-2 072	1 142	-
EBITDA	-465	2 670	3 537	-	-465	3 537	-
Amortyzacja	-935	-1 301	-1 292	-38%	-935	-1 292	-38%
EBIT LIFO	672	1 472	1 103	64%	672	1 103	64%
EBIT	-1 400	1 369	2 245	-	-1 400	2 245	-
Wynik netto	-2 245	25	1 882	-	-2 245	1 882	-

Wyniki operacyjne przed odpisami aktualizującymi wartość aktywów trwałych: 1Q20 (-) 504 mln PLN / 4Q20 (-) 949 mln PLN / 1Q21 (-) 4 mln PLN
 NRV: 1Q20 (-) 1 609 mln PLN / 4Q20 358 mln PLN / 1Q21 193 mln PLN

Wyniki – podział na segmenty



1Q21 mln PLN	Rafineria	Petrochemia	Energetyka	Detal	Wydobycie	Funkcje korporacyjne	RAZEM
EBITDA LIFO	-191	659	1 087	548	14	278	2 395
Efekt LIFO	1 074	68	-	-	-	-	1 142
EBITDA	883	727	1 087	548	14	278	3 537
Amortyzacja	-329	-249	-376	-206	-75	-57	-1 292
EBIT	554	478	711	342	-61	221	2 245
EBIT LIFO	-520	410	711	342	-61	221	1 103

1Q20 mln PLN	Rafineria	Petrochemia	Energetyka	Detal	Wydobycie	Funkcje korporacyjne	RAZEM
EBITDA LIFO	-353	766	488	706	219	-219	1 607
Efekt LIFO	-1 946	-126	-	-	-	-	-2 072
EBITDA	-2 299	640	488	706	219	-219	-465
Amortyzacja	-280	-227	-117	-167	-94	-50	-935
EBIT	-2 579	413	371	539	125	-269	-1 400
EBIT LIFO	-633	539	371	539	125	-269	672

Wyniki operacyjne przed odpisami aktualizującymi wartość aktywów trwałych: 1Q20 (-) 504 mln PLN / 1Q21 (-) 4 mln PLN
 NRV: 1Q20 (-) 1 609 mln PLN / 1Q21 193 mln PLN

EBITDA LIFO – podział na segmenty



mln PLN	1Q20	4Q20	1Q21	Δ (r/r)	3M20	3M21	Δ
Rafineria	-353	-128	-191	46%	-353	-191	46%
Petrochemia	766	558	659	-14%	766	659	-14%
Energetyka	488	1 124	1 087	123%	488	1 087	123%
Detal	706	765	548	-22%	706	548	-22%
Wydobycie	219	49	14	-94%	219	14	-94%
Funkcje korporacyjne	-219	405	278	-	-219	278	-
EBITDA LIFO	1 607	2 773	2 395	49%	1 607	2 395	49%

Wyniki operacyjne przed odpisami aktualizującymi wartość aktywów trwałych: 1Q20 (-) 504 mln PLN / 4Q20 (-) 949 mln PLN / 1Q21 (-) 4 mln PLN
 NRV: 1Q20 (-) 1 609 mln PLN / 4Q20 358 mln PLN / 1Q21 193 mln PLN

Wyniki – podział na spółki



1Q21 mIn PLN	PKN ORLEN	Unipetrol ²	ORLEN Lietuva ²	ENERGA ²	Pozostałe i korekty konsolidacyjne	RAZEM
Przychody	15 853	4 347	2 848	3 441	-1 927	24 562
EBITDA LIFO	818	147	66	790	574	2 395
Efekt LIFO ¹	820	235	64	-	23	1 142
EBITDA	1 638	382	130	790	597	3 537
Amortyzacja	501	239	36	263	253	1 292
EBIT	1 137	143	94	527	344	2 245
EBIT LIFO	317	-92	30	527	321	1 103
Przychody finansowe	481	34	15	89	-68	551
Koszty finansowe	-546	-31	-13	-79	49	-620
Wynik netto	964	115	89	431	283	1 882

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

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

mln PLN	1Q20	4Q20	1Q21	Δ (r/r)	3M20	3M21	Δ
Przychody	3 136	2 727	2 848	-9%	3 136	2 848	-9%
EBITDA LIFO	-753	83	66	-	-753	66	-
EBITDA	-696	-3	130	-	-696	130	-
EBIT	-730	-40	94	-	-730	94	-
Wynik netto	-608	-99	89	-	-608	89	-

- Spadek przychodów ze sprzedaży w efekcie niższych (r/r) wolumenów rafineryjnych, przy wzroście notowań produktów i wyższych wolumenach petrochemicznych.
- Spadek wykorzystania mocy rafineryjnych o (-) 21 pp (r/r) głównie z uwagi na utrzymującą się niekorzystną sytuację makroekonomiczną. Wzrost uzysku paliw o 4 p.p. (r/r) w rezultacie wyższego udziału rop niskosiarkowych w strukturze przerobu oraz braku postoju remontowego z przełomu marca/ kwietnia 2020 roku.
- EBITDA LIFO wyższa o 819 mln PLN (r/r) głównie w efekcie braku ujemnego wpływu przeszacowania zapasów do cen możliwych do uzyskania (NRV) z I kw. 2020 roku w wysokości 912 mln PLN (r/r), pozytywnego wpływu wykorzystania historycznych warstw zapasów oraz wyższych marż handlowych (r/r). Ujemny wpływ parametrów makro obejmujących dyferencjał U/B i marże na średnich destylatach, niższych wolumenów sprzedaży oraz transakcji zabezpieczających przepływy pieniężne.
- CAPEX 1Q21: 63 mln PLN.

mln PLN	1Q20	4Q20	1Q21	Δ (r/r)	3M20	3M21	Δ
Przychody	4 054	3 636	4 347	7%	4 054	4 347	7%
EBITDA LIFO	-100	71	147	-	-100	147	-
EBITDA	-258	17	382	-	-258	382	-
EBIT	-457	-214	143	-	-457	143	-
Wynik netto	-363	-264	115	-	-363	115	-

- Wzrost przychodów ze sprzedaży w efekcie wyższych notowań produktów rafineryjnych i petrochemicznych oraz wyższych wolumenów petrochemicznych przy niższej sprzedaży w segmencie rafineryjnym i detalicznym (restrykcje związane z COVID-19).
- Porównywalny (r/r) poziom wskaźnika wykorzystania mocy rafineryjnych (pomimo braku wpływu przeglądu remontowego rafinerii w Kralupach z 1Q20) wynikający z ograniczonego popytu rynkowego na paliwa oraz niestabilnej pracy instalacji PE3. Uzysk paliw na porównywalnym poziomie (r/r).
- EBITDA LIFO wyższa o 247 mln PLN (r/r) w efekcie braku ujemnego wpływu przeszacowania zapasów do cen możliwych do uzyskania (NRV) z I kw. 2020 roku w wysokości 890 mln PLN (r/r), pozytywnego wpływu wykorzystania warstw zapasów oraz wyższych wolumenów petrochemicznych przy ujemnym wpływie (r/r) parametrów makro, w tym głównie transakcji zabezpieczających oraz marż handlowych.
- CAPEX 1Q21: 247 mln PLN.

mln PLN	1Q20	4Q20	1Q21	Δ (r/r)	3M20	3M21	Δ
Przychody	3 289	3 378	3 460	5%	3 289	3 460	5%
EBITDA	568	482	758	33%	568	758	33%
EBIT	304	223	494	63%	304	494	63%
Wynik netto	111	238	384	246%	111	384	246%

- Wzrost przychodów ze sprzedaży to efekt wyższych przychodów w Linii Biznesowej Wytwarzanie (wyższa produkcja energii w Elektrowni Ostrołęka, wyższe ceny sprzedaży energii oraz wdrożenie Rynku Mocy od 2021 roku).
- EBITDA Grupy Energa wyższa o 190 mln PLN (r/r) z uwagi na wyższe wyniki osiągnięte przez wszystkie Linie Biznesowe:
 - 110 mln PLN – Linia Biznesowa Sprzedaż – dynamiczny wzrost wyników w ujęciu (r/r) to w głównej mierze efekt niskiej bazy (w 2020 roku obowiązywała niższa taryfa Prezesa URE dla gospodarstw domowych), a także poprawy rentowności w sprzedaży do klientów biznesowych,
 - 35 mln PLN – Linia Biznesowa Wytwarzanie – efekt wdrożenia Rynku Mocy oraz większej produkcji i wyższych cen sprzedaży w elektrowniach wodnych,
 - 27 mln PLN – Linia Biznesowa Dystrybucja – efekt zdarzeń jednorazowych (rozwiązanie rezerw aktuarialnych oraz ugoda z PKN ORLEN).
- CAPEX 1Q21: 345 mln PLN.

Dane produkcyjne



Grupa ORLEN	1Q20	4Q20	1Q21	Δ (r/r)	Δ (kw/kw)	3M20	3M21	Δ
Przerób ropy naftowej (tys.t)	7 683	7 391	6 237	-19%	-16%	7 683	6 237	-19%
Wykorzystanie mocy przerobowych	88%	84%	72%	-16 pp	-12 pp	88%	72%	-16 pp
PKN ORLEN ¹								
Przerób ropy naftowej (tys.t)	3 926	3 671	3 040	-23%	-17%	3 926	3 040	-23%
Wykorzystanie mocy przerobowych	97%	90%	76%	-21 pp	-14 pp	97%	76%	-21 pp
Uzysk paliw ⁴	84%	77%	77%	-7 pp	0 pp	84%	77%	-7 pp
Uzysk lekkich destylatów ⁵	34%	32%	32%	-2 pp	0 pp	34%	32%	-2 pp
Uzysk średnich destylatów ⁶	50%	45%	45%	-5 pp	0 pp	50%	45%	-5 pp
Unipetrol ²								
Przerób ropy naftowej (tys.t)	1 646	1 739	1 640	0%	-6%	1 646	1 640	0%
Wykorzystanie mocy przerobowych	76%	80%	76%	0 pp	-4 pp	76%	76%	0 pp
Uzysk paliw ⁴	82%	79%	82%	0 pp	3 pp	82%	82%	0 pp
Uzysk lekkich destylatów ⁵	35%	34%	36%	1 pp	2 pp	35%	36%	1 pp
Uzysk średnich destylatów ⁶	47%	45%	46%	-1 pp	1 pp	47%	46%	-1 pp
ORLEN Lietuva ³								
Przerób ropy naftowej (tys.t)	2 028	1 915	1 472	-27%	-23%	2 028	1 472	-27%
Wykorzystanie mocy przerobowych	80%	75%	59%	-21 pp	-16 pp	80%	59%	-21 pp
Uzysk paliw ⁴	74%	75%	78%	4 pp	3 pp	74%	78%	4 pp
Uzysk lekkich destylatów ⁵	30%	32%	32%	2 pp	0 pp	30%	32%	2 pp
Uzysk średnich destylatów ⁶	44%	43%	46%	2 pp	3 pp	44%	46%	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

Dźwignia finansowa = dług netto / kapitał własny wyliczone wg średniego stanu bilansowego w okresie

Dług netto = (krótkoterminowe + długoterminowe zobowiązania z tytułu kredytów, pożyczek i dłużne pap. wart.) – środki pieniężne

Zastrzeżenia prawne



Niniejsza prezentacja została przygotowana przez PKN ORLEN („PKN ORLEN” lub „Spółka”). Ani niniejsza Prezentacja, ani jakakolwiek kopia niniejszej Prezentacji nie może być powielona, rozpowszechniona ani przekazana, bezpośrednio lub pośrednio, jakiejkolwiek osobie w jakimkolwiek celu bez wiedzy i zgody PKN ORLEN. Powielanie, rozpowszechnianie i przekazywanie niniejszej Prezentacji w innych jurysdykcjach może podlegać ograniczeniom prawnym, a osoby do których może ona dotrzeć, powinny zapoznać się z wszelkimi tego rodzaju ograniczeniami oraz stosować się do nich. Nieprzestrzeganie tych ograniczeń może stanowić naruszenie obowiązującego prawa.

Niniejsza Prezentacja nie zawiera kompletnej ani całościowej analizy finansowej lub handlowej PKN ORLEN ani Grupy PKN ORLEN, jak również nie przedstawia jej pozycji i perspektyw w kompletny ani całościowy sposób. PKN ORLEN przygotował Prezentację z należytą starannością, jednak może ona zawierać pewne nieścisłości lub opuszczenia. Dlatego zaleca się, aby każda osoba zamierzająca podjąć decyzję inwestycyjną odnośnie jakichkolwiek papierów wartościowych wyemitowanych przez PKN ORLEN lub jej spółkę zależną opierała się na informacjach ujawnionych w oficjalnych komunikatach PKN ORLEN zgodnie z przepisami prawa obowiązującymi PKN ORLEN.

Niniejsza Prezentacja oraz związane z nią slajdy oraz ich opisy mogą zawierać stwierdzenia dotyczące przyszłości. Jednakże, takie prognozy nie mogą być odbierane jako zapewnienie czy projekcje co do oczekiwanych przyszłych wyników PKN ORLEN lub spółek grupy PKN ORLEN. Prezentacja nie może być rozumiana jako prognoza przyszłych wyników PKN ORLEN i Grupy PKN ORLEN.

Należy zauważyć, że tego rodzaju stwierdzenia, w tym stwierdzenia dotyczące oczekiwań co do przyszłych wyników finansowych, nie stanowią gwarancji czy zapewnienia, że takie zostaną osiągnięte w przyszłości. Prognozy Zarządu są oparte na bieżących oczekiwaniach lub poglądach członków Zarządu Spółki i są zależne od szeregu czynników, które mogą powodować, że faktyczne wyniki osiągnięte przez PKN ORLEN będą w sposób istotny różnić się od wyników opisanych w tym dokumencie. Wiele spośród tych czynników pozostaje poza wiedzą, świadomością i/lub kontrolą Spółki czy możliwością ich przewidzenia przez Spółkę.

W odniesieniu do wyczerpującego charakteru lub rzetelności informacji przedstawionych w niniejszej Prezentacji nie mogą być udzielone żadne zapewnienia ani oświadczenia. Ani PKN ORLEN, ani jej dyrektorzy, członkowie kierownictwa, doradcy lub przedstawiciele takich osób nie ponoszą żadnej odpowiedzialności z jakiegokolwiek powodu wynikającego z dowolnego wykorzystania niniejszej Prezentacji. Ponadto, żadne informacje zawarte w niniejszej Prezentacji nie stanowią zobowiązań ani oświadczenia ze strony PKN ORLEN, jej kierownictwa czy dyrektorów, Akcjonariuszy, podmiotów zależnych, doradców lub przedstawicieli takich osób.

Niniejsza Prezentacja została sporządzona wyłącznie w celach informacyjnych i nie stanowi oferty kupna bądź sprzedaży ani oferty mającej na celu pozyskanie oferty kupna lub sprzedaży jakichkolwiek papierów wartościowych bądź instrumentów lub uczestnictwa w jakiejkolwiek przedsięwzięciu handlowym. Niniejsza Prezentacja nie stanowi oferty ani zaproszenia do dokonania zakupu bądź zapisu na jakiegokolwiek papierze wartościowym w dowolnej jurysdykcji i żadne postanowienia w niej zawarte nie będą stanowić podstawy żadnej umowy, zobowiązania lub decyzji inwestycyjnej, ani też nie należy na niej polegać w związku z jakąkolwiek umową, zobowiązaniem lub decyzją inwestycyjną.



ORLEN

W celu uzyskania dalszych informacji o PKN ORLEN, prosimy o kontakt z Biurem Relacji Inwestorskich:

telefon: + 48 24 256 81 80

faks: + 48 24 367 77 11

e-mail: ir@orlen.pl

www.orlen.pl