




Skonsolidowane wyniki finansowe Grupy ORLEN 2 kwartał 2021r.

29 lipca 2021r.

 [#ORLEN2Q21@PKN_ORLEN](https://twitter.com/ORLEN2Q21@PKN_ORLEN)



Podsumowanie kwartału



Otoczenie rynkowe



Wyniki finansowe i operacyjne



Siła finansowa



Perspektywy

Podsumowanie 2Q21



Wyniki finansowe i operacyjne

- EBITDA LIFO: 3,2 mld PLN; wzrost o 1,2 mld PLN (r/r)
- Marża downstream: 9,8 USD/bbl; wzrost o 34% (r/r)
- Przerób ropy: 6,8 mt; wzrost o 10% (r/r) / 78% wykorzystania mocy
- Sprzedaż: 9,3 mt; wzrost o 9% (r/r)



Sytuacja finansowa

- Przepływy z działalności operacyjnej: 5,1 mld PLN
- Nakłady inwestycyjne: 2,4 mld PLN
- Dług netto: 11,5 mld PLN
- Dług netto/EBITDA: 0,87
- Rating inwestycyjny: BBB- perspektywa pozytywna (Fitch), Baa2 perspektywa pozytywna (Moody's).
- PKN ORLEN jako pierwsza spółka z Polski wyemitował zielone euroobligacje o wartości 500 mln EUR.
- ZWZ PKN ORLEN zatwierdziło rekomendowaną przez Zarząd wypłatę dywidendy za 2020r. na poziomie 3,50 PLN na akcję.

Najważniejsze wydarzenia

- MAP wraz z PKN ORLEN, PGNiG i Grupą LOTOS potwierdziły bezgotówkową strukturę połączenia spółek (pozytywna ocena agencji ratingowej Fitch).
- Komisja Europejska wydłużyła czas na wybór partnera do środków zaradczych do 14 listopada 2021r. w ramach przejęcia Grupy LOTOS.
- PKN ORLEN złożył wniosek do UOKiK o zgodę na przejęcie PGNiG.
- Otwarcie Centrum Badawczo-Rozwojowego w Płocku.
- Rozpoczęcie rozbudowy Kompleksu Olefin w Płocku (największa inwestycja petrochemiczna w Europie).
- ORLEN najcenniejszą polską marką wycenianą na 10 mld PLN.
- ORLEN Litwa przejęła kontrolę nad jedynym kolejowym terminalem przeładunkowym przy granicy polsko-litewskiej.
- Pierwszy punkt sklepowo-gastronomiczny „ORLEN w ruchu” otwarty w Warszawie.
- PKN ORLEN aktywnie wspiera rozwój innowacji w Polsce.

ESG

- Neutralność emisyjna w 2050r.
- THE WORLD'S MOST ETHICAL COMPANY 2021
- TOP EMPLOYER POLSKA 2021
- Ratingi ESG - 5 miejsce na 86 firm z segmentu Oil & Gas Refining and Marketing (Agencja Sustainalytics) / rating A (MSCI)
- Uruchomienie programu „HYDROGEN EAGLE” zakładającego budowę międzynarodowej sieci hubów wodorowych zasilanych odnawialnymi źródłami energii oraz budowę ponad 100 stacji tankowania wodorem.
- ORLEN Południe finalizuje inwestycję w ekologiczny glikol.
- ORLEN Południe wspólnie z PGNiG rozwijają obszar produkcji biometanu.
- ORLEN jako największy sponsor polskiego sportu i kultury publikuje pierwszy raport sponsoringowy.
- PKN ORLEN po raz siódmy z rządu otrzymał Złoty Listek CSR Polityki
- Fundacja ORLEN przekaże kolejne 2 miliony złotych na wsparcie lokalnych społeczności w ramach czwartej edycji programu „Moje miejsce na Ziemi”.



Podsumowanie kwartału



Otoczenie rynkowe



Wyniki finansowe i operacyjne



Siła finansowa



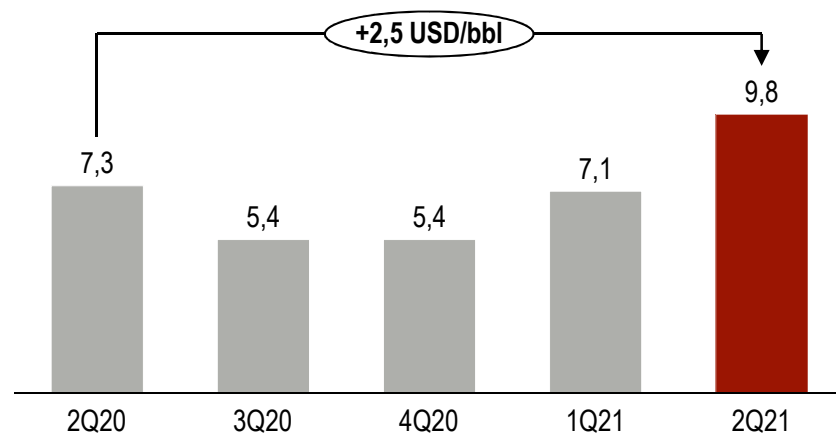
Perspektywy

Otoczenie makroekonomiczne 2Q21



Modelowa marża downstream

USD/bbl



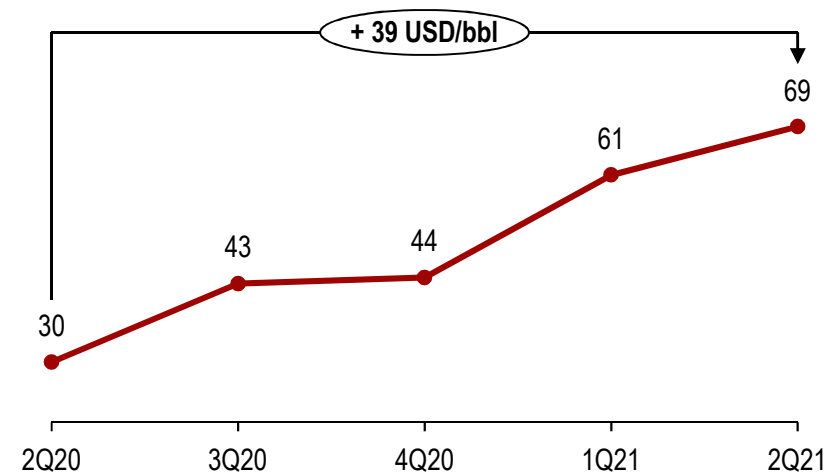
Struktura produktowa marży downstream

Marże (crack) z notowań

Produkty rafineryjne (USD/t)	2Q20	1Q21	2Q21	Δ (r/r)
ON	62	32	37	-40%
Benzyna	58	104	144	148%
Ciężki olej opałowy	-62	-122	-152	-145%
SN 150	163	348	713	337%
Produkty petrochemiczne (EUR/t)				
Etylen	478	559	627	31%
Propylen	421	515	603	43%
Benzen	39	306	672	1623%
PX	327	243	334	2%

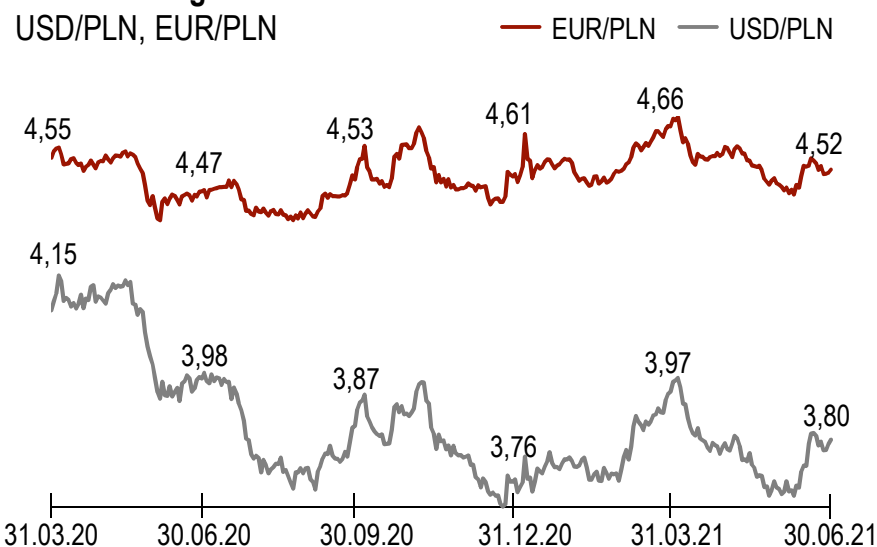
Średnia cena ropy Brent

USD/bbl



Kurs PLN wzg. USD i EUR

USD/PLN, EUR/PLN



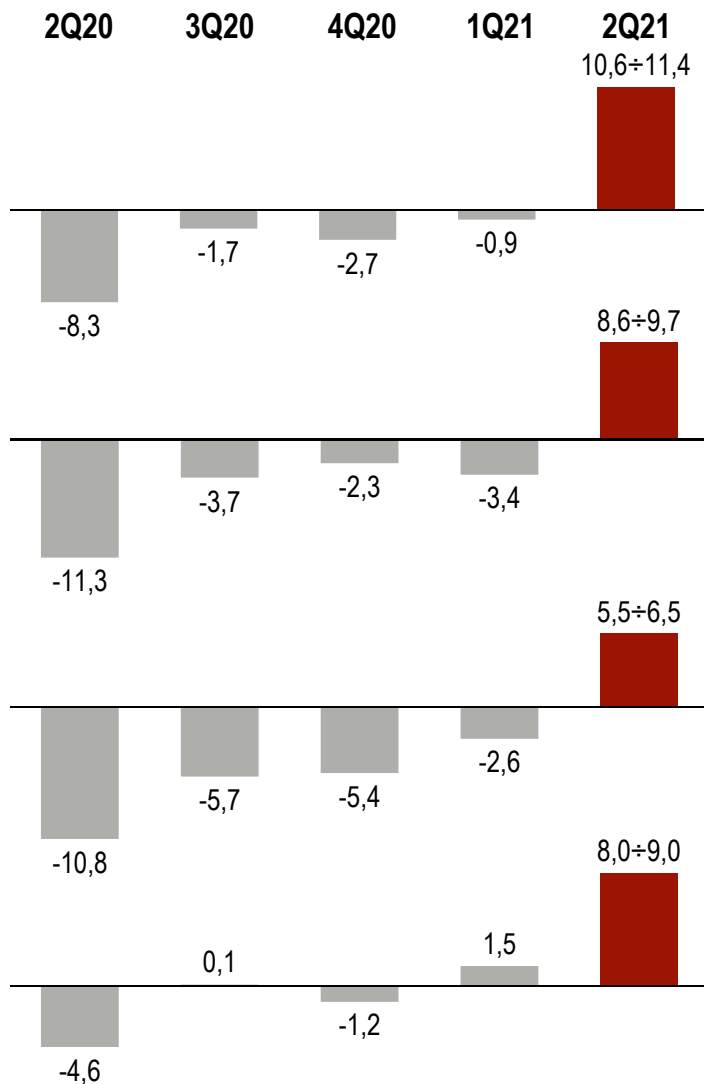
Wzrost konsumpcji paliw na wszystkich rynkach w efekcie luzowania restrykcji COVID-19



ORLEN

PKB¹

Zmiana % (r/r)



Polska



Niemcy



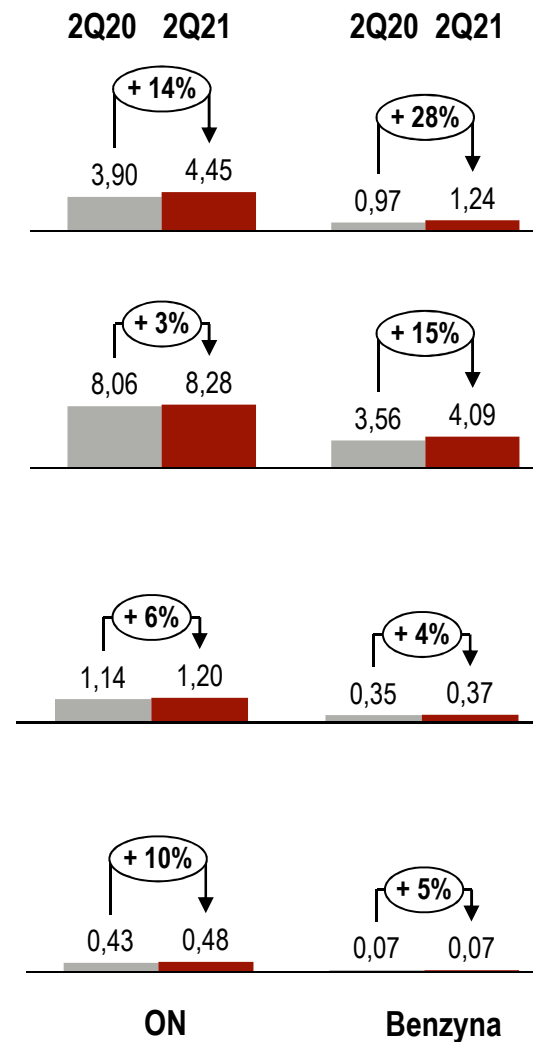
Czechy



Litwa

Konsumpcja paliw²

mt



¹2Q21 – szacunki: Polska (NBP, KE, Polityka Insight), Niemcy, Czechy, Litwa (Banki Centralne, KE i Continuum Economics)

²2Q21 – szacunki własne na bazie danych ARE, Litewskiego Urzędu Statystycznego, Czeskiego Urzędu Statystycznego i Niemieckiego Stowarzyszenia Przemysłu Naftowego



Podsumowanie kwartału



Otoczenie rynkowe



Wyniki finansowe i operacyjne

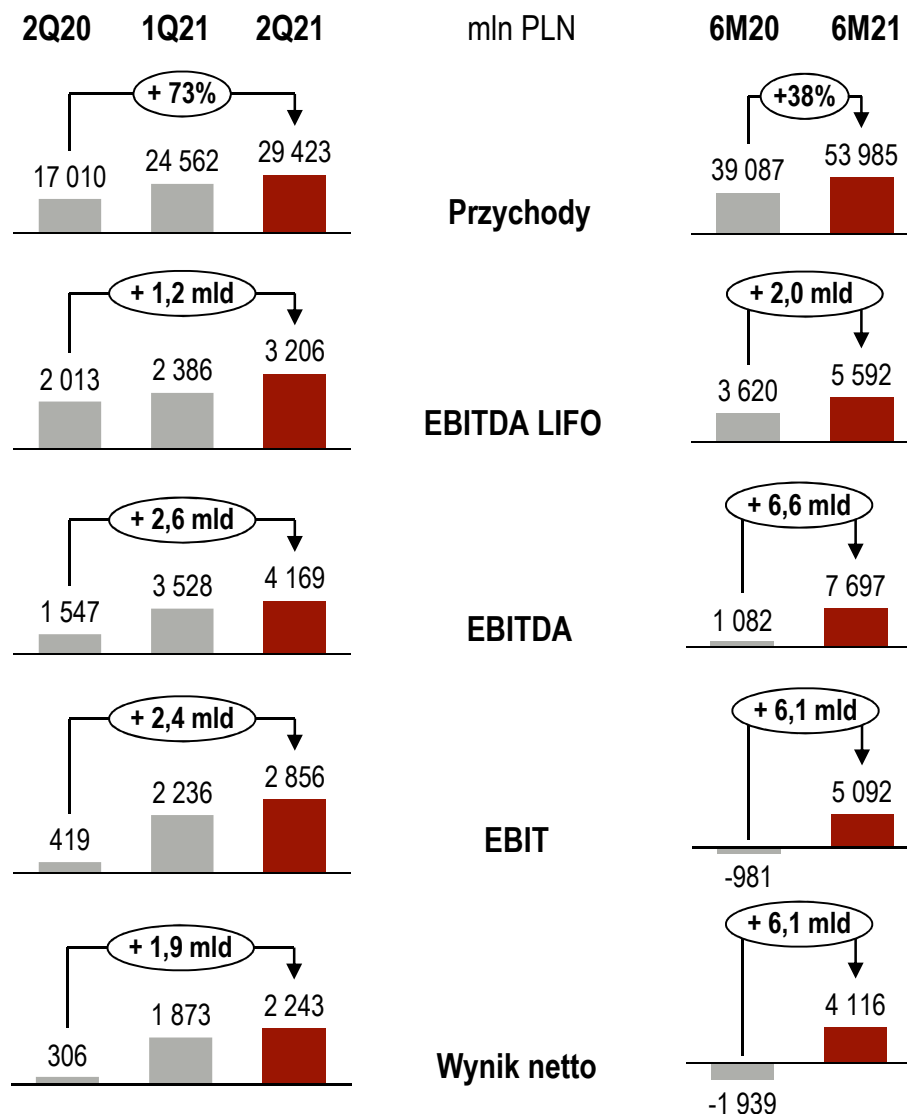


Siła finansowa



Perspektywy

Wyniki finansowe



Przychody: wzrost o 73% (r/r) w efekcie wyższych notowań produktów rafineryjnych i petrochemicznych na skutek wzrostu cen ropy o 39 USD/bbl (r/r) oraz wyższych wolumenów sprzedaży o 9% (r/r).

EBITDA LIFO: wzrost o 1,2 mld PLN (r/r) w efekcie dodatniego wpływu makro, wyższych wolumenów sprzedaży, wyższych marż handlowych w hurcie i marż pozapaliwowych w detalu, wykorzystania historycznych warstw zapasów w związku z prowadzonymi postojami remontowymi oraz wyższego wyniku Grupy ENERGA. Powyższe dodatnie efekty zostały częściowo ograniczone ujemnym wpływem aktualizacji odpisów na zapasach NRV, niższych marż paliwowych w detalu oraz wyższych kosztów.

Efekt LIFO: 1,0 mld PLN wpływu zmian cen ropy naftowej na wycenę zapasów.

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

Wynik netto: wzrost o 1,9 mld PLN (r/r), w tym: wyższy wynik EBITDA LIFO o 1,2 mld PLN, niższy odpis na aktywach o 0,1 mld PLN, wyższy efekt LIFO o 1,4 mld PLN, wyższa amortyzacja o (-) 0,2 mld PLN, neutralny wynik na działalności finansowej oraz wyższy podatek dochodowy o (-) 0,5 mld PLN.

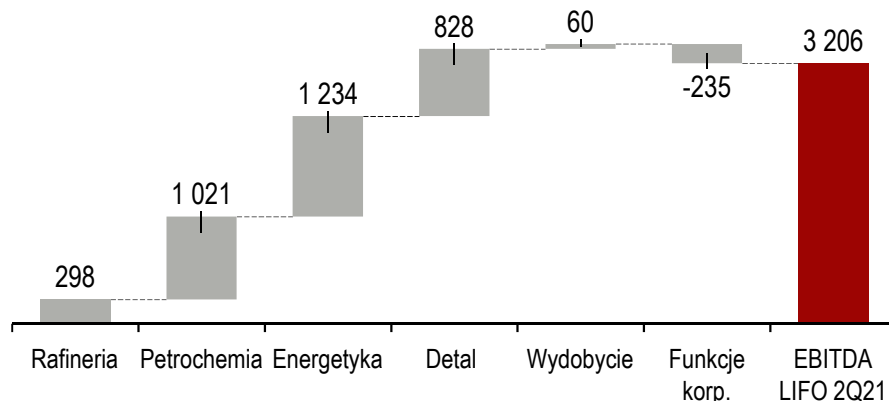
Wyniki 2Q20/6M20 nie uwzględniają zysku na okazym nabyciu akcji ENERGA rozpoznanego w 2Q20 w wysokości 4062 mln PLN
 Wyniki operacyjne przed odpisami aktualizującymi wartość aktywów trwałych: 2Q20 (-) 146 mln PLN / 1Q21 (-) 4 mln PLN / 2Q21 (-) 85 mln PLN / 6M20 (-) 650 mln PLN / 6M21 (-) 89 mln PLN
 NRV: 2Q20 1 207 mln PLN / 1Q21 193 mln PLN / 2Q21 14 mln PLN / 6M20 (-) 402 mln PLN / 6M21 207 mln PLN

EBITDA LIFO



Wyniki segmentów

mln PLN



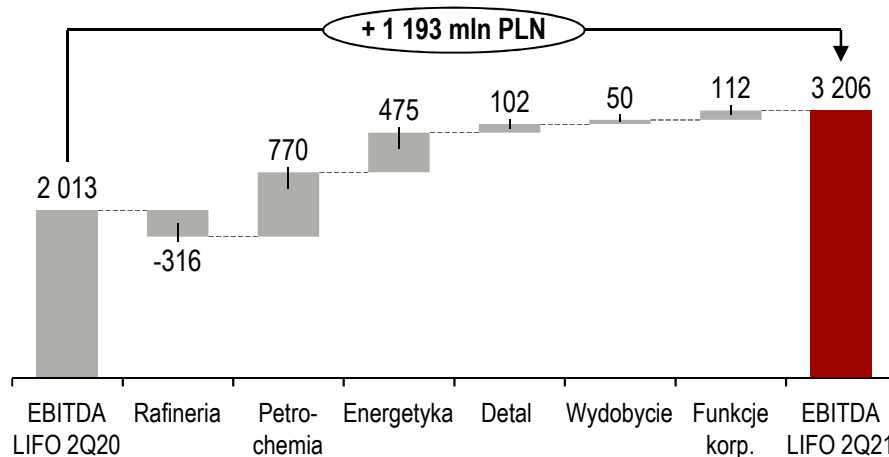
Rafineria: spadek o (-) 316 mln PLN (r/r) w efekcie ujemnego wpływu makro i aktualizacji odpisów na zapasach NRV przy dodatnim wpływie wyższych wolumenów sprzedaży, wyższych marż handlowych oraz wykorzystania historycznych warstw zapasów.

Petrochemia: wzrost o 770 mln PLN (r/r) w efekcie dodatniego wpływu makro oraz wykorzystania historycznych warstw zapasów przy ujemnym wpływie niższych wolumenów sprzedaży.

Energetyka: wzrost o 475 mln PLN (r/r) w efekcie dodatniego wpływu makro oraz wyższego wyniku Grupy ENERGA przy ujemnym wpływie niższych wolumenów sprzedaży.

Zmiana wyników segmentów (r/r)

mln PLN



Detal: wzrost o 102 mln PLN (r/r) w efekcie dodatniego wpływu wyższych wolumenów sprzedaży oraz wyższych marż pozapaliwowych przy ujemnym wpływie niższych marż paliwowych oraz wyższych kosztach funkcjonowania stacji.

Wydobywanie: wzrost o 50 mln PLN (r/r) w efekcie dodatniego wpływu makro przy ujemnym wpływie niższych wolumenów sprzedaży oraz transakcji zabezpieczających.

Funkcje korporacyjne: niższe koszty o 112 mln PLN (r/r), w tym głównie koszty darowizn i działań związanych z COVID-19.

Wyniki operacyjne przed odpisami aktualizującymi wartość aktywów trwałych: 2Q20 (-) 146 mln PLN / 1Q21 (-) 4 mln PLN / 2Q21 (-) 85 mln PLN / 6M20 (-) 650 mln PLN / 6M21 (-) 89 mln PLN
NRV: 2Q20 1 207 mln PLN / 1Q21 193 mln PLN / 2Q21 14 mln PLN / 6M20 (-) 402 mln PLN / 6M21 (-) 207 mln PLN

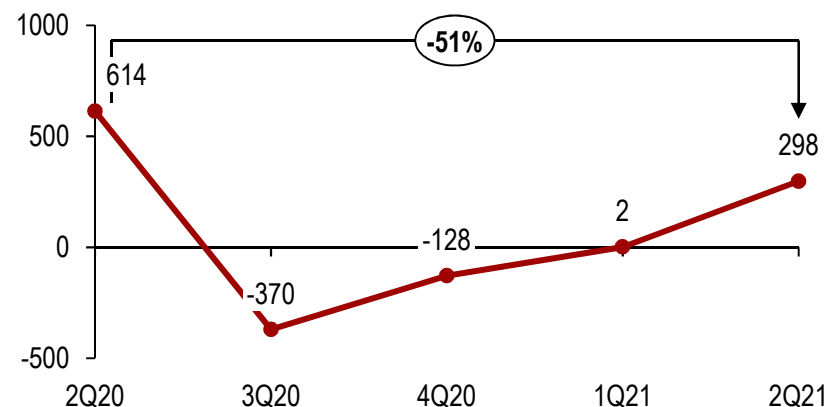
Rafineria – EBITDA LIFO

Ujemny wpływ makro przy wyższych wolumenach sprzedaży



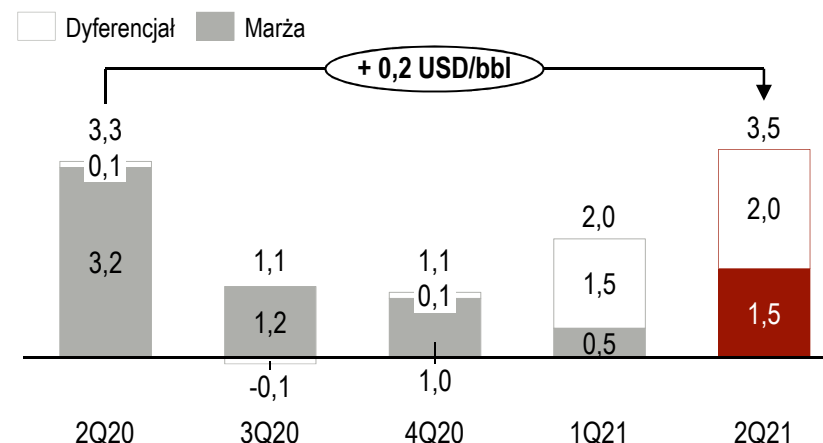
EBITDA LIFO

mln PLN



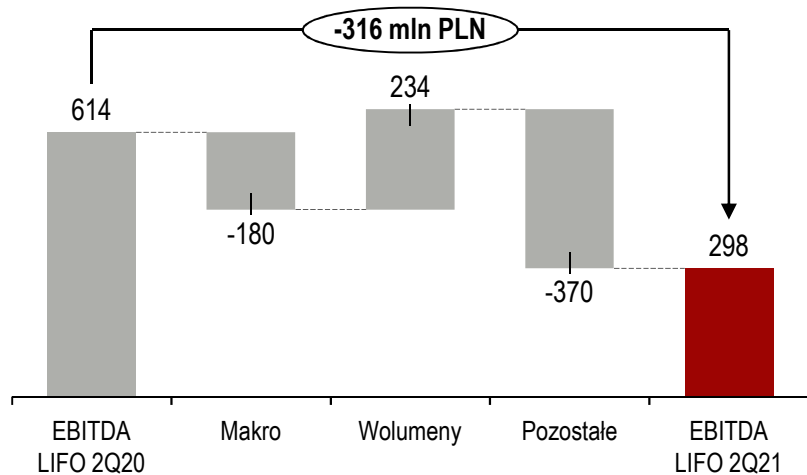
Modelowa marża rafineryjna i dyferencjał Brent/Ural

USD/bbl



EBITDA LIFO – wpływ czynników

mln PLN



- Ujemny wpływ makro (r/r) w efekcie spadku marż na oleju napędowym i ciężkich frakcjach rafineryjnych, umocnienia PLN względem USD, wpływu transakcji zabezpieczających przepływy pieniężne oraz wyższych kosztów zużycia własnych w wyniku wzrostu cen ropy. Powyższe ujemne efekty zostały częściowo skompensowane dodatnim wpływem wyższego dyferencjału Brent/Ural, wzrostem marż na benzynie i paliwie JET oraz wyceny i rozliczenia kontraktów terminowych CO2 w ramach wydzielonego portfela transakcyjnego w wysokości 260 mln PLN (r/r).
- Wzrost wolumenów sprzedaży o 11% (r/r), w tym: wyższa sprzedaż benzyny o 15%, oleju napędowego o 12% oraz JET o 119% przy niższej sprzedaży LPG o (-) 6% i COO o (-) 5%.
- Pozostałe obejmują głównie: (-) 1,2 mld PLN (r/r) braku dodatniego wpływu odpisów na zapasach NRV z 2Q20 oraz 0,8 mld PLN (r/r) wykorzystania historycznych warstw zapasów, wyższych marż handlowych przy wzroście kosztów emisji CO2.

Wyniki operacyjne przed odpisami aktualizującymi wartość aktywów trwałych: 2Q20 (-) 4 mln PLN / 1Q21 (-) 2 mln PLN / 2Q21 (-) 19 mln PLN / 6M20 0 mln PLN / 6M21 (-) 21 mln PLN
 NRV: 2Q20 1168 mln PLN / 1Q21 157 mln PLN / 2Q21 15 mln PLN / 6M20 (-) 383 mln PLN / 6M21 172 mln PLN
 Makro: marże (-) 596 mln PLN, dyferencjał B/U 434 mln PLN, kurs (-) 180 mln PLN, hedging 162 mln PLN

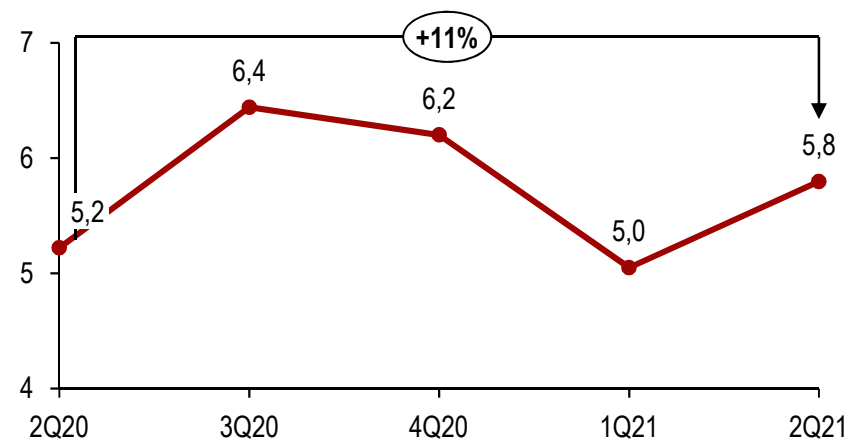
Rafineria – dane operacyjne

Wzrost przerobu ropy i sprzedaży paliw w efekcie wzrostu popytu



Wolumeny sprzedaży

mt



Przerób ropy i wykorzystanie mocy

mt, %

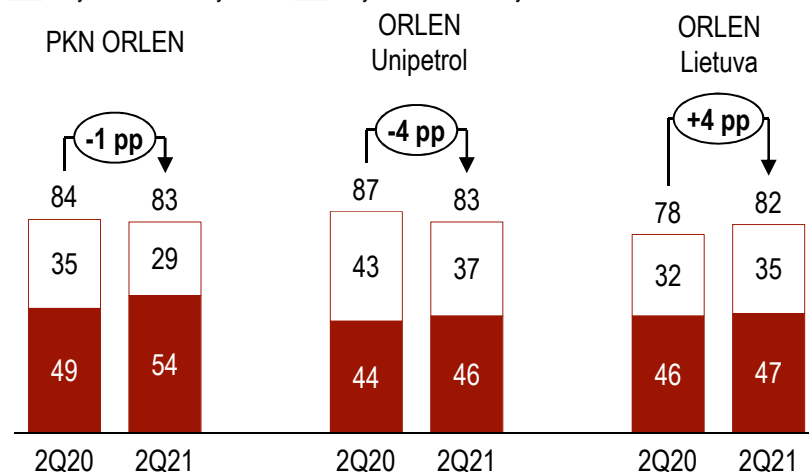
Przerób (mt)	2Q20	1Q21	2Q21	Δ (r/r)
PKN ORLEN	3,5	3,0	3,3	-0,2
ORLEN Unipetrol	0,8	1,6	1,6	0,8
ORLEN Lietuva	1,8	1,5	1,8	0,0
RAZEM	6,2	6,2	6,8	0,6

Wykorzystanie mocy (%)	2Q20	1Q21	2Q21	Δ (r/r)
PKN ORLEN	86%	76%	81%	-5 pp
ORLEN Unipetrol	36%	76%	74%	38 pp
ORLEN Lietuva	73%	59%	72%	-1 pp
RAZEM	71%	72%	78%	7 pp

Uzysk paliw

%

Uzysk lekkich destylatów (light) Uzysk średnich destylatów (medium)



Przerób ropy wyniósł 6,8 mt tj. wzrost o 0,6 mt (r/r), w tym:

- PKN ORLEN – spadek o (-) 0,2 mt (r/r) w efekcie postoju instalacji DRW II/VI, Wytwórni Wodoru II i Metatezy. Wykorzystanie mocy w 2Q21 dostosowane do postoju instalacji Olefin II, a w 2Q20 do ograniczonego popytu na paliwa (wpływ COVID).
- ORLEN Unipetrol – wzrost o 0,8 mt (r/r) w efekcie niskiej bazy z 2Q20 (cykliczny postój rafinerii i petrochemii w Litwinowie oraz opóźnione uruchomienie rafinerii w Kralupach po postoju z marca zeszłego roku) przy wyższym popycie rynkowym na paliwa. W części petrochemicznej zatrzymanie instalacji Steam Cracker, PE2 i PE3 (brak wsadu oraz planowane postoje).
- ORLEN Lietuva – porównywalny przerób ropy (r/r).

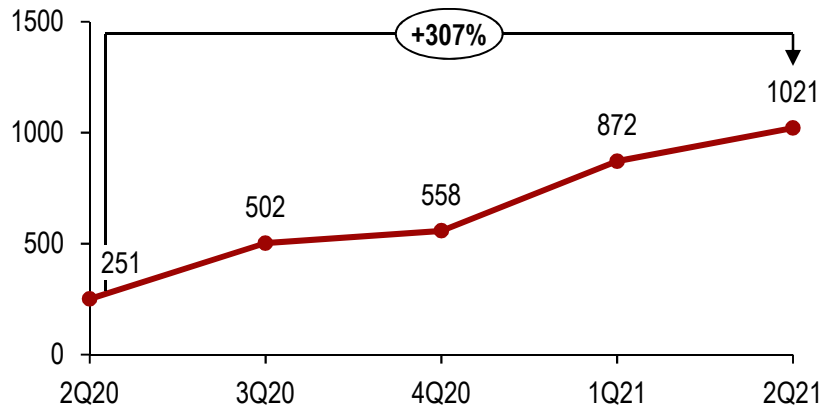
Sprzedaż wyniosła 5,8 mt tj. wzrost o 11% (r/r), w tym: Polska o 11%, Czechy o 34%, Litwa o 1%. Wyższa sprzedaż na wszystkich rynkach w efekcie luzowania restrykcji COVID.

Petrochemia – EBITDA LIFO

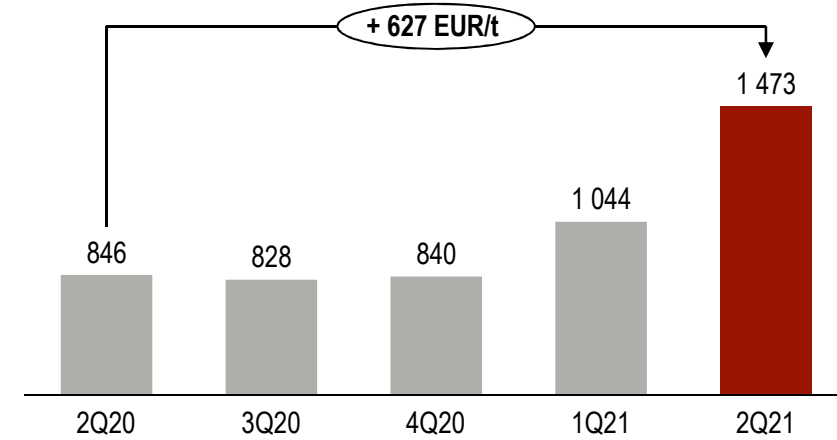
Dodatni wpływ makro przy niższych wolumenach sprzedaży



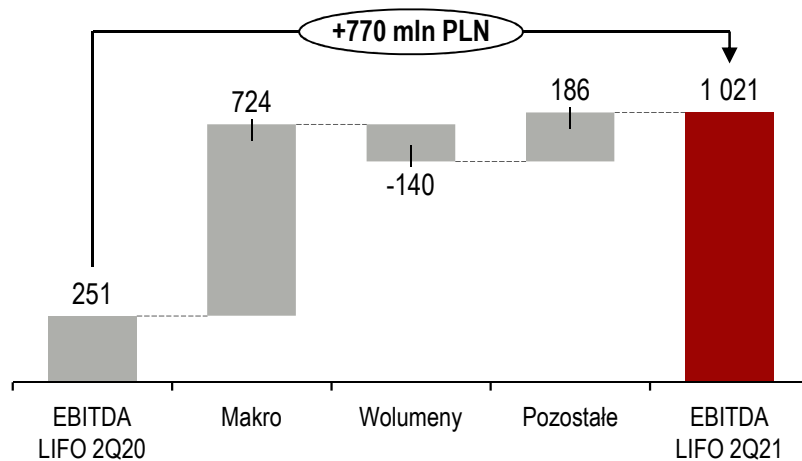
EBITDA LIFO
mln PLN



Modelowa marża petrochemiczna
EUR/t



EBITDA LIFO – wpływ czynników
mln PLN



- Dodatni wpływ makro (r/r) w efekcie wzrostu marż na olefinach, poliolefinach, nawozach i PCW, wyceny i rozliczenia kontraktów terminowych CO2 w ramach wydzielonego portfela transakcyjnego w wysokości 287 mln PLN (r/r) oraz osłabienia PLN względem EUR.
- Spadek wolumenów sprzedaży o (-) 4% (r/r), w tym: niższa sprzedaż olefin o (-) 69% oraz PCW o (-) 22% przy wyższej sprzedaży poliolefin o 23%, nawozów o 12% oraz PTA o 3%.
- Pozostałe obejmują głównie: 0,2 mld PLN (r/r) wykorzystania historycznych warstw zapasów
- EBITDA LIFO 2Q21 zawiera:
 - 65 mln PLN wyniku Anwil; wzrost o 2 mln PLN (r/r)
 - 95 mln PLN wyniku PTA; wzrost o 23 mln PLN (r/r)

Wyniki operacyjne przed odpisami aktualizującymi wartość aktywów trwałych: 2Q20 0 mln PLN / 1Q21 0 mln PLN / 2Q21 0 mln PLN / 6M20 0 mln PLN / 6M21 0 mln PLN
 NRV: 2Q20 39 mln PLN / 1Q21 36 mln PLN / 2Q21 (-) 1 mln PLN / 6M20 (-) 19 mln PLN / 6M21 35 mln PLN
 Makro: marże 337 mln PLN, kurs 80 mln PLN, hedging 307 mln PLN

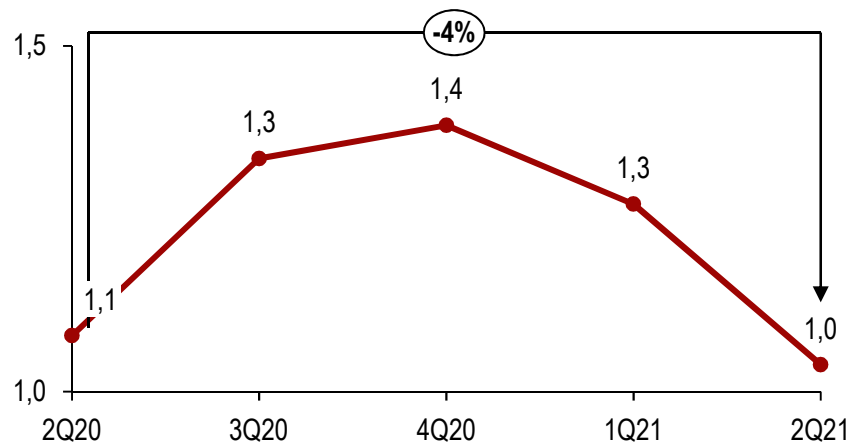
Petrochemia – dane operacyjne

Spadek sprzedaży o (-) 4% (r/r) w efekcie postojów remontowych



Wolumeny sprzedaży

mt



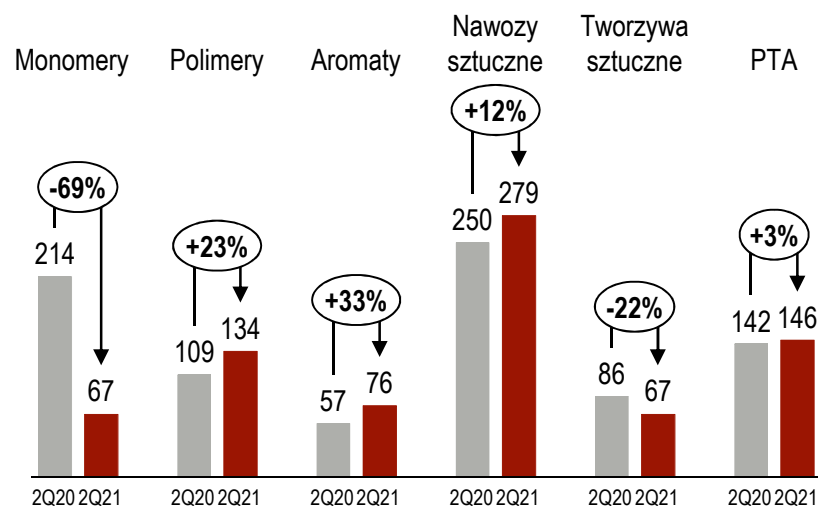
Wykorzystanie mocy

%

Instalacje petrochemiczne	2Q20	1Q21	2Q21	Δ (r/r)
Olefiny (Płock)	88%	72%	2%	-86 pp
BOP (Płock)	77%	67%	6%	-71 pp
Metateza (Płock)	68%	72%	2%	-66 pp
Nawozy (Włocławek)	68%	84%	80%	12 pp
PCW (Włocławek)	80%	74%	7%	-73 pp
PTA (Włocławek)	72%	84%	86%	14 pp
Olefiny (ORLEN Unipetrol)	18%	73%	87%	69 pp
PPF Splitter (ORLEN Lietuva)	73%	92%	71%	-2 pp

Wolumeny sprzedaży – podział na produkty

tys.t



Wykorzystanie mocy instalacji petrochemicznych:

- PKN ORLEN – spadek wykorzystania mocy (r/r) wynikający z postoiu remontowego instalacji Olefin II w 2Q21.
- ORLEN Unipetrol – wzrost wykorzystania mocy (r/r) w efekcie braku wpływu cyklicznego postoiu rafinerii w Litwinowie z 2Q20.
- ANWIL – ograniczenie wykorzystanie instalacji PCW (r/r) w związku z postojem Olefin II w Płocku.
- ORLEN Lietuva – zmniejszone wykorzystanie mocy (r/r) w efekcie większego zakresu prac w ramach wiosennego postoiu remontowego.

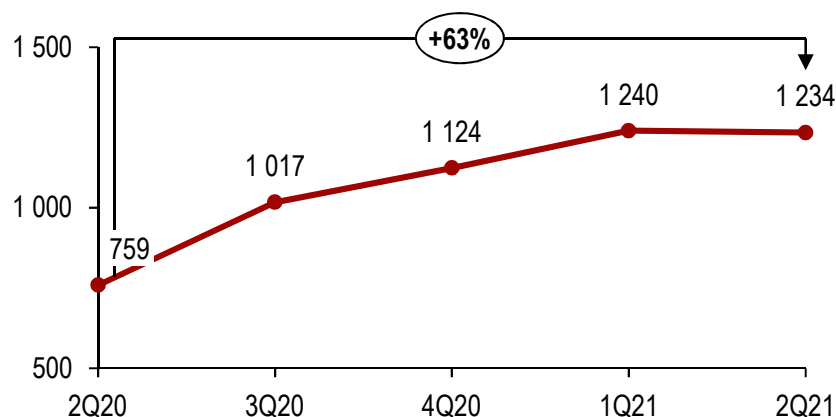
Sprzedaż wyniosła 1,0 mt tj. spadek o (-) 4% (r/r), w tym: niższa sprzedaż w Polsce o (-) 27% w efekcie realizacji planowanych postoiu remontowych przy wyższej sprzedaży w Czechach o 58% i na Litwie o 367%.

Energetyka – EBITDA

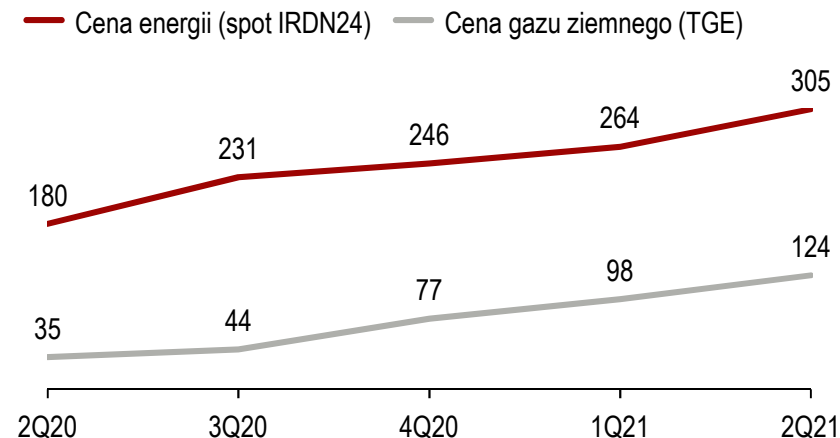
Dodatni wpływ makro przy niższej sprzedaży. Wzrost wyników Grupy ENERGA **ORLEN**



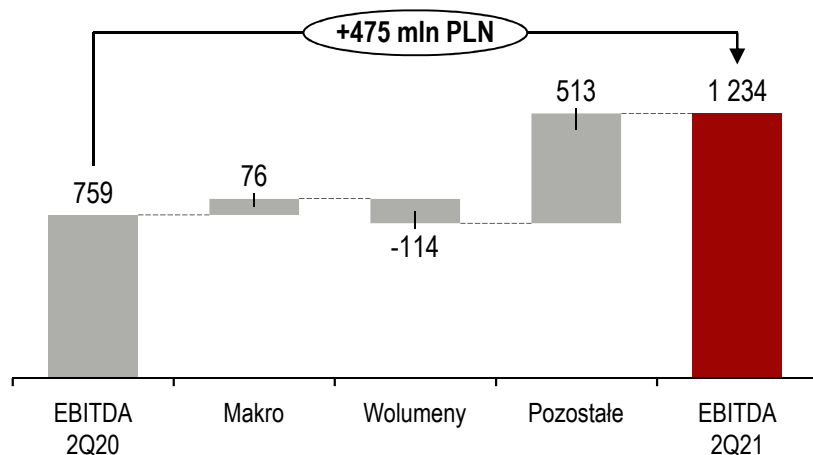
EBITDA
mln PLN



Cena energii i gazu (notowania rynkowe)
PLN/MWh



EBITDA – wpływ czynników*
mln PLN



- Dodatni wpływ makro (r/r) w efekcie wyceny i rozliczenia kontraktów terminowych CO2 w ramach wydzielonego portfela transakcyjnego w wysokości 217 mln PLN (r/r) przy ujemnym wpływie marży na energii elektrycznej w efekcie wzrostu cen gazu i CO2 (r/r).
- Spadek wolumenów sprzedaży energii elektrycznej o (-) 6% w efekcie postępu CCGT Płock w kwietniu i maju.
- Pozostałe obejmują głównie:
 - 0,5 mld PLN (r/r) wzrostu wyniku Grupy ENERGA (m.in. wyższe wolumeny i ceny energii elektrycznej oraz nieporównywalne okresy konsolidacji w ramach Grupy ORLEN).
- EBITDA 2Q21 zawiera:
 - 797 mln PLN wyniku Grupy ENERGA; wzrost o 537 mln PLN (r/r).

Wyniki operacyjne przed odpisami aktualizującymi wartość aktywów trwałych: 2Q20 (-) 2 mln PLN / 1Q21 0 mln PLN / 2Q21 (-) 62 mln PLN / 6M20 (-) 2 mln PLN / 6M21 (-) 62 mln PLN
 Makro: marże (-) 142 mln PLN, kurs 11 mln PLN, hedging 207 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

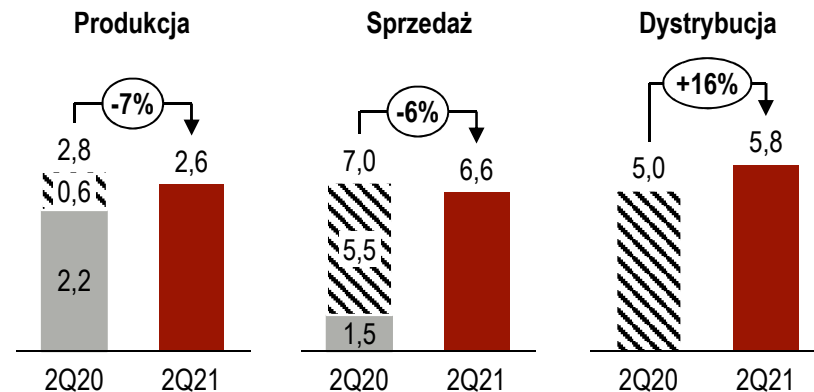
70% produkcji energii elektrycznej ze źródeł zero i niskoemisyjnych



Wolumeny

TWh

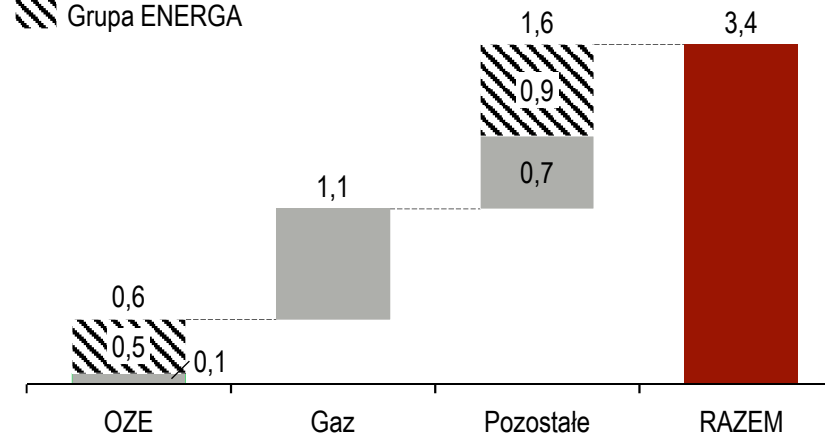
Grupa ENERGA



Moc zainstalowana

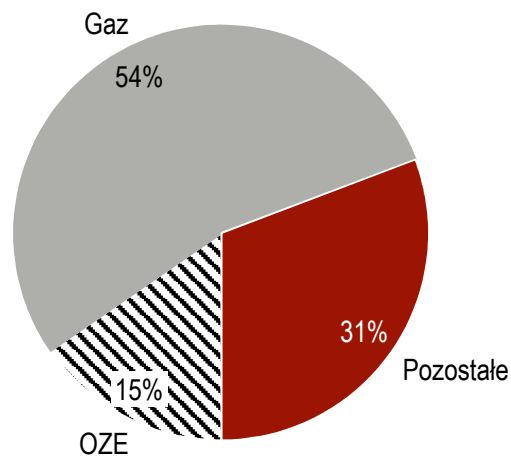
GWe

Grupa ENERGA



Produkcja energii elektrycznej – źródła wytwarzania

%



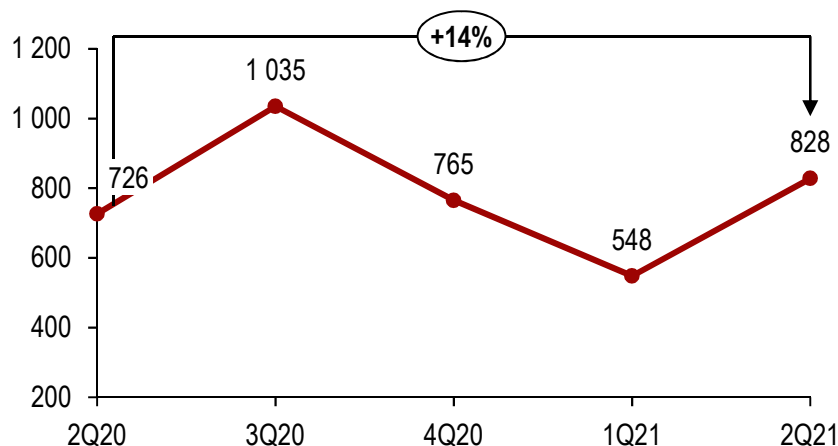
- Moc zainstalowana: 3,4 GWe (energia elektryczna) / 6,1 GWt (ciepło).
- Produkcja: 2,6 TWh (energia elektryczna) / 8,3 PJ (ciepło).
- Produkcja energii elektrycznej spadła o (-) 7% (r/r) w efekcie postępu CCGT Płock. W energetyce konwencjonalnej odnotowaliśmy wzrost produkcji (r/r) w Ostrołęce w efekcie wyższego zapotrzebowania ze strony PSE. Dodatkowe moce wytwórcze OZE (20 MW Kanin; 89,3 MW Nowotna).
- Sprzedaż energii elektrycznej spadła o (-) 6% (r/r) w efekcie niższej sprzedaży w obszarze hurtu (optymalizacja portfela) oraz spadku zużycia klientów biznesowych przy wyższym zużyciu gospodarstw domowych (wpływ COVID).
- Dystrybucja energii elektrycznej (w pełni realizowana przez Energa Operator) wzrosła o 16% (r/r) w efekcie niskiej bazy z 2Q20, odbicia gospodarki oraz zwiększenia ilości Punktów Poboru Energii (PPE).
- Emisja CO₂ wyniosła 1,9 mln ton.

Detal – EBITDA

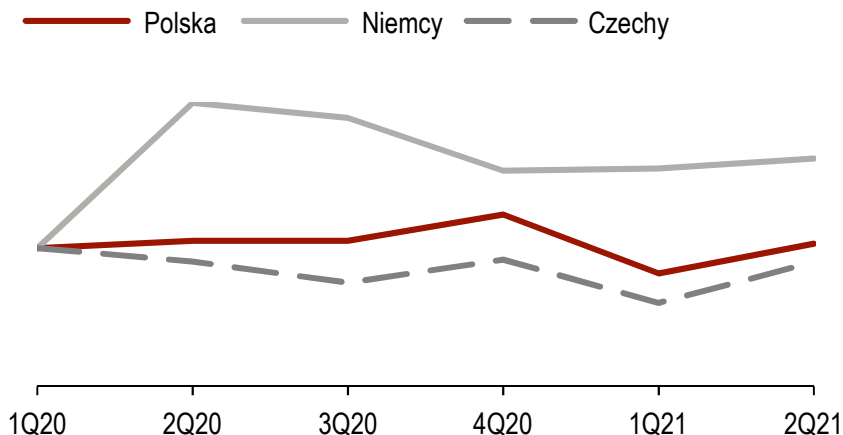
Wzrost wolumenów sprzedaży i marż pozapaliwowych



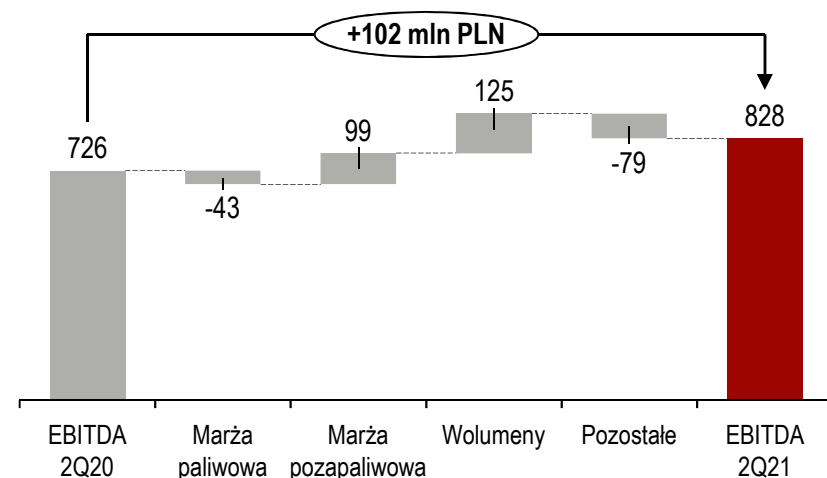
EBITDA
mln PLN



Marża paliwowa
% (kw/kw)



EBITDA – wpływ czynników
mln PLN



- Wzrost wolumenów sprzedaży o 13% (r/r), w tym: benzyna o 19%, olej napędowy o 11% i LPG o 13%.
- Spadek marż paliwowych na rynku polskim, czeskim i niemieckim przy porównywalnym poziomie marż na rynku litewskim (r/r).
- Wzrost marż pozapaliwowych na wszystkich rynkach.
- Wzrost punktów sprzedaży pozapaliwowej Stop Cafe/Star Connect o 77 (r/r).
- Wzrost punktów alternatywnego tankowania o 104 (r/r). Obecnie posiadamy 278 punktów alternatywnego tankowania, w tym: 232 punkty ładowania samochodów elektrycznych, 2 stacje wodorowe oraz 44 stacje CNG.
- Pozostałe obejmują głównie wzrost kosztów funkcjonowania stacji paliw oraz wyższe koszty ogólne i pracy.

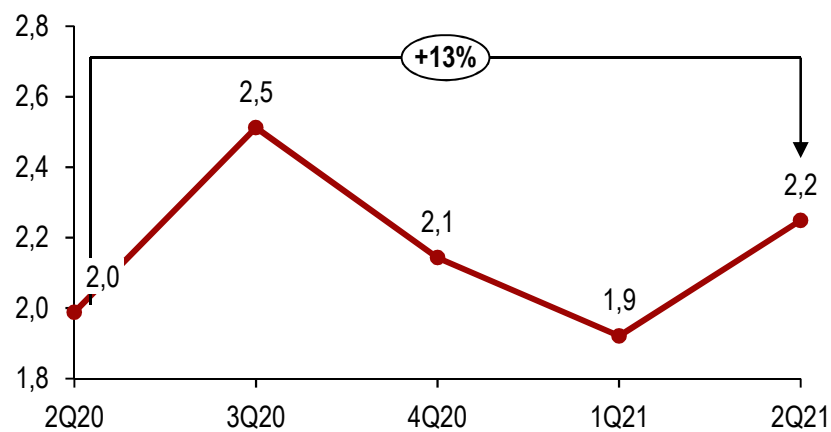
Detal – dane operacyjne

Prawie 80% stacji wyposażona w koncept pozapaliwowy



Wolumeny sprzedaży

mt



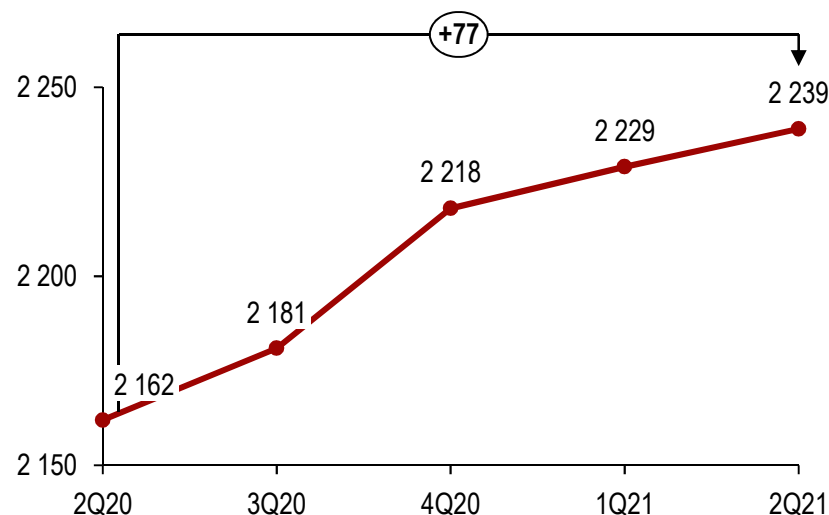
Liczba stacji i udziały rynkowe (wolumenowe)

#, %

	# stacji	Δ r/r	% rynku	Δ r/r
Polska	1 803	11	32,2	-1,9 pp
Niemcy	586	0	6,3	-0,3 pp
Czechy	421	4	25,2	0,5 pp
Litwa	29	3	4,5	-0,1 pp
Słowacja	15*	4	0,8	0,5 pp

Punkty sprzedaży pozapaliwowej Stop Cafe/Star Connect

#



- Wzrost sprzedaży o 13% (r/r), w tym: w Polsce o 13%, w Niemczech o 10%**, w Czechach o 24% i na Litwie o 19%.
- 2854 stacji paliw, tj. wzrost o 22 (r/r), w tym: w Polsce o 11, w Czechach o 4, na Litwie o 3 i na Słowacji o 4 przy porównywalnej liczbie stacji w Niemczech.
- Wzrost udziałów rynkowych (r/r) w Czechach i na Słowacji przy spadku na pozostałych rynkach.
- 2239 punktów sprzedaży pozapaliwowej Stop Cafe/Star Connect, w tym: 1730 w Polsce, 315 w Czechach, 151 w Niemczech, 29 na Litwie i 14 na Słowacji. Wzrost o 77 (r/r), w tym: w Polsce o 29, w Czechach o 7, w Niemczech o 24, na Litwie o 3 i na Słowacji o 14.
- 278 punktów alternatywnego tankowania, w tym: 191 w Polsce, 78 w Czechach i 9 w Niemczech. Wzrost o 104 (r/r), w tym: w Polsce o 89, w Czechach o 15 przy porównywalnej liczbie w Niemczech.

* Na Słowacji posiadamy 20 stacji, z czego 15 funkcjonuje, a reszta zostanie włączona do sieci do końca 2021r.

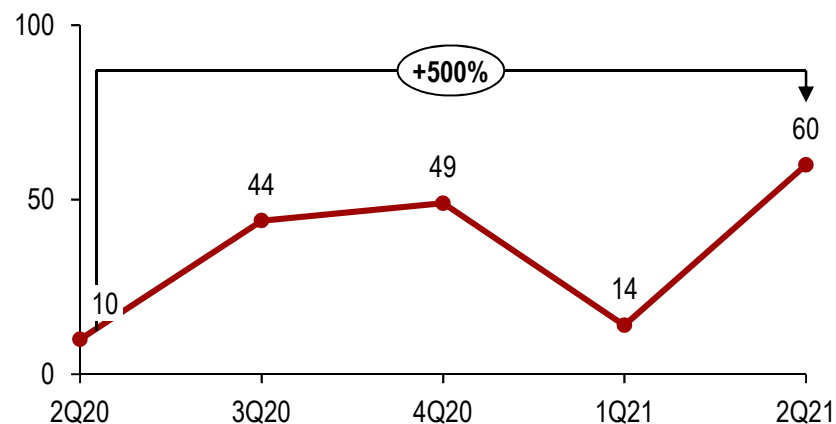
** Obejmuje również sprzedaż paliw poza siecią stacji własnych. Wzrost sprzedaży wolumenowej na stacjach paliw ORLEN Deutschland o 4 % (r/r).

Wydobycie – EBITDA

Dodatni wpływ makro przy niższych wolumenach sprzedaży

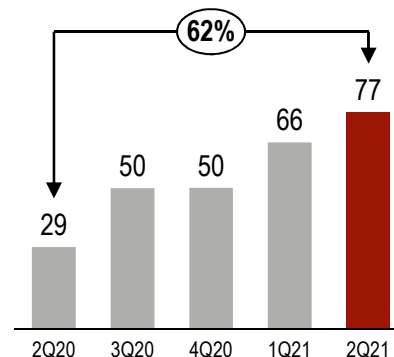


EBITDA
mln PLN

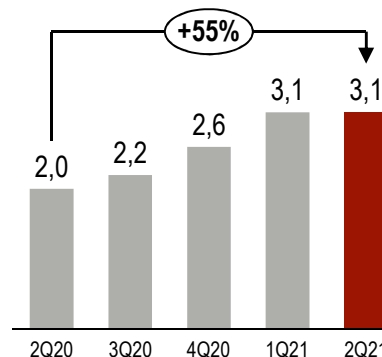


Cena ropy Canadian Light Sweet (CLS) i gazu AECO
CAD/bbl, CAD/mcf

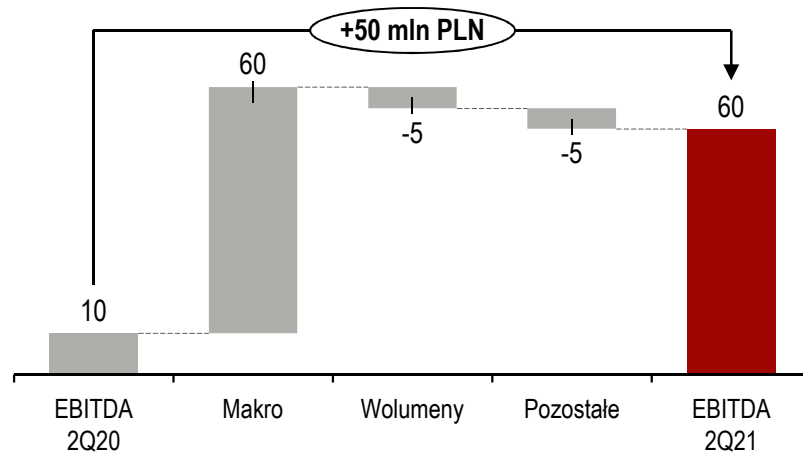
Cena ropy CLS



Cena gazu AECO



EBITDA – wpływ czynników
mln PLN



- Dodatni wpływ makro (r/r) w efekcie wzrostu notowań wszystkich węglowodorów (ropy, gazu i kondensatu gazowego) przy ujemnym wpływie transakcji zabezpieczających.
- Spadek sprzedaży o (-) 9% (r/r) w efekcie niższego średniego wydobycia o (-) 0,9 tys. boe/d (r/r), w tym: w Kanadzie o (-) 1,0 tys. boe/d przy wzroście w Polsce o 0,1 tys. boe/d.

Wyniki operacyjne przed odpisami aktualizującymi wartość aktywów trwałych: 2Q20 (-) 133 mln PLN / 1Q21 0 mln PLN / 2Q21 0 mln PLN / 6M20 (-) 629 mln PLN / 6M21 0 mln PLN
Makro: marże 100 mln PLN, hedging (-) 40 mln PLN

Wydobycie – dane operacyjne

Stopniowa odbudowa poziomu wydobycia



Polska



Łączne zasoby ropy i gazu (2P)

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

2Q21

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

EBITDA: 12 mln PLN** / CAPEX: 18 mln PLN

6M21

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

EBITDA: 3 mln PLN** / CAPEX: 34 mln PLN

- Zagospodarowanie aktywów:
 - (Miocen) – na złożu Bystrowice przeprowadzono testy instalacji.
 - (Edge) – na złożach Tuchola i Bajerze realizowano prace w oparciu o generowanie energii elektrycznej z gazu ziemnego zaazotowanego, trwała prefabrykacja urządzeń technologicznych i skidów, budowa dróg oraz infrastruktury podziemnej oraz prace związane z wykonaniem fundamentów pod obiekty technologiczne i obiekty pomocnicze. Zakończono montaż gazociągów zasilających jednostki prądowe na obydwu lokalizacjach.
 - Na pozostałych projektach realizowanych z PGNiG prowadzono prace projektowe i formalno-prawne dla złoża gazu ziemnego Chwałęcín (Płotki) oraz analizy techniczno-ekonomiczne zagospodarowania odwiertu Sieraków-2H (Sieraków).
- Prace wiertnicze:
 - (Miocen) – zrealizowano budowę placu dla otworu Pruchnik-OU1.
 - (Płotki) – realizowano z partnerem prace projektowe i przygotowawcze dla wiercenia przyszłych otworów.
- Prace sejsmiczne:
 - (Edge) – zakończono przetwarzania danych sejsmicznych Koczala-Miastko 3D i przystąpiono do prac interpretacyjnych.
 - (Karpaty) – zrealizowano interpretację profili sejsmicznych 2D.

Kanada



Łączne zasoby ropy i gazu (2P)

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

2Q21

Średnie wydobycie: 16,8 tys. boe/d (46% węglowodory ciekłe)

EBITDA: 48 mln PLN** CAPEX: 34 mln PLN

6M21

Średnie wydobycie: 15,8 tys. boe/d (45% węglowodory ciekłe)

EBITDA: 71 mln PLN**/ CAPEX: 105 mln PLN

- Zagospodarowanie aktywów:
 - (Kakwa) - wykonano szczelinowanie i podłączono do wydobycia 2 otwory (2,0 netto).
 - (Ferrier) - pod koniec czerwca, po zakończeniu przerwy wiosennej, wznowiono program wierceń i rozpoczęto wiercenie 1 otworu (1,0 netto). Aktualnie trwają prace związane z przygotowaniem lokalizacji pod kolejne odwierty.
 - Ponadto, realizowano dodatkowe zadania związane z optymalizacją wydobycia oraz instalacją infrastruktury przesyłowej i wyposażenia wglębnego otworów w kluczowych obszarach działalności.
- Zakończono planowany postój remontowy Gas Plant Ferrier. Wysokie temperatury w czerwcu spowodowały konieczność czasowego ograniczenia wydobycia w wybranych obszarach.
- W maju zakończono proces dezinvestycji wybranych sekcji w obszarze Chime, gdzie nie jest prowadzona działalność poszukiwawczo-wydobywcza. W czerwcu zakończono proces pozyskania nowych praw koncesyjnych na najbardziej perspektywicznej pod kątem wydobycia części aktywa Lochend, która bezpośrednio sąsiaduje z obecnie posiadanym obszarem koncesyjnym.
- 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. W czerwcu ORLEN Upstream Canada złożył oficjalny raport dotyczący wielkości emisji gazów cieplarnianych w 2020r.

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

** Wyniki operacyjne przed odpisami aktualizującymi wartość aktywów trwałych: 2Q21 0 mln PLN / 6M21 0 mln PLN



Podsumowanie kwartału



Otoczenie rynkowe



Wyniki finansowe i operacyjne



Siła finansowa



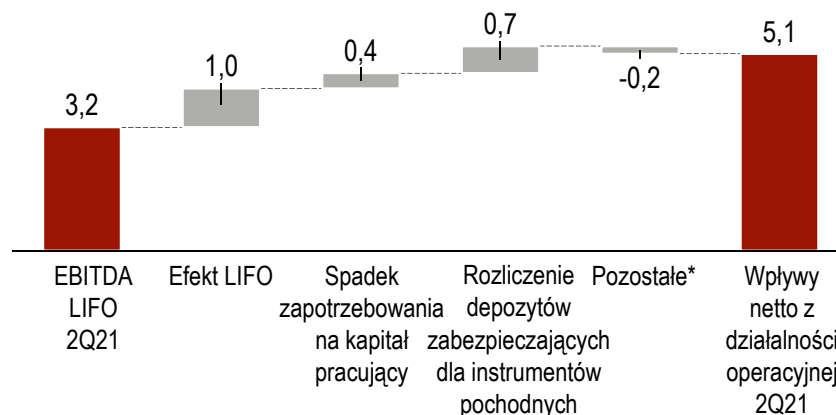
Perspektywy

Przepływy pieniężne



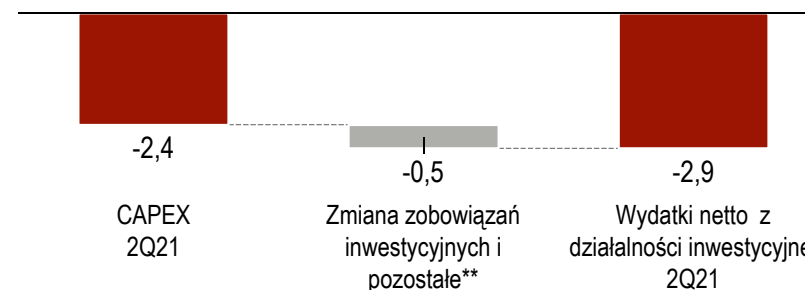
Przepływy z działalności operacyjnej

mld PLN



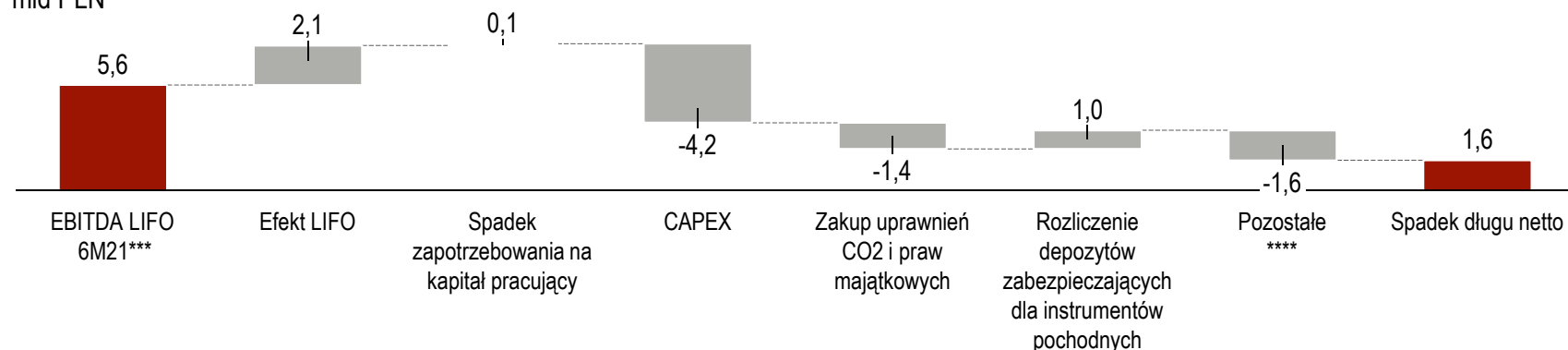
Przepływy z działalności inwestycyjnej

mld PLN



Wolne przepływy pieniężne 6M21

mld PLN



* W tym: zapłacony podatek dochodowy (-) 0,4 mld PLN, korekta kapitałowa (-) 0,2 mld PLN i zmiana stanu rezerw 1,2 mld PLN, rozliczenie dotacji CO2 (-) 0,6 mld PLN, rozliczenie i wycena pochodnych instrumentów finansowych (-) 0,4 mld PLN.

** W tym: zwiększenia z tytułu praw do użytkowania aktywów 0,3 mld PLN, rozliczenie instrumentów bez rachunkowości zabezpieczeń (-) 0,3 mld PLN, zmiany struktury udziałowej (-) 0,5 mld PLN, zakup CO2 (-) 0,1 mld PLN oraz otrzymane dywidendy 0,2 mld PLN.

*** W tym: 0,2 mld PLN dodatniego wpływu aktualizacji odpisów na zapasach NRV.

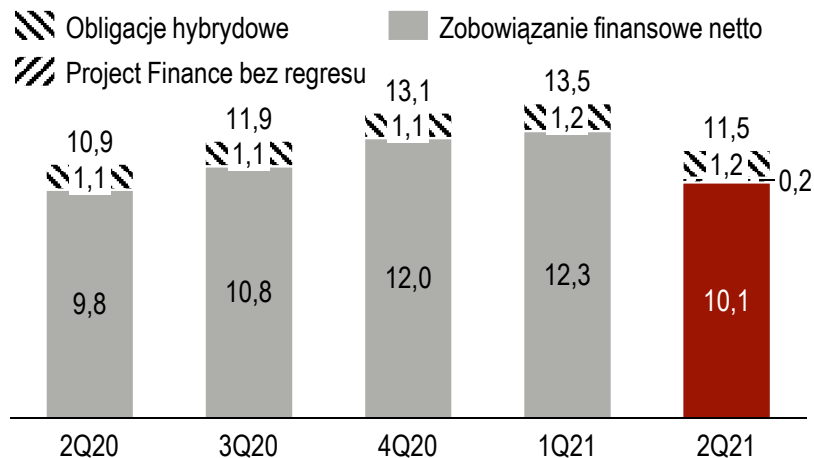
**** W tym: nabycie akcji/udziałów jednostek zależnych pomniejszone o środki pieniężne (-) 0,8 mld PLN, zmiana stanu zaliczek (-) 0,5 mld PLN, zapłacony podatek dochodowy (-) 0,5 mld PLN, płatności z tytułu umów leasingowych (-) 0,4 mld PLN, zapłacone odsetki (-) 0,3 mld PLN, otrzymane dywidendy 0,2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

Zadłużenie

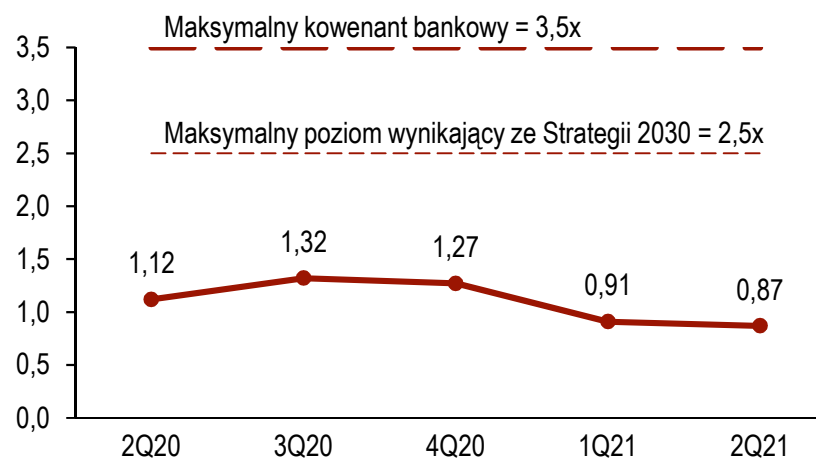


Dług netto

mld PLN

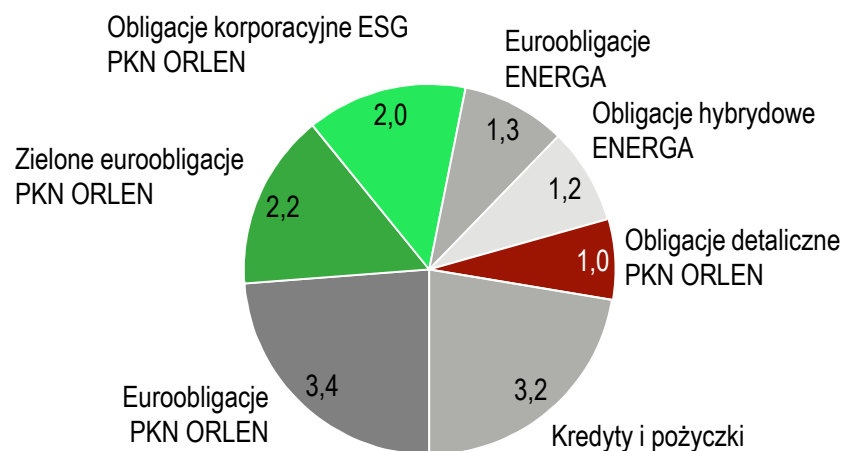


Dług netto/EBITDA*



Dług brutto – źródła finansowania

mld PLN



- Struktura walutowa długu brutto: EUR 59%, PLN 38%, CZK 2%, CAD 1%
- Średni termin zapadalności zadłużenia: 2023r.
- Rating inwestycyjny: BBB- perspektywa pozytywna (Fitch), Baa2 perspektywa pozytywna (Moody's).
- PKN ORLEN jako pierwsza spółka z Polski wyemitował zielone euroobligacje o wartości 500 mln EUR.
- Spadek zadłużenia netto o 2,0 mld PLN (kw/kw) w efekcie dodatknych przepływów z działalności operacyjnej w wysokości 5,1 mld PLN przy wydatkach inwestycyjnych na poziomie (-) 2,9 mld PLN, płatności zobowiązań z tytułu leasingu w wysokości (-) 0,2 mld PLN, zapłaconych odsetek (-) 0,2 mld PLN oraz 0,2 mld PLN efektu netto wyceny i przeszacowania zadłużenia z tytułu różnic kursowych, jak również nowych przejęć w ramach Grupy.
- Zapasy obowiązkowe w bilansie na koniec 2Q21 wyniosły 5,0 mld PLN, w tym: 4,3 mld PLN w Polsce.

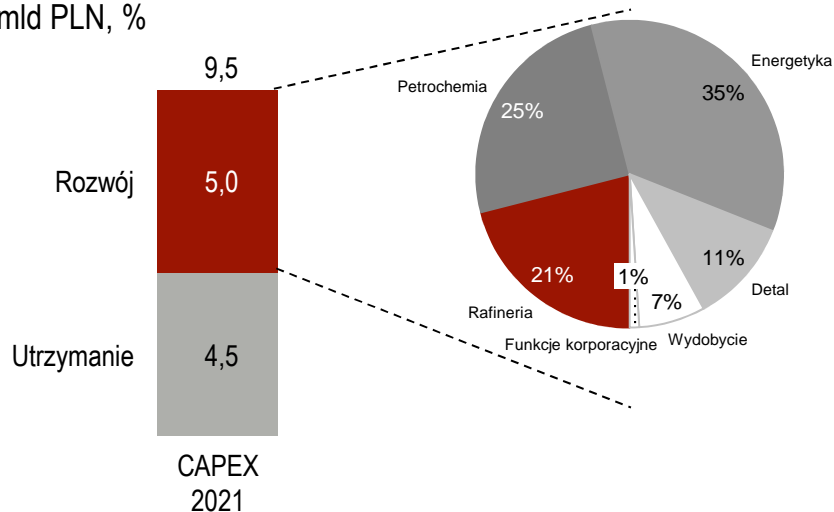
* Poziom długu netto przyjęty do obliczenia wskaźnika nie uwzględnia zadłużenia z tytułu project finance bez regresu i emisji obligacji hybrydowych

Nakłady inwestycyjne



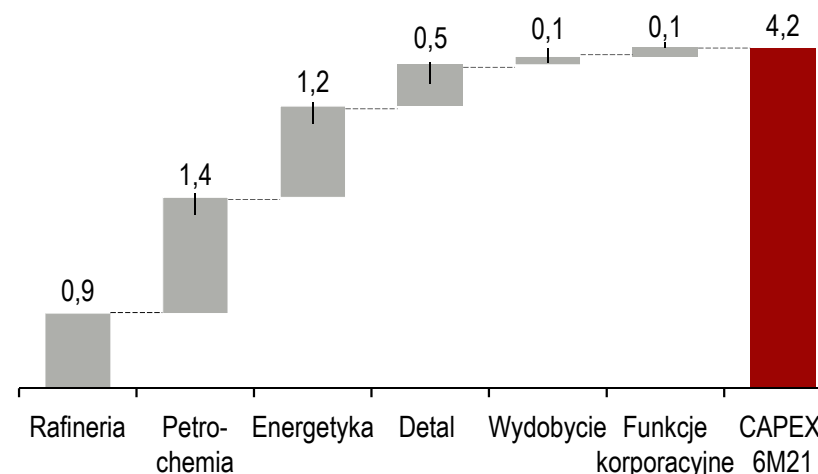
Planowany CAPEX

mld PLN, %



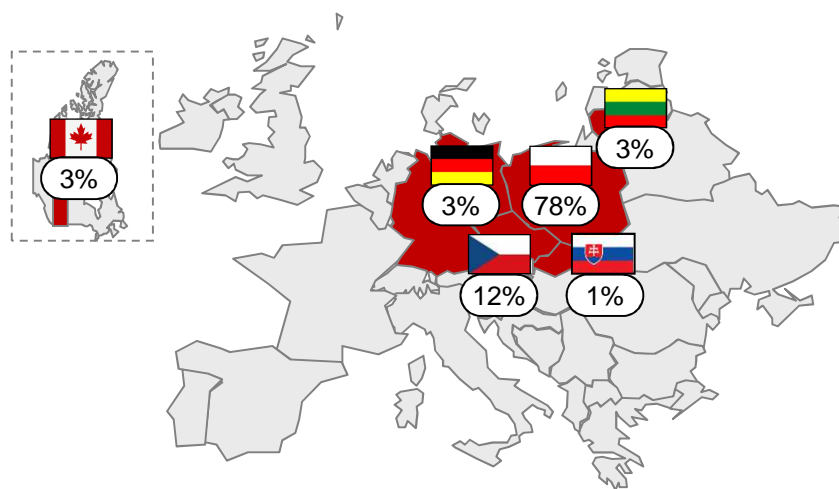
Zrealizowany CAPEX 6M21 – podział na segmenty

mld PLN



Zrealizowany CAPEX 6M21 – podział wg krajów

%



Realizowane projekty rozwojowe w 2Q21

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

Energetyka

- Modernizacja obecnych aktywów oraz przyłączenie nowych odbiorców w Grupa ENERGA
- Modernizacja DCS systemu elektroenergetycznego w Płocku

Detal

- Stacje paliw – otwarto/włączono do sieci łącznie 4 stacje paliw, 6 zamknięto/zakończono współpracę
- Sprzedaż pozapaliwowa - otwarto 10 punktów Stop Cafe/Star Connect

Wydobycie

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



Podsumowanie kwartału



Otoczenie rynkowe



Wyniki finansowe i operacyjne



Siła finansowa



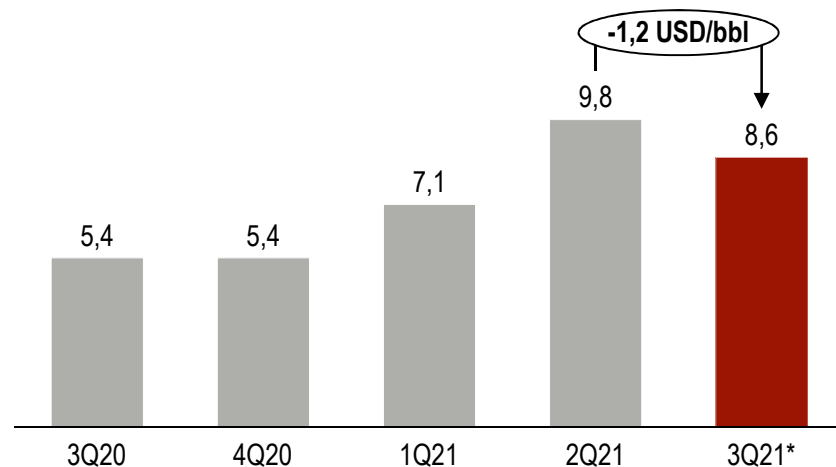
Perspektywy

Otoczenie makroekonomiczne 3Q21



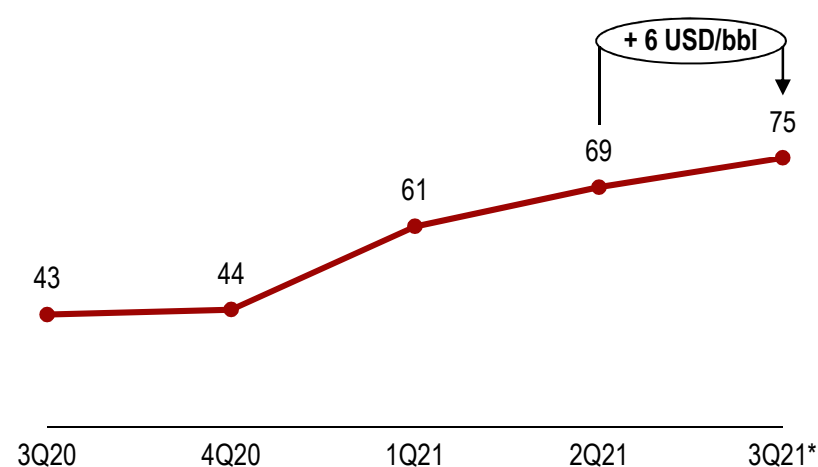
Modelowa marża downstream

USD/bbl



Średnia cena ropy Brent

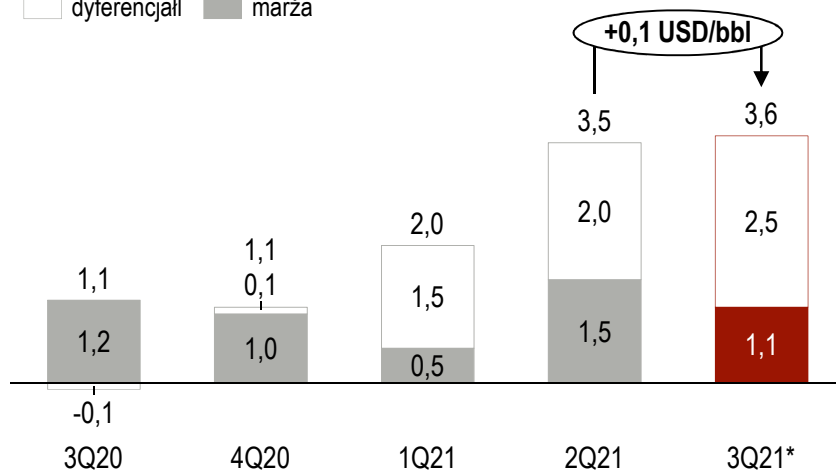
USD/bbl



Modelowa marża rafineryjna i dyferencjał Brent/Ural

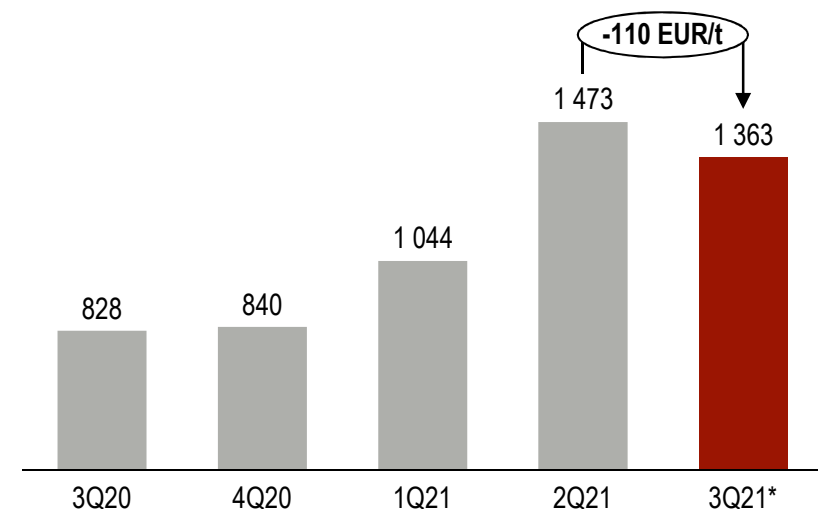
USD/bbl

□ dyferencjał ■ marża



Modelowa marża petrochemiczna

EUR/t



* Dane do dnia 23.07.2021



Makro

- Ropa Brent – cena ropy silnie wzrosła głównie w efekcie oporu Arabii Saudyjskiej przed zwiększaniem wydobycia. W lipcu OPEC+ osiągnął porozumienie i zgodził się na zwiększenie produkcji, co wywołało obawy o nadwyżkę ropy mając na uwadze kolejną falę pandemii. W perspektywie najbliższych tygodni oczekujemy spadku cen ropy i utrzymania średniego poziomu poniżej 70 USD/bbl do końca roku.
- Marża rafineryjna – silny wzrost popytu na ropę i paliwa wraz z efektem sezonowym spowodował poprawę marż, których poziom ograniczony był przez dynamiczny wzrost cen ropy do blisko 80 USD/bbl. Obecna perspektywa spadku cen ropy może przejściowo poprawić marże rafineryjne, ale w dłuższej perspektywie nadal ciężać będzie globalna nadwyżka mocy rafineryjnych.
- Marża petrochemiczna – wzrost popytu przy ograniczeniach podaży spowodował wzrost marż do rekordowych poziomów w 2Q21. W kolejnych kwartałach oczekujemy pogorszenia marż, pomimo którego pozostaną one na wysokich poziomach zdecydowanie wyższych niż w latach ubiegłych. Petrochemia jest ściśle skorelowana z PKB, które obecnie silnie wzrasta po głębokim spadku w ubiegłym roku.
- Gaz - ceny gazu ziemnego na rynku spotowym w Europie są najwyższe od 2008r. w efekcie ograniczonej podaży gazu (niskie napełnienie magazynów w Europie oraz ograniczona dostępność ładunków LNG) oraz wzmożonego popytu. Dodatni wpływ na cenę niskich stanów magazynowych będzie utrzymywał się co najmniej do rozpoczęcia okresu grzewczego. Jeżeli przed sezonem zimowym nie uda się osiągnąć poziomu wypełnienia magazynów obserwowanego w latach ubiegłych, to będą one wsparciem dla cen gazu również w najbliższych kwartałach zimowych.
- Energia elektryczna – z racji struktury polskiego rynku energii duże znaczenie ma silna korelacja z uprawnieniami CO₂, który jest obecnie czynnikiem wsparcia dla cen energii z perspektywą dalszego wzrostu. Notowania węgla na światowym rynku osiągają w ostatnim czasie kolejne maksima (duży popyt w Azji oraz ograniczona podaż z Indonezji i RPA wpływają bezpośrednio na ceny węgla w Europie, a pośrednio również na polski rynek). Wsparciem są również wysokie ceny gazu oraz wysokie zapotrzebowanie na energię elektryczną, co wynika z wysokich temperatur oraz niskiej generacji wiatrowej. Wsparciem dla cen energii powinna być w kolejnych miesiącach również sytuacja na rynku gazu. Niskie poziomy magazynów w Europie oraz niepewna perspektywa cenowa na kolejne miesiące przy ograniczonej podaży i wysokich cenach LNG będzie słabszym ograniczeniem dla rosnących cen węgla i kolejnym czynnikiem wsparcia dla cen energii. Perspektywa mroźnej zimy i wysokiego zapotrzebowania może być kolejnym czynnikiem powodującym wzrost cen energii elektrycznej.



Gospodarka

- Prognozy PKB* – Polska 5,0%, Czechy 1,2%, Litwa 5,1%, Niemcy 3,6%.
- Konsumpcja paliw – wzrost popytu na paliwa w efekcie ożywienia gospodarczego po COVID-19.

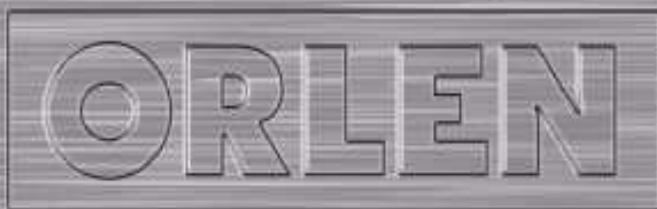


Regulacje

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

* Polska (NBP, lipiec 2021); Niemcy (CE, czerwiec 2021); Czechy (CNB, maj 2021); Litwa (LB, czerwiec 2021)

Dziękujemy za uwagę



W przypadku pytań prosimy o kontakt z Biurem Relacji Inwestorskich:

telefon: + 48 24 256 81 80

e-mail: ir@orlen.pl

www.orlen.pl



Slajdy pomocnicze

Wyniki – podział na kwartały



mln PLN	1Q20	2Q20	3Q20	4Q20	1Q21	2Q21
Przychody	22 077	17 010	23 918	23 175	24 562	29 423
EBITDA LIFO	1 607	2 013	1 965	2 773	2 386	3 206
efekt LIFO	-2 072	-466	267	-103	1 142	963
EBITDA	-465	1 547	2 232	2 670	3 528	4 169
Amortyzacja	-935	-1 128	-1 183	-1 301	-1 292	-1 313
EBIT LIFO	672	885	782	1 472	1 094	1 893
EBIT	-1 400	419	1 049	1 369	2 236	2 856
Wynik netto	-2 245	306	677	25	1 873	2 243

Wyniki 2Q20 nie uwzględniają zysku na okazyjnym nabyciu akcji ENERGA w wysokości 4062 mln PLN

Wyniki operacyjne przed odpisami aktualizującymi wartość aktywów trwałych: 1Q20 (-) 504 mln PLN / 2Q20 (-) 146 mln PLN / 3Q20 8 mln PLN / 4Q20 (-) 949 mln PLN / 1Q21 (-) 4 mln PLN / 2Q21 (-) 85 mln PLN **29**

EBITDA LIFO – podział na segmenty



mIn PLN	1Q20	2Q20	3Q20	4Q20	1Q21	2Q21
EBITDA LIFO	1 607	2 013	1 965	2 773	2 386	3 206
NRV	-1 609	1 207	-66	359	193	14
hedge	1 230	-115	1	369	96	348
w tym: hedge CO2	n/a	n/a	n/a	700	568	764
efekt LIFO	-2 072	-466	267	-103	1 142	963
EBITDA	-465	1 547	2 232	2 670	3 528	4 169
Rafineria LIFO	-353	614	-370	-128	2	298
NRV	-1 551	1 168	-65	366	157	15
hedge	1 049	-82	-3	-312	-230	-117
w tym: hedge CO2	n/a	n/a	n/a	n/a	193	260
efekt LIFO	-1 946	-526	270	-78	1 074	923
Rafineria	-2 299	88	-100	-206	1 076	1 221
Petrochemia LIFO	766	251	502	558	872	1 021
NRV	-58	39	-1	-7	36	-1
hedge	73	-13	17	-3	227	308
w tym: hedge CO2	n/a	n/a	n/a	n/a	213	287
efekt LIFO	-126	60	-3	-25	68	40
Petrochemia	640	311	499	533	940	1 061
Energetyka	488	759	1 017	1 124	1 240	1 234
hedge CO2	n/a	n/a	n/a	n/a	162	217
Detal	706	726	1 035	765	548	828
Wydobycie	219	10	44	49	14	60
hedge	107	-20	-12	-16	-63	-60
Funkcje korporacyjne	-219	-347	-263	405	-290	-235
hedge CO2	0	0	0	700	0	0

Wyniki 2Q20 nie uwzględniają zysku na okazijnym nabyciu akcji ENERGA w wysokości 4062 mln PLN

Wyniki operacyjne przed odpisami aktualizującymi wartość aktywów trwałych: 1Q20 (-) 504 mln PLN / 2Q20 (-) 146 mln PLN / 3Q20 8 mln PLN / 4Q20 (-) 949 mln PLN / 1Q21 (-) 4 mln PLN / 2Q21 (-) 85 mln PLN **30**

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

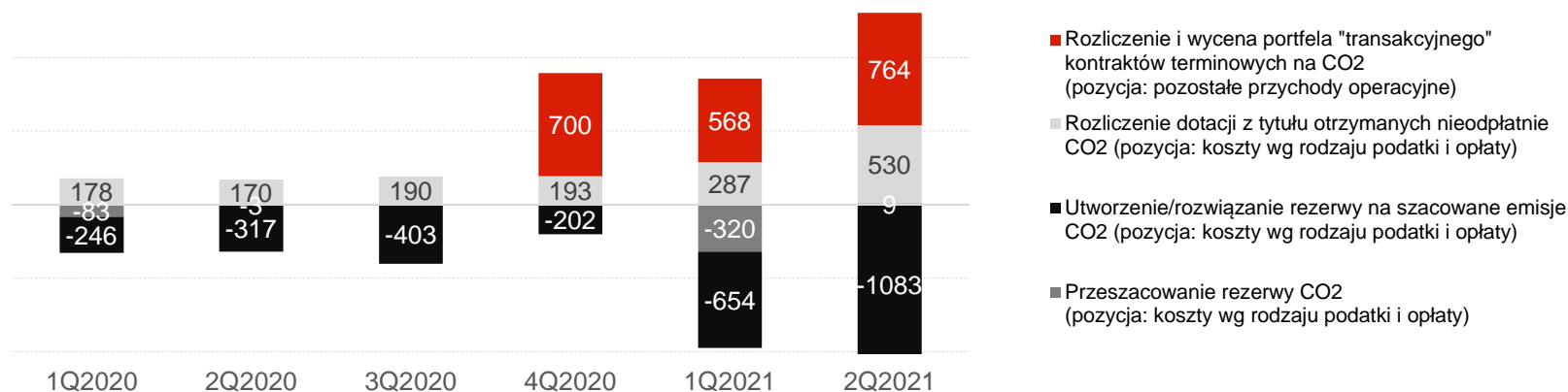


Portfel kontraktów na zakup praw do emisji CO2 w PKN ORLEN i stan EUA na rachunkach Grupy ORLEN (mln ton)

Portfele	Podejście do wyceny	31.03.2020	30.06.2020	30.09.2020	31.12.2020	31.03.2021	30.06.2021
Portfel „własny” kontraktów na zakup uprawnień do emisji	Nie podlega wycenie do wartości godziwej na dzień bilansowy	12,04	12,42	13,15*	7,42	0,46**	1,49
Portfel „transakcyjny”, kontraktów na zakup uprawnień do emisji	Podlega wycenie do wartości godziwej na dzień bilansowy	n/d	n/d	n/d	12,20	12,40	12,79
Portfel EUA na rachunkach Grupy ORLEN	Nie podlega wycenie do wartości godziwej na dzień bilansowy***	25,10	9,98	10,51	10,96	18,79	2,14

* Portfel „transakcyjny” został wydzielony w 4Q2020 w związku z przerełowaniem części posiadanych kontraktów na prawa do emisji CO2 na kolejny okres (działanie wynikające z wymogów MSSF9)
 ** W dniu 23 marca 2021 wykupiono 7,0 mln kontraktów na potrzeby rozliczenia ich w kwietniu 2021
 *** Ujmowane jako wartości niematerialne, nie podlegają amortyzacji, analizowane pod kątem utraty wartości. Zakupione uprawnienia wyceniane są według ceny nabycia, otrzymane nieodpłatnie w wartości godziwej ustalonej na dzień zarejestrowania na rachunku, pomniejszone o ewentualne odpisy z tytułu utraty wartości.

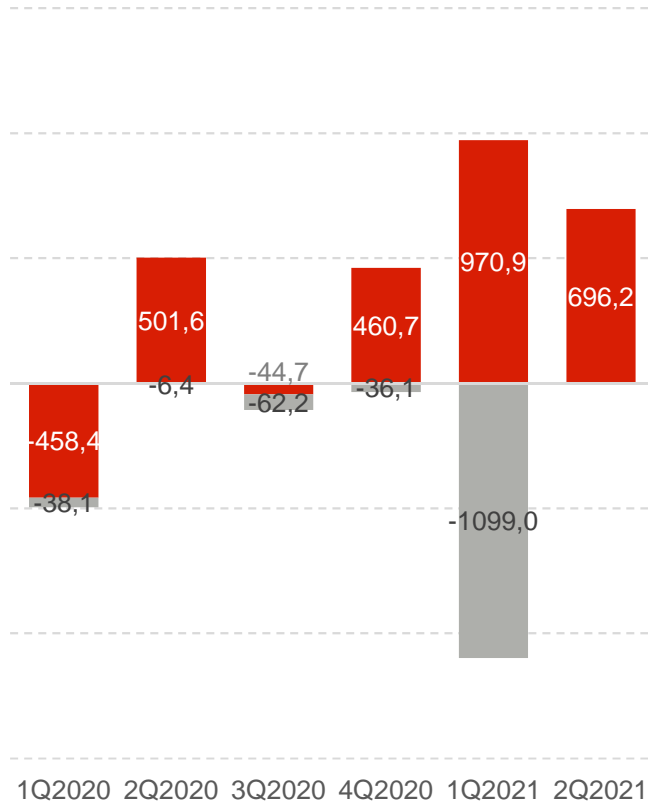
Wykres: Wpływ działań związanych z CO2 na skonsolidowany wynik finansowy PKN ORLEN (mln PLN)



Wpływ rozliczeń depozytu zabezpieczającego oraz realizacji kontraktów na CO2 na cash flow – WARTOŚCI POGLĄDOWE



Wpływ na cash flow (mIn 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



2Q21 mln PLN	PKN ORLEN	ORLEN Unipetrol ²	ORLEN Lietuva ²	Grupa ENERGA ²	Pozostałe i korekty konsolidacyjne	RAZEM
Przychody	19 336	5 676	4 372	3 228	-3 189	29 423
EBITDA LIFO	1 647	283	-64	797	543	3 206
Efekt LIFO ¹	734	144	59	-	26	963
EBITDA	2 381	427	-5	797	569	4 169
Amortyzacja	497	241	40	271	264	1 313
EBIT	1 884	186	-45	526	305	2 856
EBIT LIFO	1 150	42	-104	526	279	1 893
Przychody finansowe	1 109	18	-4	4	-690	437
Koszty finansowe	-217	-58	-5	-43	-29	-352
Wynik netto	2 332	112	-47	310	-464	2 243

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	2Q20	1Q21	2Q21	Δ (r/r)	6M20	6M21	Δ
Przychody	2 173	2 848	4 372	101%	5 309	7 220	36%
EBITDA LIFO	348	66	-64	-	-405	2	-
EBITDA	161	130	-5	-	-535	125	-
EBIT	121	94	-45	-	-609	49	-
Wynik netto	111	89	-47	-	-497	42	-

- Wzrost przychodów ze sprzedaży w efekcie wzrostu notowań produktów i wyższych wolumenów sprzedaży (r/r).
- Nieznaczny spadek wykorzystania mocy rafineryjnych o (-) 1 p.p. (r/r). Wzrost uzysku paliw o 4 p.p. (r/r) w rezultacie wyższego udziału rop niskosiarkowych w strukturze przerobu oraz dodatkowy przerób i komponowanie półproduktów z zapasów i importu.
- EBITDA LIFO niższa o (-) 412 mln PLN (r/r) głównie w efekcie braku dodatniego wpływu przeszacowania zapasów do cen możliwych do uzyskania (NRV) z 2Q20 roku w wysokości (-) 559 mln PLN (r/r), ujemnego wpływu (r/r) parametrów makro, w tym głównie spadku marż na oleju napędowym i ciężkich frakcjach rafineryjnych oraz transakcji zabezpieczających. Powyższe ujemne efekty zostały częściowo skompensowane dodatnim wpływem dyferencjału U/B, wyższych marż na benzynie i paliwie JET oraz marż hurtowych (r/r) a także wykorzystaniem historycznych warstw zapasów.
- CAPEX 2Q21: 68 mln PLN / 6M21: 131 mln PLN.

mIn PLN	2Q20	1Q21	2Q21	Δ (r/r)	6M20	6M21	Δ
Przychody	2 494	4 347	5 676	128%	6 548	10 023	53%
EBITDA LIFO	97	147	283	192%	-3	430	-
EBITDA	-22	382	427	-	-280	809	-
EBIT	-227	143	186	-	-684	329	-
Wynik netto	-198	115	112	-	-561	227	-

- Wzrost przychodów ze sprzedaży w efekcie wyższych notowań produktów rafineryjnych i petrochemicznych oraz wyższych wolumenów sprzedaży.
- Wyższy (r/r) poziom wskaźnika wykorzystania mocy rafineryjnych o 38 p.p. w rezultacie braku cyklicznego postoju rafinerii i petrochemii w Litvinovie z 2020 roku oraz wpływu opóźnionego uruchomienia rafinerii w Kralupach po postoju z marca 2020 roku oraz dzięki wyższej konsumpcji rynkowej paliw. Niższy uzysk paliw o (-) 4 p.p. (r/r) w efekcie zawyżonego poziomu z 2Q20 podczas cyklicznego postoju remontowego rafinerii w Litvinovie (przerób półproduktów zgromadzonych przed postojem remontowym).
- EBITDA LIFO wyższa o 186 mln PLN (r/r) w efekcie pozytywnego wpływu (r/r) parametrów makro, w tym głównie dyferencjału U/B i marż na benzynie i paliwie JET, braku ujemnego wpływu wykorzystania historycznych warstw zapasów z 2Q20 i wyższych wolumenów sprzedaży przy ujemnym wpływie przeszacowania zapasów do cen możliwych do uzyskania (NRV) w wysokości (-) 634 mln PLN (r/r), marż handlowych na produktach rafineryjnych oraz wyższych kosztów ogólnych i pracy.
- CAPEX 2Q21: 294 mln PLN / 6M21: 541 mln PLN.

mln PLN	2Q20	1Q21	2Q21	Δ (r/r)	6M20	6M21	Δ
Przychody	2 842	3 441	3 228	14%	6 095	6 669	9%
EBITDA	487	758	659	35%	1 055	1 417	34%
EBIT	229	494	385	68%	533	879	65%
Wynik netto	-878	384	284	-	-767	668	-

- Wzrost przychodów ze sprzedaży to głównie 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 172 mln PLN (r/r) z uwagi na wyższą o:
 - 112 mln PLN EBITDA Linii Biznesowej Dystrybucja – wzrost wyniku przede wszystkim z wyższej marży na dystrybucji (efekt wyższego wolumenu), wyższych przychodów z przyłączy oraz niższych kosztów operacyjnych Linii
 - 49 mln PLN EBITDA Linii Biznesowej Sprzedaż – wzrost wyników w ujęciu (r/r) to w głównej mierze efekt niskiej bazy (w 2020 roku obowiązywała niekorzystna taryfa Prezesa URE dla gospodarstw domowych, a także wyniki II kwartału 2020 roku były obniżone na skutek pandemii – realizacja straty na wyprzedaży nadwyżek energii) oraz ogólnej poprawy rentowności sprzedaży energii elektrycznej do odbiorców końcowych w 2021 roku.
- CAPEX 2Q21: 600 mln PLN.

Dane produkcyjne



Grupa ORLEN	2Q20	1Q21	2Q21	Δ (r/r)	Δ (kw/kw)	6M20	6M21	Δ
Przerób ropy naftowej (tys.t)	6 192	6 237	6 810	10%	9%	13 875	13 047	-6%
Wykorzystanie mocy przerobowych	71%	72%	78%	7 pp	6 pp	79%	75%	-4 pp
PKN ORLEN ¹								
Przerób ropy naftowej (tys.t)	3 505	3 040	3 286	-6%	8%	7 431	6 326	-15%
Wykorzystanie mocy przerobowych	86%	76%	81%	-5 pp	5 pp	92%	78%	-14 pp
Uzysk paliw ⁴	84%	77%	83%	-1 pp	6 pp	84%	80%	-4 pp
Uzysk lekkich destylatów ⁵	35%	32%	29%	-6 pp	-3 pp	35%	30%	-5 pp
Uzysk średnich destylatów ⁶	49%	45%	54%	5 pp	9 pp	49%	50%	1 pp
ORLEN Unipetrol ²								
Przerób ropy naftowej (tys.t)	777	1 640	1 615	108%	-2%	2 423	3 255	34%
Wykorzystanie mocy przerobowych	36%	76%	74%	38 pp	-2 pp	56%	75%	19 pp
Uzysk paliw ⁴	87%	82%	83%	-4 pp	1 pp	83%	82%	-1 pp
Uzysk lekkich destylatów ⁵	43%	36%	37%	-6 pp	1 pp	37%	37%	0 pp
Uzysk średnich destylatów ⁶	44%	46%	46%	2 pp	0 pp	46%	45%	-1 pp
ORLEN Lietuva ³								
Przerób ropy naftowej (tys.t)	1 839	1 472	1 827	-1%	24%	3 867	3 299	-15%
Wykorzystanie mocy przerobowych	73%	59%	72%	-1 pp	13 pp	76%	65%	-11 pp
Uzysk paliw ⁴	78%	78%	82%	4 pp	4 pp	76%	80%	4 pp
Uzysk lekkich destylatów ⁵	32%	32%	35%	3 pp	3 pp	31%	34%	3 pp
Uzysk średnich destylatów ⁶	46%	46%	47%	1 pp	1 pp	45%	46%	1 pp

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

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

³ Moce przerobowe ORLEN Lietuva wynoszą 10,2 mt/r

⁴ Uzysk paliw to suma uzysku średnich destylatów i uzysku lekkich destylatów. Niewielkie różnice mogą występować w wyniku zaokrąglenia

⁵ Uzysk lekkich destylatów to relacja ilości wyprodukowanej benzyny, nafty i LPG wyłączając BIO i transfery wewnątrz Grupy do ilości przerobu ropy

⁶ Uzysk średnich destylatów to relacja ilości wyprodukowanego ON, LOO i JET wyłączając BIO i transfery wewnątrz Grupy do ilości przerobu ropy

Modelowa marża downstream = Przychody (90,7% Produkty = 22,8% Benzyna + 44,2% ON + 15,3% COO + 1,0% SN 150 + 2,9% Etylen + 2,1% Propylen + 1,2% Benzen + 1,2% PX) – Koszty (wsad 100% = 6,5% Ropa Brent + 91,1% Ropa URAL + 2,4% Gaz ziemny).

Marże (crack) dla produktów petrochemicznych wyliczone jako różnica pomiędzy notowaniem danego produktu, a notowaniem ropy Brent DTD.

Modelowa marża rafineryjna = przychody ze sprzedaży produktów (93,5% Produkty = 36% Benzyna + 43% Diesel + 14,5% Ciężki olej opałowy) - koszty (100% wsadu: ropa i pozostałe surowce).

Całość wsadu przeliczona wg notowań ropy Brent. Notowania rynkowe spot.

Spread Ural Rdam vs fwd Brent Dtd = Med Strip - Ural Rdam (Ural CIF Rotterdam)

Modelowa marża petrochemiczna = przychody ze sprzedaży produktów (98% Produkty = 44% HDPE + 7% LDPE + 35% PP Homo + 12% PP Copo) - koszty (100% wsadu = 75% nafty + 25% LS VGO).

Notowania rynkowe kontrakt.

Uzysk paliw = uzysk średnich destylatów + uzysk benzyn (uzyski wyliczone w stosunku do przerobu ropy)

Kapitał pracujący (ujęcie bilansowe) = zapasy + należności z tytułu dostaw i usług oraz pozostałe - zobowiązania z tytułu dostaw i usług oraz pozostałe

Zmiana kapitału pracującego (ujęcie cash flow) = zmiana stanu należności + zmiana stanu zapasów + zmiana stanu zobowiązań

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

Zastrzeżenia prawne



Niniejsza prezentacja została przygotowana przez PKN ORLEN („PKN ORLEN” lub „Spółka”). Ani niniejsza Prezentacja, ani 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 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