




Skonsolidowane wyniki finansowe Grupy ORLEN

2 kwartał 2023 r.

24 sierpnia 2023 r.

 #ORLEN2Q23@GrupaORLEN

01
KLUCZOWE
WYDARZENIA

02
OTOCZENIE
RYNKOWE

03
WYNIKI FINANSOWE
I OPERACYJNE

04
SYTUACJA
FINANSOWA

05
PERSPEKTYWY



01

Kluczowe wydarzenia

Kluczowe wydarzenia 2Q23



Przychody

74,6 mld PLN

EBITDA LIFO

8,7 mld PLN

Najwyższa w historii dywidenda

6,4 mld PLN

Wpłaty z tytułu podatków i opłat w pierwszym półroczu 2023 r.

36,5 mld PLN

PROJEKTY TRANSFORMACYJNE



- MEW: warunkowa decyzja inwestycyjna Baltic Power, 5 nowych lokalizacji dla kolejnych projektów.
- Umowy warunkowe na zakup farm wiatrowych i PV o mocy ponad 200 MW.
- SMR: Europejskie Centrum Kształcenia Kadr.
- H2: finał I edycji Akademii Wodorowej.
- Inwestycja ORLEN VC w platformę do recyklingu baterii EV.

ORGANIZACJA



- Publikacja polityki klimatycznej.
- Integracja spółek kolejowych, projektowych i olejowych.
- Zmiana nazwy na ORLEN S.A.
- 216. pozycja w rankingu Fortune Global 500. Skok o 208 pozycji – top5 najwyższych wzrostów w rankingu.

PRZERÓB I WYDOBYCIE



- Poszerzenie zakresu inwestycji w kompleks olefin.
- Dostawa kluczowego elementu instalacji pogłębionego przerobu ropy na Litwę.
- Nowe koncesje wydobywcze w Norwegii, większe zasoby w złożu Øst Frigg.

DETAL



- Wejście na rynek austriacki: warunkowa umowa zakupu 266 stacji paliw.
- Finalny etap rebrandingu w Czechach: do końca roku 90% stacji pod marką ORLEN.
- Otwarcie pierwszych 'zielonych' stacji paliw (Bydgoszcz, Wola Korycka).

DYWERSYFIKACJA DOSTAW



- Umowa na dostawy ropy z Morza Północnego od BP.
- Drugi gazowiec Grupy ORLEN 'Grażyna Gęsicka' w komercyjnym użyciu.

01
KLUCZOWE
WYDARZENIA

02
OTOCZENIE
RYNKOWE

03
WYNIKI FINANSOWE
I OPERACYJNE

04
SYTUACJA
FINANSOWA

05
PERSPEKTYWY



02

Otoczenie rynkowe



Otoczenie makroekonomiczne 2Q23



		2Q22	1Q23	2Q23	Δ (r/r)
Ropa Brent	USD/bbl	114	81	78	-32%
Modelowa marża rafineryjna ¹	USD/bbl	26,5	18,3	13,8	-48%
Dyferencjał ²	USD/bbl	12,3	5,1	1,8	-85%
Cena gazu ziemnego TTF month-ahead	PLN/MWh	468	249	158	-66%
Cena gazu ziemnego TGEgasDA	PLN/MWh	471	275	176	-63%
Cena energii elektrycznej TGeBase	PLN/MWh	702	619	527	-25%
Produkty rafineryjne⁴ - marża (crack) z notowań					
ON	USD/t	338	245	134	-60%
Benzyna	USD/t	432	300	304	-30%
Ciężki olej opałowy	USD/t	-279	-239	-164	41%
Produkty petrochemiczne⁴ - marża (crack) z notowań					
Polietylen ⁵	EUR/t	551	464	433	-21%
Polipropylen ⁵	EUR/t	638	432	429	-33%
Etylen	EUR/t	810	668	664	-18%
Propylen	EUR/t	820	564	554	-32%
Paraksylen	EUR/t	393	544	481	22%
Średnie kursy walut⁶					
USD/PLN	USD/PLN	4,36	4,39	4,17	-4%
EUR/PLN	EUR/PLN	4,65	4,71	4,54	-2%

(1) Modelowa marża rafineryjna = przychody (93,5% Produkty = 36% Benzyna + 43% Diesel + 14,5% Ciężki olej opałowy) - koszty (100% wsadu: ropa i pozostałe surowce). Notowania rynkowe spot. (do dnia 31.07.2022)

Modelowa marża rafineryjna = przychody (93,6% Produkty = 33% Benzyna + 48% Diesel + 13% Ciężki olej opałowy) - koszty (100% wsadu: 98% ropa Brent + 2% gaz ziemny). Notowania rynkowe spot. (od dnia 01.08.2022)

(2) Dyferencjał liczony na bazie rzeczywistego udziału przerobionych rop. Notowania spot.

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

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

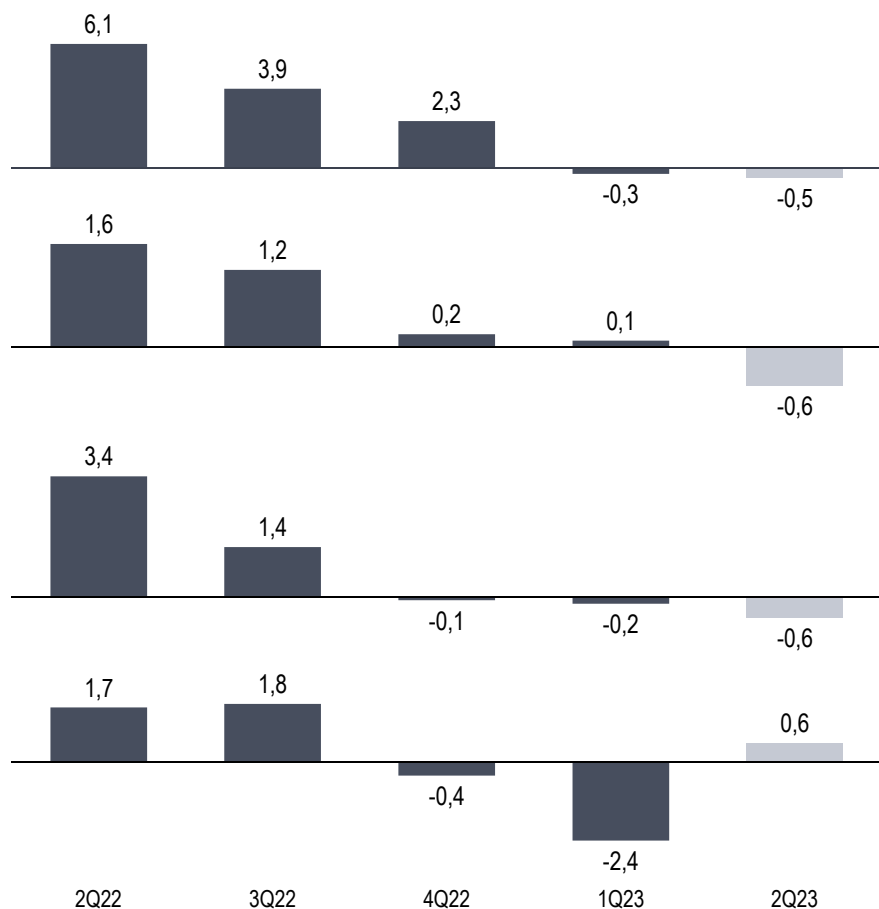
(6) Kursy średnie wg danych Narodowego Banku Polskiego.

Spadek konsumpcji oleju napędowego w efekcie spowolnienia gospodarczego przy wzroście konsumpcji benzyny



PKB¹

Zmiana % (r/r)

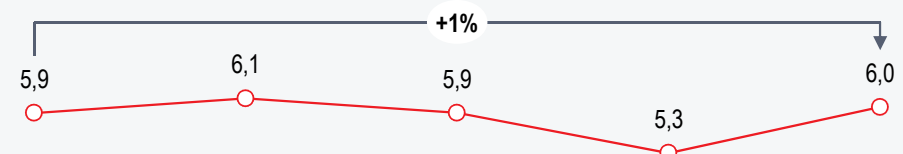


Konsumpcja paliw²

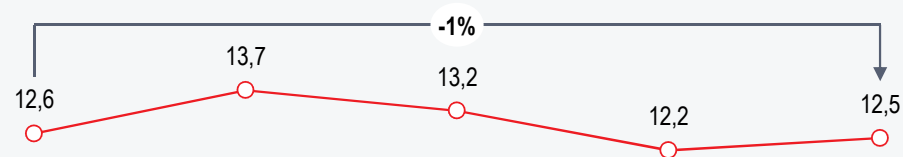
mt



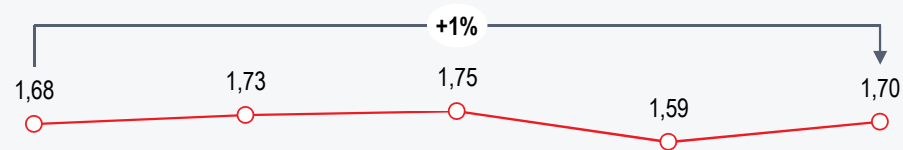
Polska



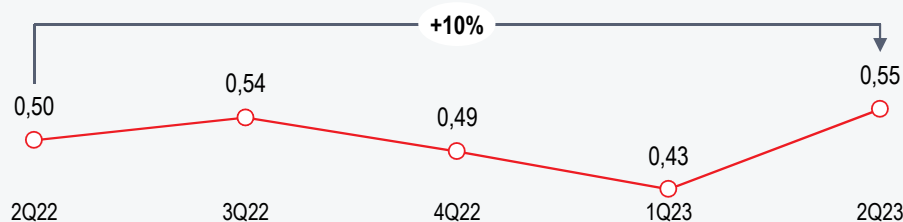
Niemcy



Czechy



Litwa



¹ 2Q23 – szacunki: Polska (NBP) / Czechy, Niemcy, Litwa (KE)
² 2Q23 – szacunki: Polska (ARE), Litwa (Urząd Statystyczny), Czechy (Urząd Statystyczny), Niemcy (Stowarzyszenie Przemysłu Naftowego)

01
KLUCZOWE
WYDARZENIA

02
OTOCZENIE
RYNKOWE

03
WYNIKI FINANSOWE
I OPERACYJNE

04
SYTUACJA
FINANSOWA

05
PERSPEKTYWY

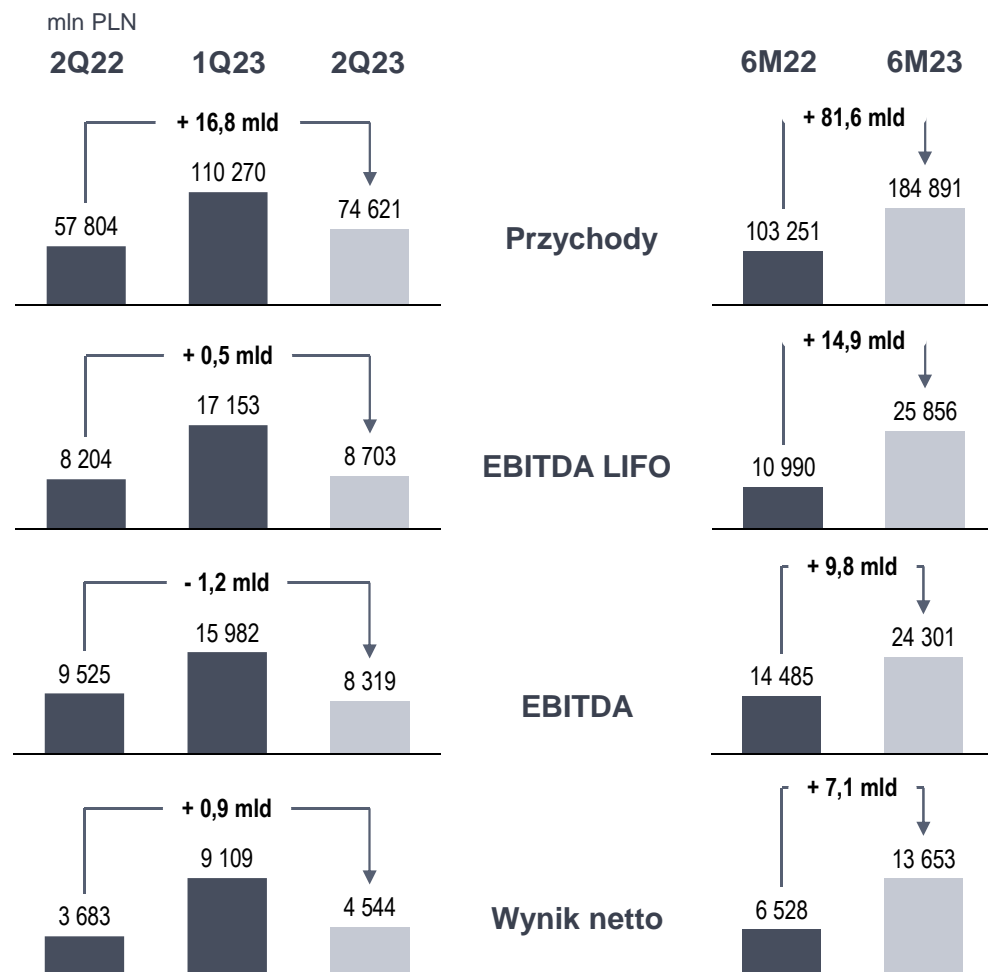


03

**Wyniki
finansowe
i operacyjne**

Wyniki finansowe

~ 75 mld PLN przychodów ze sprzedaży w efekcie konsolidacji Grupy Lotos i Grupy PGNiG



Przychody: wzrost o 29% (r/r) w efekcie wyższych wolumenów sprzedaży dzięki konsolidacji Grupy Lotos i Grupy PGNiG przy niższych notowaniach produktów rafineryjnych, produktów petrochemicznych oraz węglowodorów.

EBITDA LIFO: wzrost o 0,5 mld PLN (r/r) w efekcie dodatniego wpływu konsolidacji wyników Grupy Lotos i Grupy PGNiG w wys. 6,3 mld PLN, hedgingu oraz niższych rezerw na emisje CO₂. Powyższe efekty zostały ograniczone przez ujemny wpływ niższych wolumenów sprzedaży, niższych marż rafineryjnych, niższego dyferencjału, umocnienia PLN/USD, niższych marż petrochemicznych, niższych marż w wydobywaniu, niższych marż paliwowych w detalu, wykorzystania historycznych warstw zasobów, odpisów na zapasach (NRV), wyceny kontraktów terminowych CO₂ oraz wyższych kosztów stałych i kosztów pracy.

Efekt LIFO: (-) 0,4 mld PLN wpływu zmian cen ropy naftowej na wycenę zasobów.

Wynik na działalności finansowej: 1,0 mld PLN w efekcie dodatniego wpływu różnic kursowych netto oraz odsetek przy ujemnym wpływie wyceny pochodnych instrumentów finansowych netto.

Wynik netto: 4,5 mld PLN zysku netto.

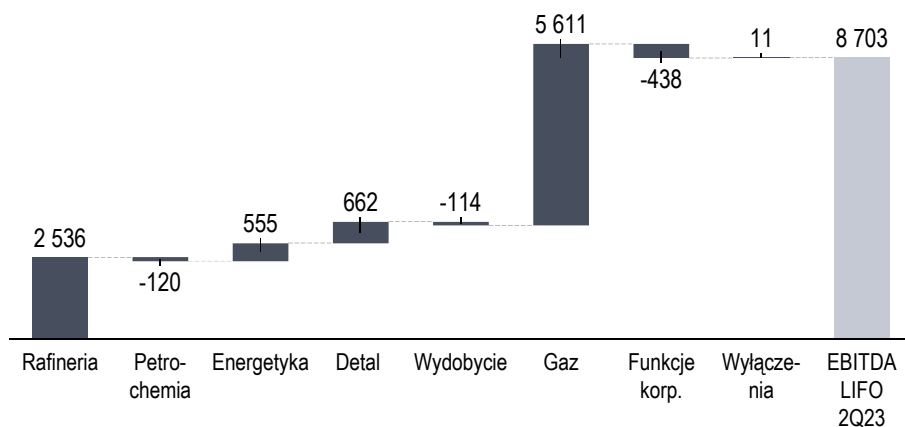
EBITDA LIFO

6,3 mld PLN dodatniego wpływu konsolidacji wyników Grupy Lotos i Grupy PGNiG



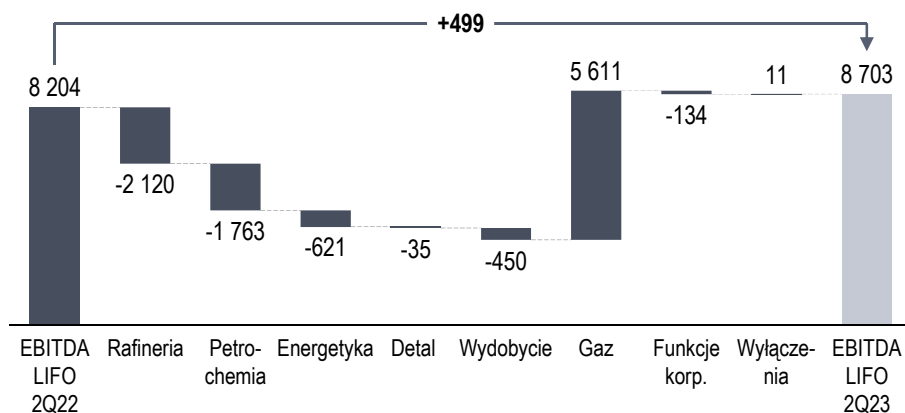
Wyniki segmentów

mIn PLN



Zmiana wyników (r/r)

mIn PLN



Rafineria: spadek o (-) 2,1 mld PLN (r/r) w efekcie ujemnego wpływu makro, wykorzystania historycznych warstw zapasów, odpisów na zapasach (NRV) oraz wyższych kosztów stałych i kosztów pracy. Powyższe efekty zostały ograniczone przez dodatni wpływ konsolidacji wyników Grupy Lotos w wys. 0,5 mld PLN.

Petrochemia: spadek o (-) 1,8 mld PLN (r/r) w efekcie ujemnego wpływu makro, niższych wolumenów sprzedaży, niższych marż handlowych oraz wyższych kosztów stałych i kosztów pracy.

Energetyka: spadek o (-) 0,6 mld PLN (r/r) w efekcie ujemnego wpływu niższych wolumenów sprzedaży oraz wyższych kosztów stałych i kosztów pracy. Powyższe efekty zostały ograniczone przez dodatni wpływ konsolidacji wyników Grupy PGNiG w wys. 0,3 mld PLN.

Detal: porównywalny wynik (r/r) w efekcie ujemnego wpływu niższych marż paliwowych oraz wyższych kosztów funkcjonowania stacji paliw przy dodatnim wpływie wzrostu wolumenów sprzedaży.

Wydobywanie: spadek o (-) 0,5 mld PLN (r/r) w efekcie ujemnego wpływu makro, niższych wolumenów sprzedaży, wyższych kosztów stałych i kosztów pracy oraz ujemnego wpływu konsolidacji wyników Grupy Lotos i Grupy PGNiG w wys. (-) 0,2 mld PLN.

Gaz: wzrost o 5,6 mld PLN (r/r) w efekcie dodatniego wpływu konsolidacji wyników Grupy PGNiG w wys. 5,6 mld PLN.

Funkcje korporacyjne: wzrost kosztów o 0,1 mld PLN (r/r) w efekcie wzrostu skali działalności Grupy ORLEN.

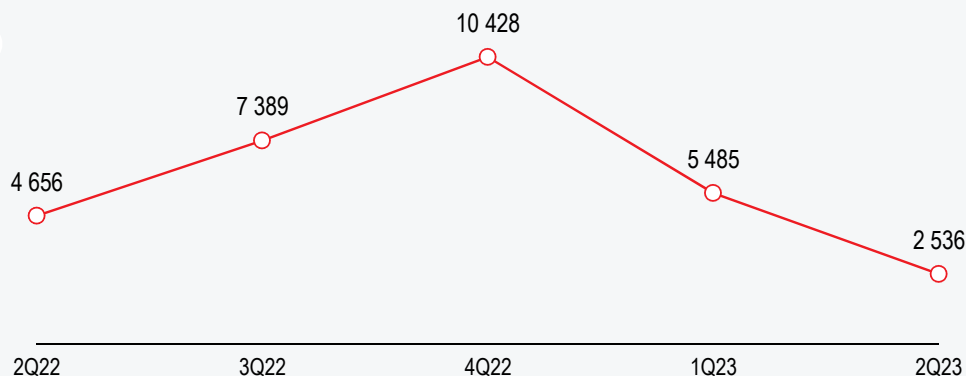
Rafineria – EBITDA LIFO

Ujemny wpływ makro i ujemny efekt wolumenowy na skutek ograniczenia przerobu rosyjskiej ropy



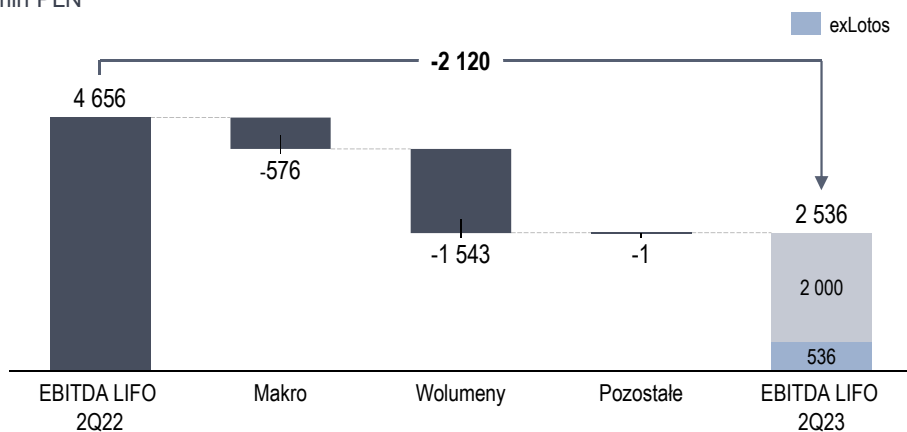
EBITDA LIFO

mln PLN



EBITDA LIFO – wpływ czynników

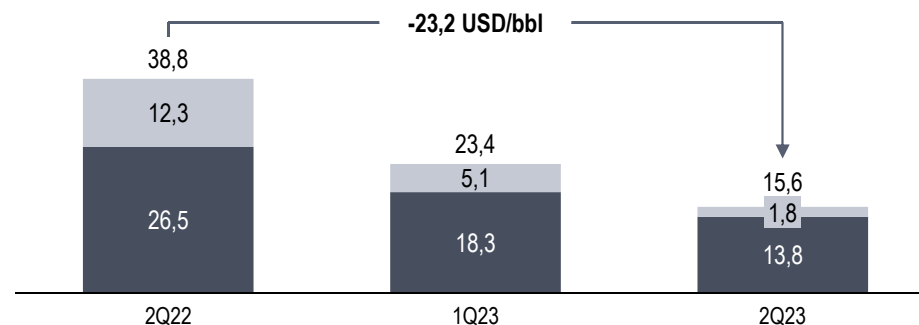
mln PLN



Modelowa marża rafineryjna z dyferencjałem

USD/bbl

dyferencjał marża



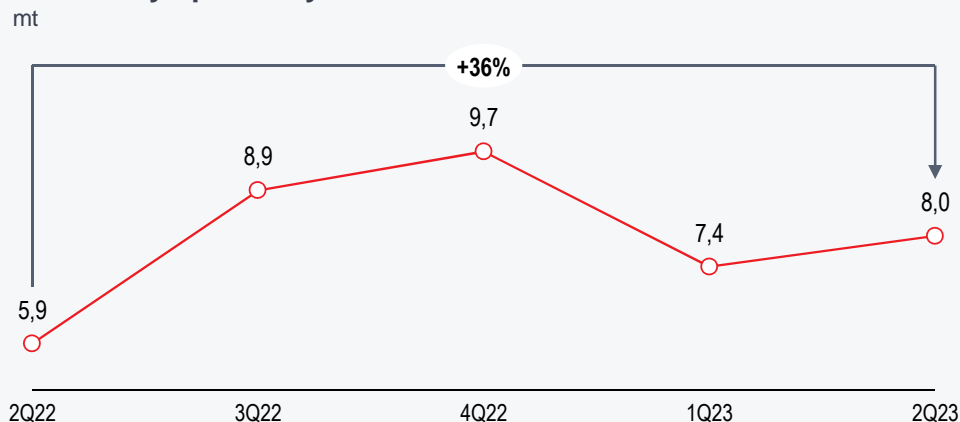
- Ujemny wpływ makro (r/r) w efekcie niższych marż na lekkich i średnich destylatach, zmiany struktury przerabianych rop związanej z ograniczeniem przerobu REBCO, umocnienia PLN/USD. Powyższe efekty zostały ograniczone przez wyższe marże na ciężkim oleju opałowym, dodatni wpływ hedgingu i rezerwy na emisje CO₂ oraz niższe koszty zużycia własnych w wyniku spadku cen ropy.
- Wzrost wolumenów sprzedaży o 36% (r/r), w tym:
 - wyższa sprzedaż benzyny o 67%, oleju napędowego o 23%, LPG o 51%, paliwa lotniczego JET o 44% oraz COO o 10%.
 - wyższa sprzedaż w Polsce o 48% przy niższej sprzedaży w Czechach o (-) 2% i na Litwie o (-) 10%.
 - ujemny efekt wolumenowy w efekcie zmiany struktury przerabianych rop tj. ograniczenie przerobu REBCO i zastąpienie go przerobem droższych gatunków rop.
- Pozostałe, w tym: dodatni wpływ konsolidacji wyników Grupy Lotos w wys. 0,5 mld PLN przy ujemnym wpływie wykorzystania historycznych warstw zapasów, odpisów na zapasach (NRV) oraz wyższych kosztach stałych i kosztach pracy.

Rafineria – dane operacyjne

Wzrost przerobu ropy i wzrost wolumenów sprzedaży w efekcie konsolidacji Grupy Lotos



Wolumeny sprzedaży



Przerób ropy i wykorzystanie mocy

mt, %

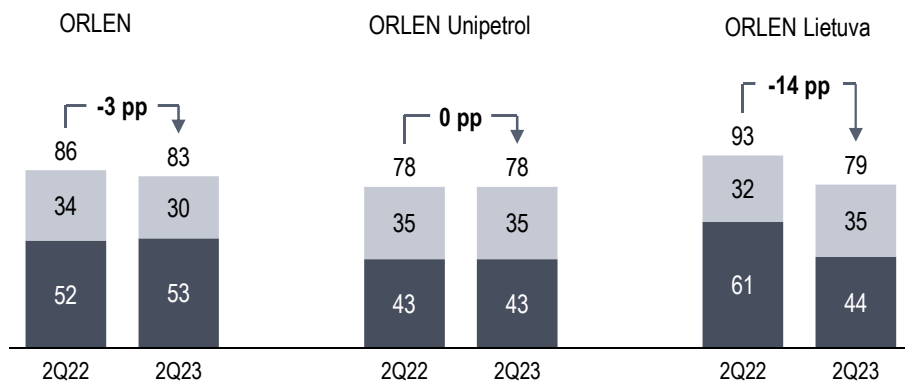
Przerób (mt)	2Q22	1Q23	2Q23	Δ (r/r)
ORLEN	4,3	5,5	5,3	1,0
ORLEN Unipetrol	1,7	1,8	1,9	0,2
ORLEN Lietuva	1,2	2,1	2,3	1,1
Grupa ORLEN	7,2	9,5	9,5	2,3

Wykorzystanie mocy (%)	2Q22	1Q23	2Q23	Δ (r/r)
ORLEN	107%	93%	89%	-18 pp
ORLEN Unipetrol	77%	83%	87%	10 pp
ORLEN Lietuva	46%	85%	89%	43 pp
Grupa ORLEN	83%	90%	90%	7 pp

Uzysk paliw

%

■ lekkie destylaty ■ średnie destylaty



- Przerób ropy wyniósł 9,5 mt tj. wzrost o 2,3 mt (r/r), w tym:
 - ORLEN – wzrost przerobu ropy o 1,0 mt (r/r) w efekcie ujęcia przerobu rafinerii w Gdańsku w wys. 2,0 mt przy niższym przerobie rafinerii w Płocku o (-) 1,0 mt (r/r) na skutek postojów instalacji: DRW III, FKK II, Hydrokrakingu, Wytwórni Wodoru II, Metatezy oraz HOG. Niższy uzysk paliw o (-) 3 pp (r/r) w efekcie postoju ww. instalacji konwersyjnych.
 - ORLEN Unipetrol – wzrost przerobu ropy o 0,2 mt (r/r) w efekcie braku wpływu cyklicznego postoju remontowego rafinerii w Kralupach z przełomu 1Q/2Q22. Uzysk paliw na porównywalnym poziomie (r/r) przy zmniejszonym wykorzystaniu rop niskosiarkowych.
 - ORLEN Lietuva – wzrost przerobu ropy o 1,1 mt (r/r) w efekcie braku wpływu cyklicznego postoju remontowego rafinerii z 2Q22. Uzysk paliw w 2Q23 na standardowym poziomie – zmniejszenie uzysku o (-) 14 pp (r/r) w efekcie zawyżonego poziomu z 2Q22 w okresie remontowym (wykorzystanie zgromadzonych zapasów półproduktów paliwowych).

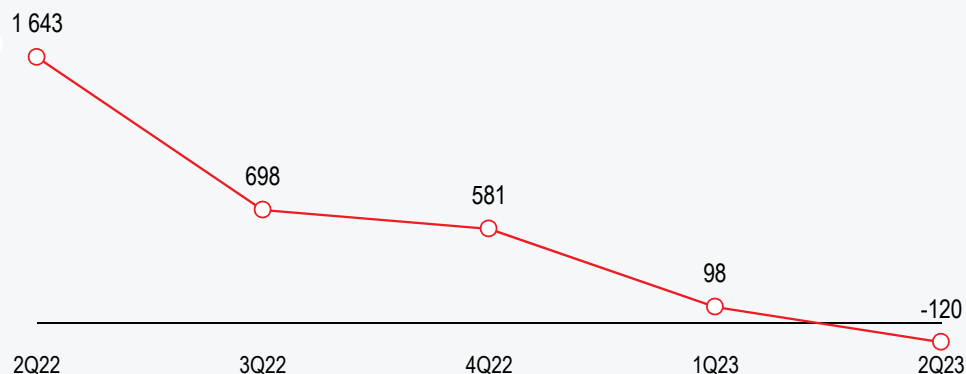
Petrochemia – EBITDA LIFO

Ujemny wpływ makro i spadek wolumenów sprzedaży



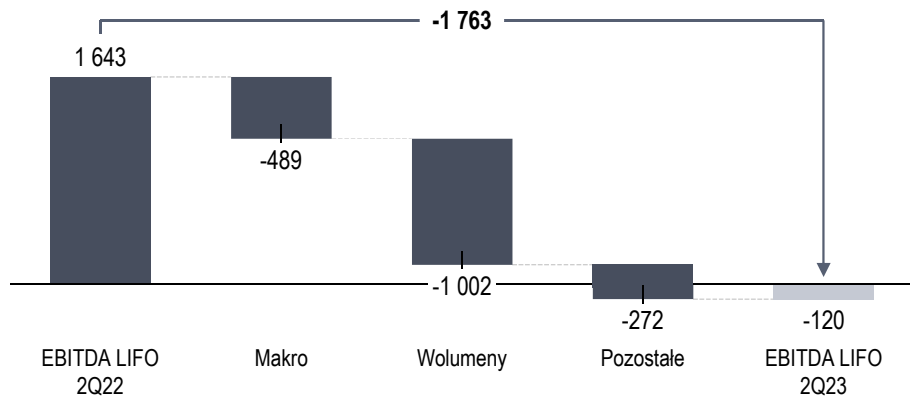
EBITDA LIFO

mIn PLN



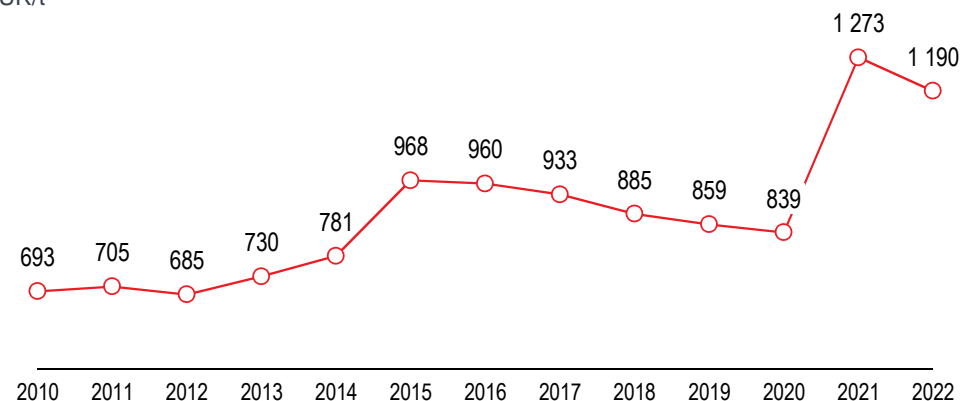
EBITDA LIFO – wpływ czynników

mIn PLN



Modelowa marża petrochemiczna

EUR/t



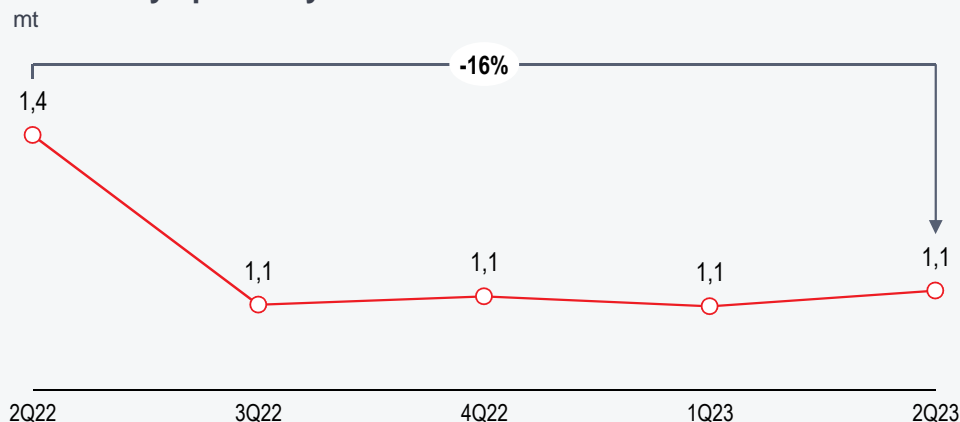
- Ujemny wpływ makro (r/r) w efekcie niższych marż na olefinach, poliolefinach, nawozach, PCW i PTA.
- Spadek wolumenów sprzedaży o (-) 16% (r/r), w tym:
 - niższa sprzedaż olefin o (-) 23%, poliolefin o (-) 9%, nawozów o (-) 1%, PCW o (-) 47% oraz PTA o (-) 37%.
 - niższa sprzedaż w Polsce o (-) 17% i Czechach o (-) 16% przy wyższej sprzedaży na Litwie o 20%.
- Pozostałe, w tym: niższe marże handlowe oraz wyższe koszty stałe i koszty pracy.
- EBITDA LIFO zawiera:
 - (-) 144 mln PLN wyniku Anwil; spadek o (-) 599 mln (r/r).
 - (-) 119 mln PLN wyniku PTA; wzrost o 14 mln PLN (r/r).

Petrochemia – dane operacyjne

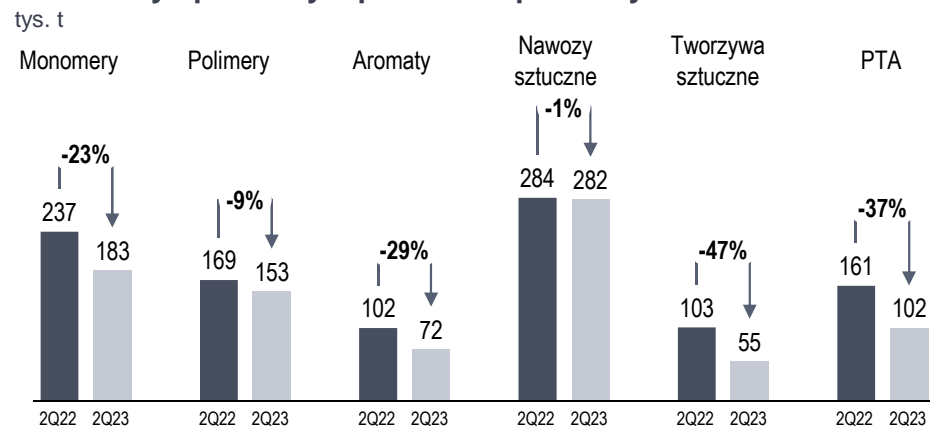
Niższe wykorzystanie mocy instalacji w wyniku słabego popytu oraz postojów remontowych



Wolumeny sprzedaży



Wolumeny sprzedaży – podział na produkty



Wykorzystanie mocy

%

Instalacje petrochemiczne	2Q22	1Q23	2Q23	Δ (r/r)
Olefiny (Płock)	89%	78%	70%	-19 pp
BOP (Płock)	74%	70%	67%	-7 pp
Metateza (Płock)	65%	51%	18%	-47 pp
Nawozy (Włocławek)	78%	81%	60%	-18 pp
PCW (Włocławek)	82%	64%	42%	-40 pp
PTA (Włocławek)	97%	66%	51%	-46 pp
Olefiny (ORLEN Unipetrol)	87%	85%	49%	-38 pp
PPF Splitter (ORLEN Lietuva)	34%	81%	80%	46 pp

Wykorzystanie mocy instalacji petrochemicznych:

- Olefiny (Płock) – niższe obciążenie (r/r) ze względu na spadek popytu oraz postoje instalacji PCW w Anwilu.
- BOP (Płock) – niższe wykorzystanie mocy (r/r) w efekcie ograniczonego popytu na poliolefiny.
- Metateza (Płock) – niższe obciążenie (r/r) ze względu na niższy popyt rynkowy oraz postój instalacji FKK II (wydłużony postój remontowy).
- Nawozy – niższe obciążenie (r/r) w rezultacie sytuacji rynkowej i zmniejszonego popytu na amoniak i nawozy.
- PCW (Włocławek) – niższe obciążenie (r/r) w efekcie postojów instalacji w trakcie 2Q23 oraz dostosowania do sytuacji rynkowej.
- PTA (Włocławek) – niższe obciążenie (r/r) ze względu na spadek popytu oraz realizację planowanego postoju remontowego.
- Olefiny (ORLEN Unipetrol) – niższe obciążenie (r/r) ze względu na postój technologiczny Steam Crackera oraz pożar na instalacji polipropylenu z maja 23.
- PPF Splitter (ORLEN Lietuva) – wyższe obciążenie (r/r) w efekcie braku postoju instalacji z 2Q22.

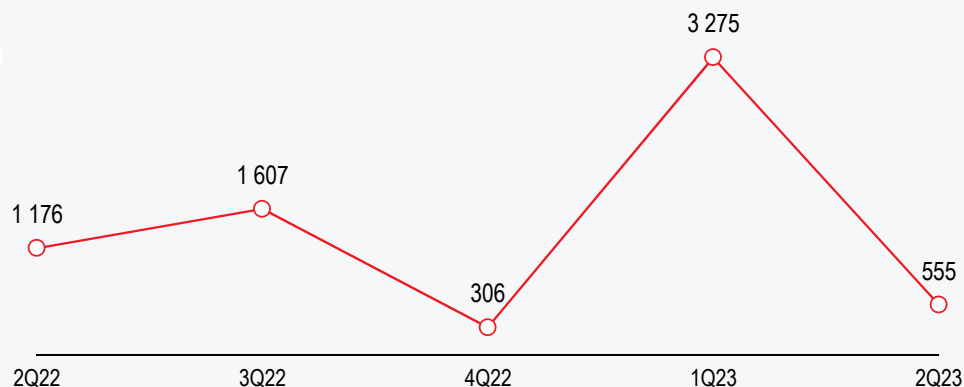
Energetyka – EBITDA

Spadek marż na sprzedaży energii elektrycznej



EBITDA

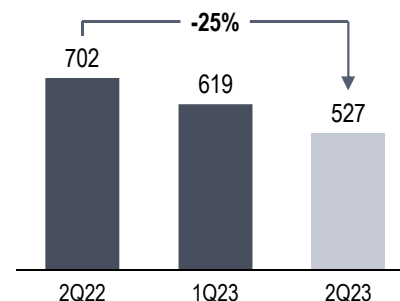
mIn PLN



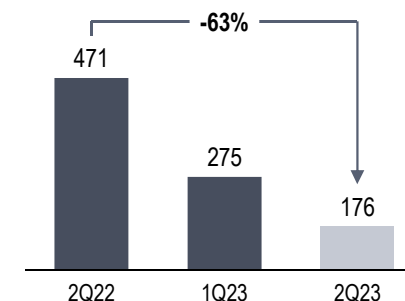
Cena energii i gazu

PLN/MWh

Cena energii (TGE Base)

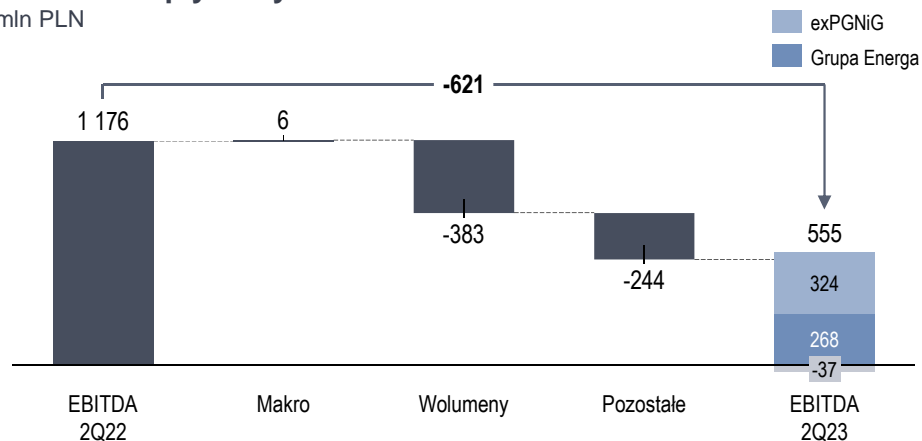


Cena gazu ziemnego (TGE gasDA)



EBITDA – wpływ czynników

mIn PLN



- Wpływ makro (r/r) – pozytywny wpływ transakcji zabezpieczających ceny energii w Grupie Energa, zmniejszone (r/r) koszty rezerw na emisję CO2 przy niższych marżach na produkcji i sprzedaży energii elektrycznej w Grupie Energa przy wyższych marżach dystrybucyjnych. Ujemny wpływ (r/r) relacji pomiędzy ceną kontraktową strat sieciowych względem ceny z rynku bilansującego w LB Dystrybucja. Korzystny wpływ (r/r) spread'u energia elektryczna / gaz ziemny na wyniki segmentu w ORLEN S.A.
- Ujemny efekt wolumenowy w rezultacie niższych wolumenów produkcji i dystrybucji energii elektrycznej w Grupie Energa przy wyższej sprzedaży energii. Dodatkowo wzrost produkcji i sprzedaży energii elektrycznej (r/r) w CCGT Włocławek i CCGT Płock przy ujemnym wpływie wyższego zużycia gazu ziemnego w efekcie spadku notowań.
- Pozostałe obejmują ujemny wpływ wyższych kosztów stałych i kosztów pracy, realizowanych wpłat na Fundusz Wyплаты Różnicy Ceny oraz wyższe (r/r) koszty opłat przesyłowych i tranzytowych przy pozytywnym wpływie konsolidacji wyników Grupy PGNiG w wys. 0,3 mld PLN.
- **Ciepłownictwo (exPGNiG):**
 - Wzrost średnich cen sprzedaży ciepła PGNiG TERMIKA w efekcie zmian taryf.

Energetyka – dane operacyjne

Ponad 60% produkcji energii elektrycznej pochodzi ze źródeł zero i niskoemisyjnych



Wolumeny energii elektrycznej i ciepła

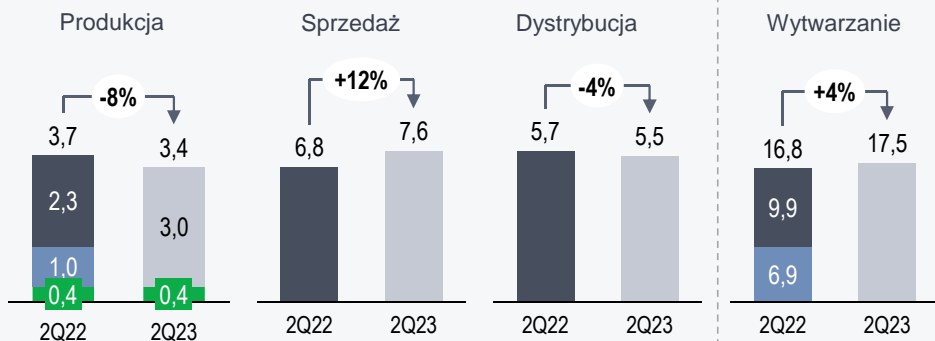
TWh, PJ

exPGNiG OZE

Energia elektryczna (TWh)

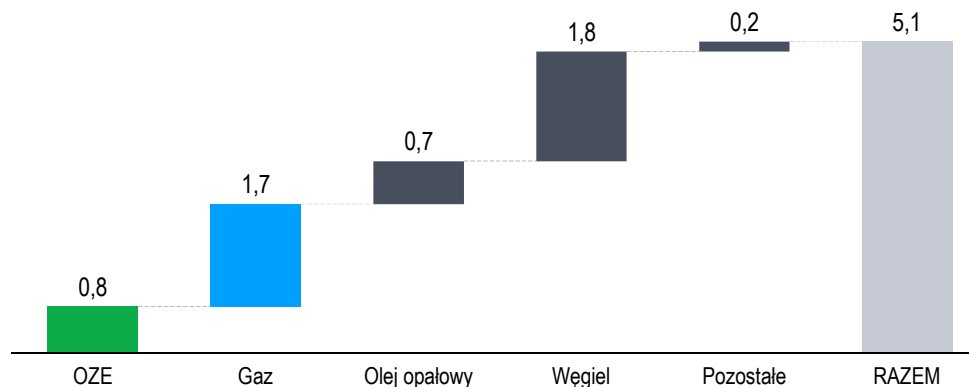
Ciepło (PJ)

Wytwarzanie



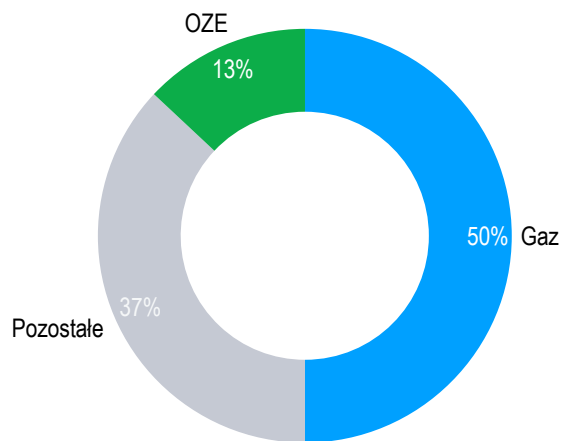
Moc zainstalowana

GWe



Produkcja energii elektrycznej – źródła wytwarzania

%



- Moc zainstalowana: 5,1 GWe (energia elektryczna) / 13,4 GWt (ciepło).
- Produkcja: 3,4 TWh (energia elektryczna) / 17,5 PJ (ciepło).

Energia elektryczna

- Spadek produkcji z uwzględnieniem exPGNiG oraz exLOTOS o (-) 8% (r/r) w efekcie utrzymującej się spadkowej tendencji zużycia energii w kraju.
- Wzrost sprzedaży o 12% (r/r) w efekcie zwiększenia aktywności na TGE nowej spółki obrotu ORLEN Energia.
- Dystrybucja energii elektrycznej spadła o (-) 4% (r/r) w efekcie wprowadzonych zachęt do ograniczenia zużycia przy wyższej produkcji przez prosumentów.

Ciepło:

- Sprzedaż ciepła wzrosła o 4% (r/r) w efekcie niższej kwartalnej średniej temperatury o 0,8°C (r/r).

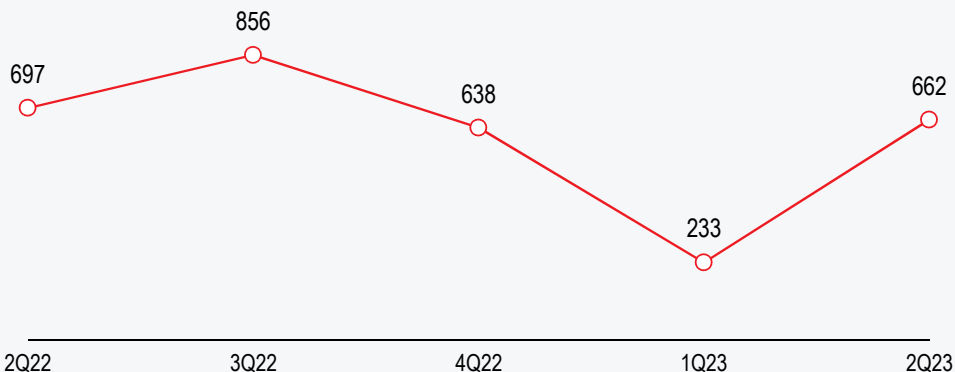
Detal – EBITDA

Spadek marż paliwowych oraz wzrost kosztów funkcjonowania stacji paliw ograniczony wzrostem sprzedaży



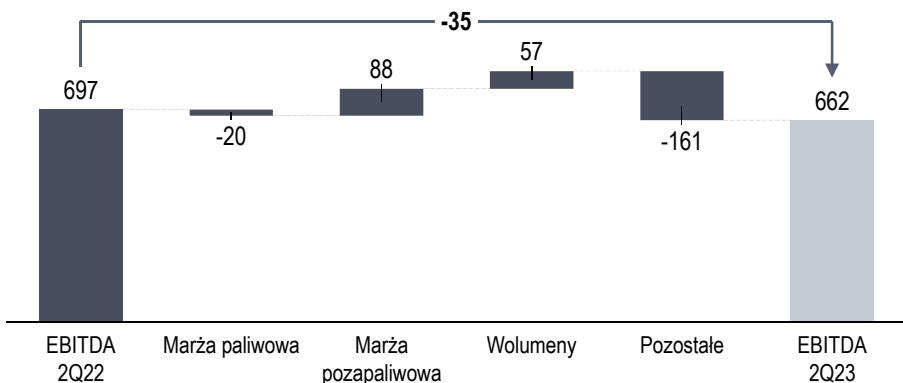
EBITDA

mIn PLN



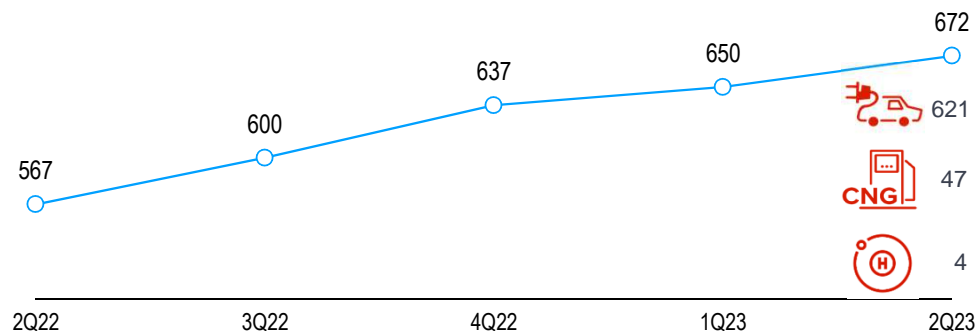
EBITDA – wpływ czynników

mIn PLN



Stacje alternatywnego tankowania

#



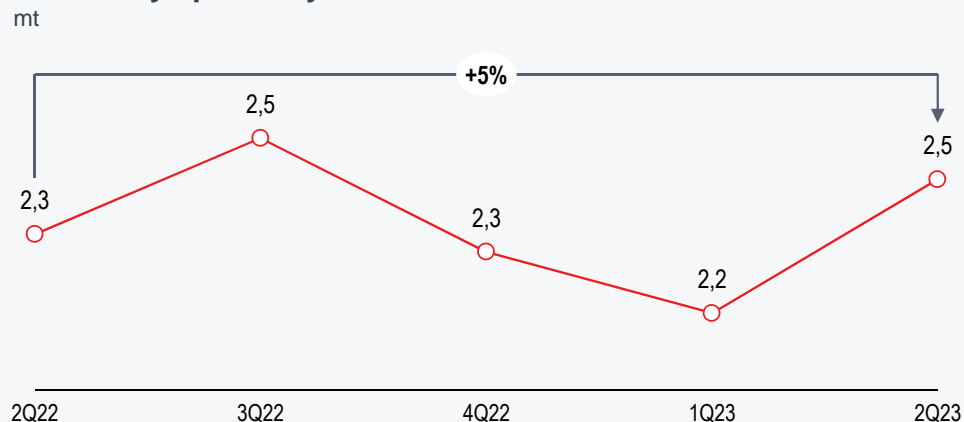
- Wzrost wolumenów sprzedaży o 5% (r/r), w tym: wyższa sprzedaż benzyny o 8%, oleju napędowego o 3% oraz LPG o 4%.
- Spadek marży paliwowej (r/r).
- 2570 punktów sprzedaży pozapaliwowej; wzrost o 261 (r/r).
- 672 stacji alternatywnego tankowania; wzrost o 105 (r/r).
- 8255 lokalizacji „ORLEN Paczka” w Polsce; wzrost o 1805 (r/r).
- Pozostałe, w tym: wzrost kosztów funkcjonowania stacji paliw (r/r).

Detal – dane operacyjne

Wzrost liczby stacji paliw, punktów sprzedaży pozapaliwowej oraz stacji alternatywnego tankowania



Wolumeny sprzedaży



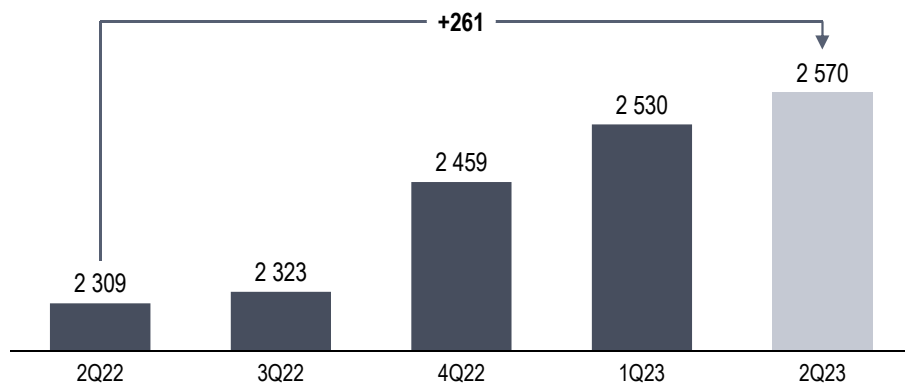
Liczba stacji i wolumenowe udziały rynkowe

#, %

	# stacji	(r/r)	% rynku	(r/r)
Polska	1 919	100	34,1	2,0 pp
Niemcy	605	18	6,0	-0,1 pp
Czechy	435	8	24,2	1,6 pp
Litwa	29	0	4,1	0,2 pp
Słowacja	90	67	2,6	1,3 pp
Węgry*	79	79	2,4	2,4 pp

Punkty sprzedaży pozapaliwowej

#



- Sprzedaż wyniosła 2,5 mt tj. wzrost o 5% (r/r), w tym: wyższa sprzedaż w Czechach o 66% przy niższej sprzedaży w Polsce i w Niemczech o (-) 1%.
- 3157 stacji paliw, tj. wzrost o 272 (r/r), w tym: w Polsce, na Węgrzech i na Słowacji w efekcie realizacji środków zaradczych w ramach przejęcia Grupy Lotos, dodatkowo na Słowacji w efekcie uruchomienia i rebrandingu samoobsługowych stacji przejętych od lokalnej sieci oraz w Niemczech w efekcie uruchomienia stacji samoobsługowych przejętych od OMV. Warunkowe nabycie 266 stacji paliw w Austrii.
- Wzrost udziałów rynkowych w Polsce, na Węgrzech, w Czechach i na Słowacji (r/r).
- 2570 punktów sprzedaży pozapaliwowej, w tym: 1902 w Polsce (w tym 36 ORLEN w ruchu), 342 w Czechach, 185 w Niemczech, 29 na Litwie, 48 na Słowacji i 64 na Węgrzech.
- 672 stacji alternatywnego tankowania, w tym: 514 w Polsce, 139 w Czechach i 19 w Niemczech.
- 8255 lokalizacji „ORLEN Paczka” w Polsce, w tym: 901 stacji ORLEN, 715 kiosków RUCHu, 3614 punktów partnerskich, 3025 automatów paczkowych.

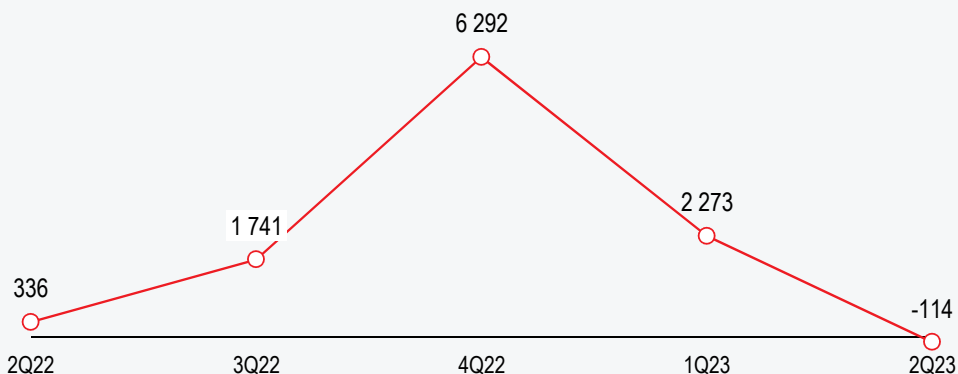
Wydobycie – EBITDA

Odpis na Fundusz Wyплаты Różnicy Ceny, spadek cen węglowodorów, niższa sprzedaż oraz wyższe koszty



EBITDA

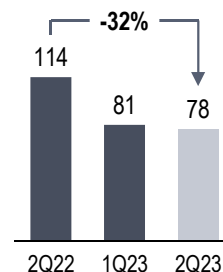
mIn PLN



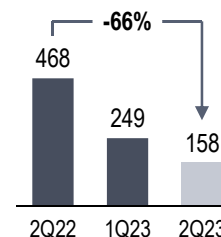
Cena ropy i gazu

USD/bbl, PLN/MWh

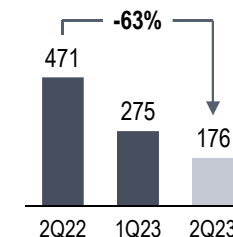
Cena ropy Brent (USD/bbl)



Cena gazu ziemnego TTF month-Ahead (PLN/MWh)



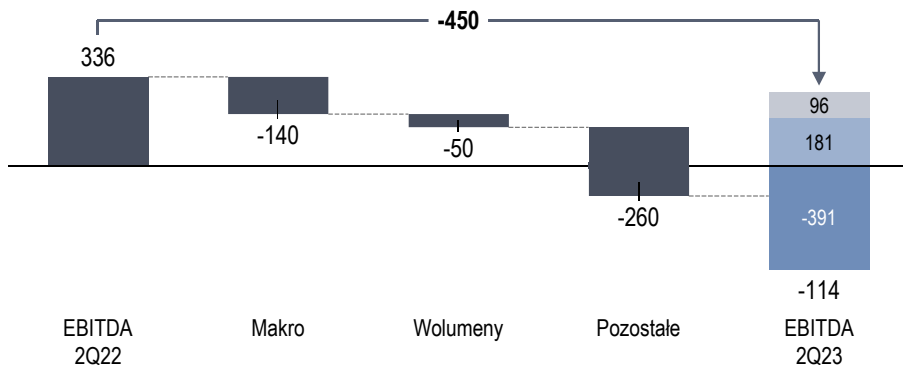
Cena gazu ziemnego TGEgasDA (PLN/MWh)



EBITDA – wpływ czynników

mIn PLN

exLotos exPGNiG



- Spadek cen ropy i gazu (r/r).
- Średnia cena gazu przekazanego do segmentu Gaz wyniosła 176 PLN/MWh.
- Wzrost średniej produkcji gazu o 99,5 tys. boe/d (r/r); spadek o (-) 25,5 tys. boe/d (kw/kw).
- Wzrost średniej produkcji ropy i NGL o 38,2 tys. boe/d (r/r); spadek o (-) 5,1 tys. boe/d (kw/kw).
- Wzrost średniego wydobycia łącznie o 137,7 tys. boe/d (r/r) przy spadku o (-) 30,6 tys. boe/d (kw/kw), w tym:
 - spadek wydobycia w Polsce o (-) 8,2 tys. boe/d (kw/kw), w Norwegii o (-) 23,4 tys. boe/d (kw/kw) oraz w Pakistanie o (-) 0,3 tys. boe/d (kw/kw) przy wzroście wydobycia w Kanadzie o 1,2 tys. boe/d (kw/kw) i porównywalnym wydobyciu na Litwie (kw/kw).
- Pozostałe, w tym:
 - ujemny wpływ gazowego odpisu na Fundusz Wyплаты Różnicy Ceny w wys. (-) 3,1 mld PLN przy dodatnim wpływie konsolidacji wyników PGNiG Upstream Norway oraz wyników Grupy Lotos.

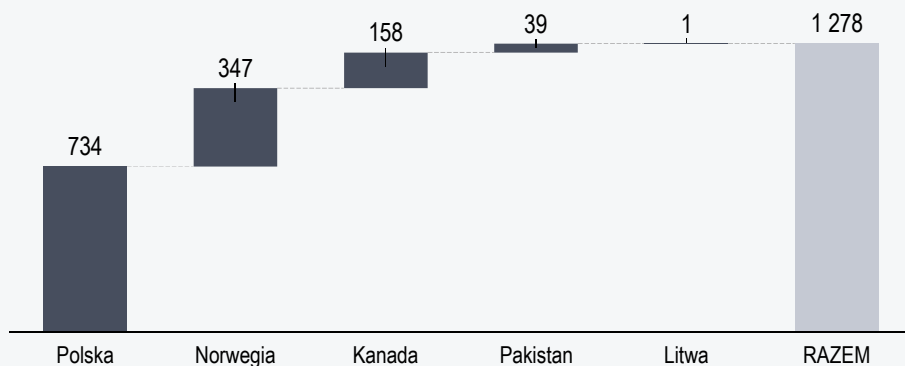
Wydobycie – dane operacyjne

Wzrost skali segmentu wydobywania w efekcie przejęcia Grupy Lotos i Grupy PGNiG



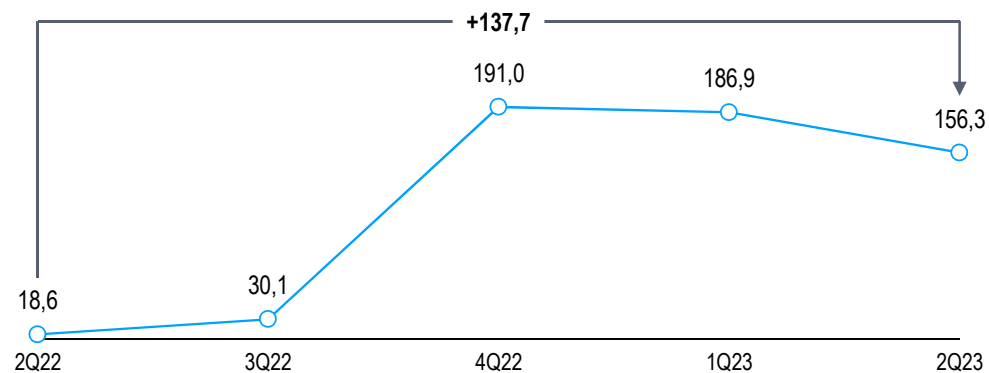
Zasoby ropy i gazu (2P)*

mln boe



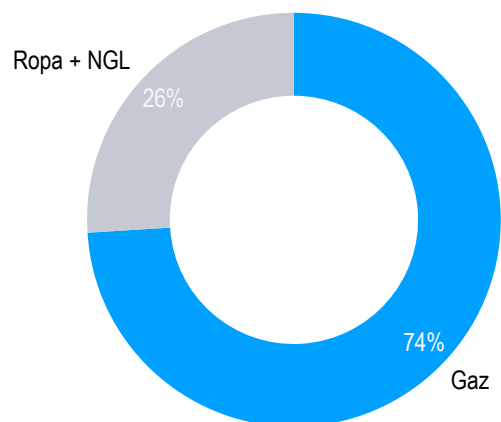
Średnie wydobycie**

tys. boe/d



Średnie wydobycie – udział węglowodorów

%



Polska

Zasoby 2P: 733,6 mln boe (19% ropa / 81% gaz)
Średnie wydobycie: 73,9 tys. boe/d
(23% ropa / 77% gaz)

Pakistan

Zasoby 2P: 38,7 mln boe (100% gaz)
Średnie wydobycie: 5,1 tys. boe/d
(100% gaz)

Norwegia

Zasoby 2P: 346,6 mln boe (30% ropa / 70% gaz)
Średnie wydobycie: 63,8 tys. boe/d
(28% ropa / 72% gaz)

Litwa

Zasoby 2P: 1,3 mln boe (100% ropa)
Średnie wydobycie: 0,4 tys. boe/d
(100% ropa)

Kanada

Zasoby 2P: 158,0 mln boe (58% ropa + NGL / 42% gaz)
Średnie wydobycie: 13,1 tys. boe/d
(42% ropa + NGL / 58% gaz)

* Na dzień 31.12.2022 r.; przedstawione zasoby nie uwzględniają wydobycia węglowodorów w 2023 r.

** Zastosowane przeliczniki: 1 mln ton ropy naftowej = 7,33 mln boe; 1 TWh gazu = 0,59 mln boe.

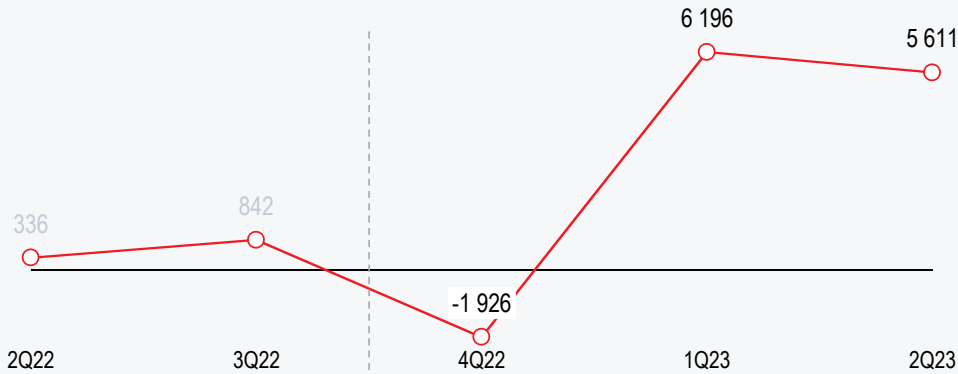


Gaz (dystrybucja oraz obrót i magazynowanie) – EBITDA

Dodatni wpływ konsolidacji wyników Grupy PGNiG

EBITDA

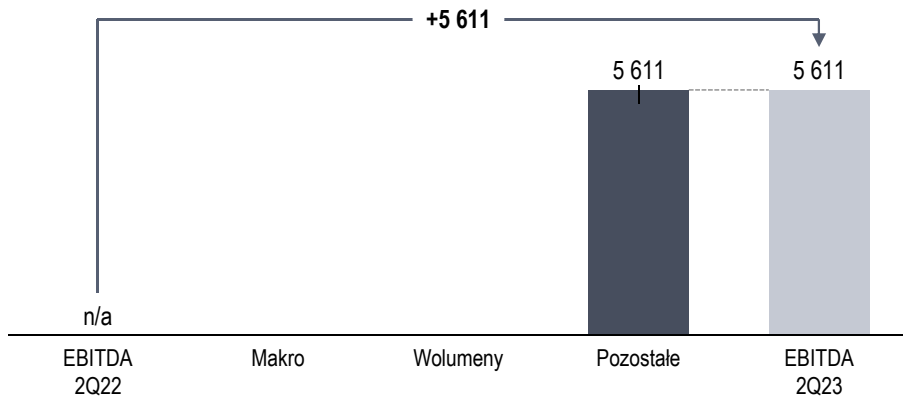
mIn PLN



Wydzielenie segmentu Gaz w efekcie konsolidacji przejętej Grupy PGNiG od listopada 2022r.

EBITDA – wpływ czynników

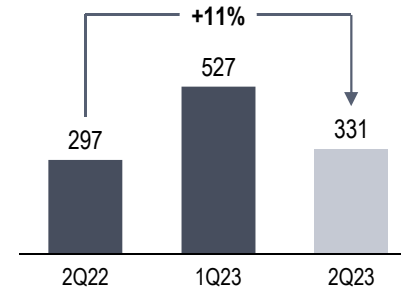
mIn PLN



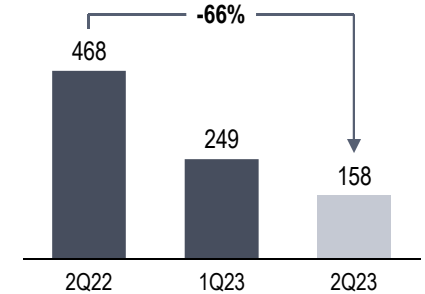
Ceny na rynkach gazu

PLN/MWh

Średnioważona cena z transakcji na TGE



Cena gazu ziemnego (TTF gasMA)



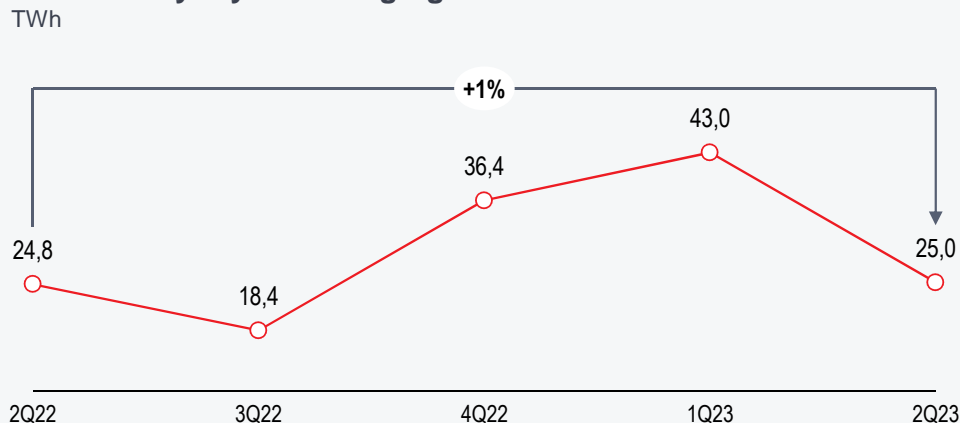
- EBITDA (obróć i magazynowanie) wyniosła 5,1 mld PLN tj. wzrost o 8,5 mld PLN (r/r).
- EBITDA (dystrybucja) wyniosła 0,5 mld PLN tj. wzrost o 0,1 mld PLN (r/r).
- Wzrost średniej ceny kontraktów ważonych wolumenem na TGE o 11% (r/r).
- Niższe koszty pozyskania gazu w segmencie w efekcie spadku cen na rynku spot i w kontraktach miesięcznych.
- Poziom taryfy detalicznej: 516,73 PLN/MWh (17.01-30.06).
- Obniżka cen dla biznesu o (-) 17% w kwartale: 355 PLN/MWh (1-31.04), 302 PLN/MWh (1-31.05), 293 PLN/MWh (1-30.06).
- Pozostałe, w tym:
 - dodatni wpływ konsolidacji wyników Grupy PGNiG w wys. 5,6 mld PLN uwzględniający wpływ rekompensat otrzymanych przez PGNiG Obrót Detaliczny z Funduszu Wyплаты Różnicy Ceny w wys. 3,1 mld PLN.

Gaz (dystrybucja oraz obrót i magazynowanie) – dane operacyjne

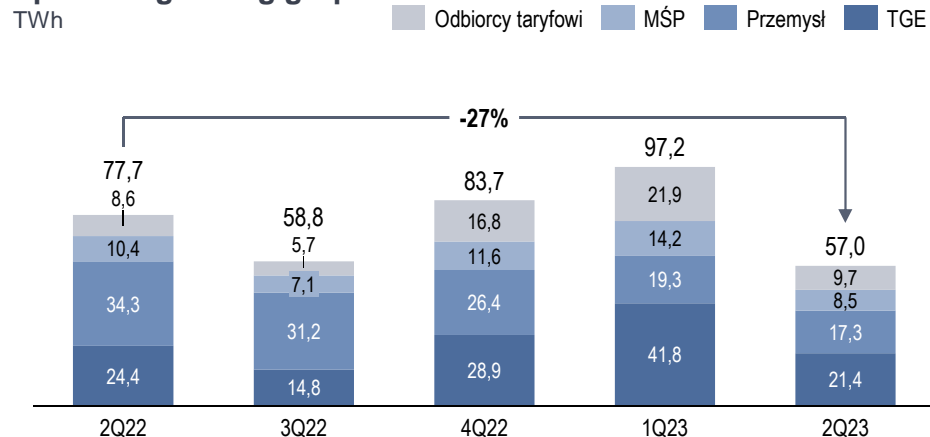
Spadek wolumenów sprzedaży w efekcie utrzymującego się niskiego popytu na gaz



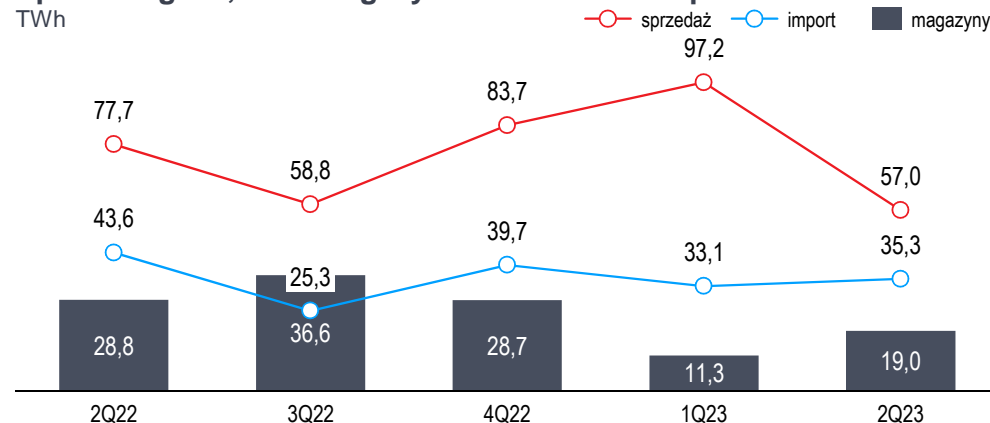
Wolumen dystrybuowanego gazu



Sprzedaż gazu wg grup odbiorców



Sprzedaż gazu, stan magazynów i wolumen importu



Obrót i magazynowanie

- Import gazu do Polski wyniósł 35,3 TWh, w tym 47% stanowiło LNG. W terminalu LNG w Świnoujściu rozładowano 15 statków, w tym: 11 na podstawie umów tj. Qatargas (5) i Cheniere (6) oraz 4 dostawy spot.
- Zapas magazynowy gazu w Grupie ORLEN (Polska i zagranica) na koniec 2Q23 wyniósł 19,0 TWh. Napełnienie magazynów gazu w kraju na koniec czerwca wynosiło 70%.
- Sprzedaż gazu poza Grupę ORLEN wyniosła 57,0 TWh tj. spadek o (-) 27% (r/r) w wyniku konsolidacji spółek (sprzedaż wewnątrzgrupowa) i spadku popytu. Sprzedaż wewnętrzna w Grupie ORLEN wyniosła 30 TWh.

Dystrybucja

- Wzrost wolumenów dystrybuowanego gazu o 1% (r/r) do poziomu 25,0 TWh przy niższej kwartalnej średniej temperaturze o 0,8°C (r/r).
- Wzrost średnich taryfowych stawek dystrybucji od 1 stycznia 2023 r. o 21% w stosunku do poprzedniej taryfy.

01
KLUCZOWE
WYDARZENIA

02
OTOCZENIE
RYNKOWE

03
WYNIKI FINANSOWE
I OPERACYJNE

04
SYTUACJA
FINANSOWA

05
PERSPEKTYWY



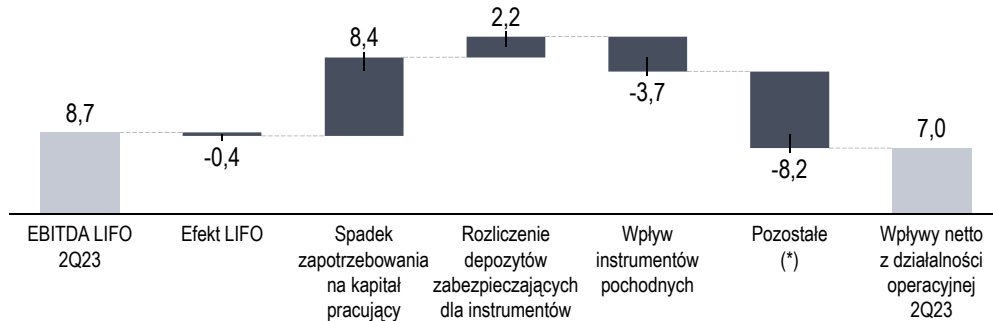
04

Sytuacja finansowa



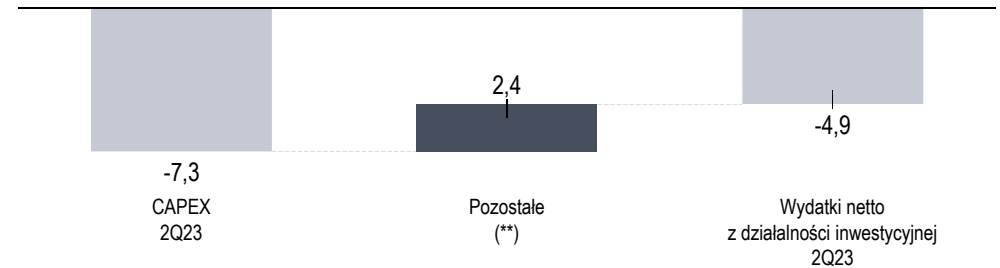
Przepływy pieniężne

Przepływy z działalności operacyjnej
mld PLN



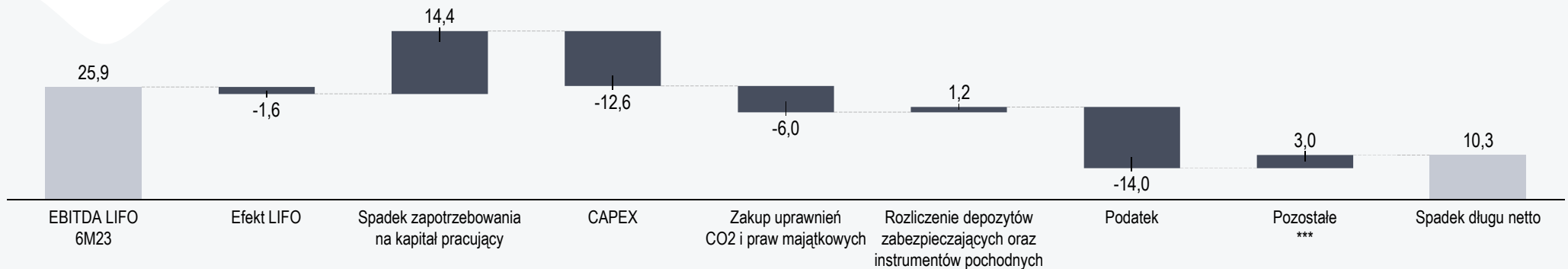
* głównie: zapłacony podatek dochodowy (-) 9,9 mld PLN, zmiana stanu rezerw 1,4 mld PLN, rozliczenie dotacji na prawa majątkowe (-) 1,1 mld PLN, zmiana stanu zobowiązań z tytułu umów z klientami 0,5 mld PLN, efekt różnic kursowych i odsetkowych korygujących działalność operacyjną 0,9 mld PLN

Przepływy z działalności inwestycyjnej
mld PLN



** głównie: zakup uprawnień CO₂ i praw majątkowych (-) 2,2 mld PLN, zmiana stanu zaliczek i zobowiązań inwestycyjnych 0,8 mld PLN, zwiększenie aktywów z tytułu praw do użytkowania 0,8 mld PLN oraz nabycie/zbycie obligacji 2,1 mld PLN, wpływy ze sprzedaży akcji/udziałów w związku z realizacją Środków Zaradczych 0,3 mld PLN, rezerwa na rekultywację 0,1 mld PLN, odsetki otrzymane 0,1 mld PLN, dywidendy otrzymane 0,1 mld PLN

Wolne przepływy pieniężne 6M23
mld PLN



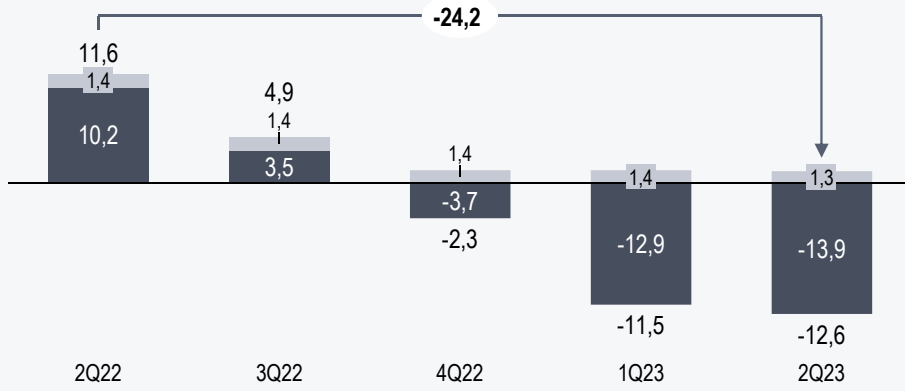
*** głównie: zwiększenia z tytułu praw do użytkowania aktywów 1,6 mld PLN, zmiana stanu rezerw 4,6 mld PLN, zmiana stanu zaliczek i zobowiązań inwestycyjnych (-) 0,9 mld PLN, rozliczenie dotacji na prawa majątkowe (-) 2,1 mld PLN, nabycie/zbycie obligacji (-) 1,0 mld PLN, wpływy ze sprzedaży akcji/udziałów w związku z realizacją Środków Zaradczych 0,3 mld PLN, Nabycie aktywów petrochemicznych pomniejszone o środki pieniężne (-) 0,2 mld PLN, Dopłaty do kapitału Baltic JV (-) 0,5 mld PLN, płatności zobowiązań z tytułu umów leasingu (-) 0,9 mld PLN, rezerwa na rekultywację 0,3 mld PLN, otrzymane dotacje 0,1 mld PLN, odsetki otrzymane 0,1 mld PLN, dywidendy otrzymane 0,1 mld PLN, zmiana stanu zobowiązań z tytułu umów z klientami 0,5 mld PLN, efekt różnic kursowych i odsetkowych korygujących działalność operacyjną oraz wpływ różnic kursowych na zmianę stanu środków pieniężnych 0,5 mld PLN

Zadłużenie

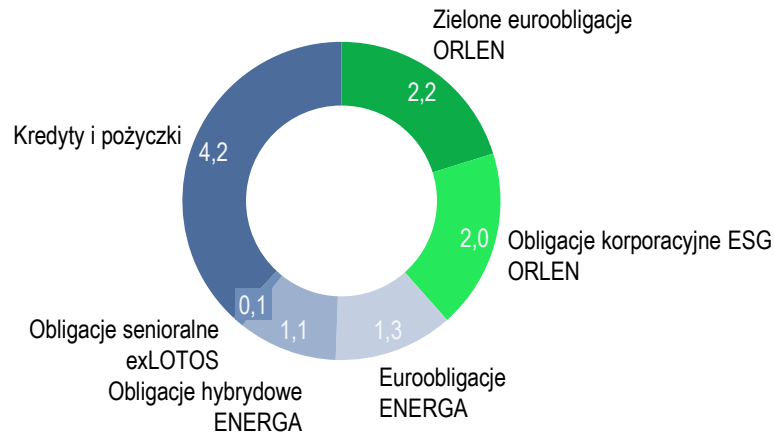


Dług netto mld PLN

■ Obligacje hybrydowe + Project finance bez regresu
■ Zobowiązanie finansowe netto



Dług brutto – źródła finansowania mld PLN

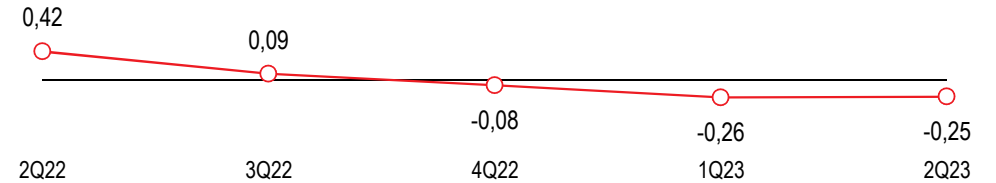


Dług netto/EBITDA*

Maksymalny poziom kowenantu bankowego = 3,5x

Maksymalny poziom określony w Strategii 2030 = 2,5x

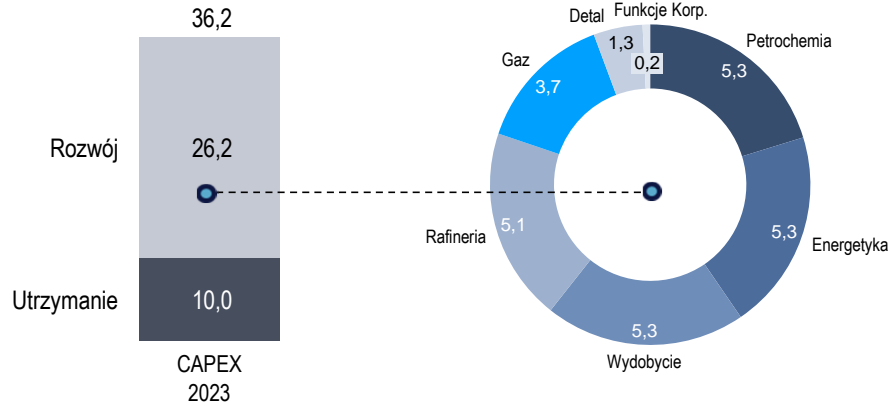
Aktualny poziom kowenantu bankowego = (-) 0,25x



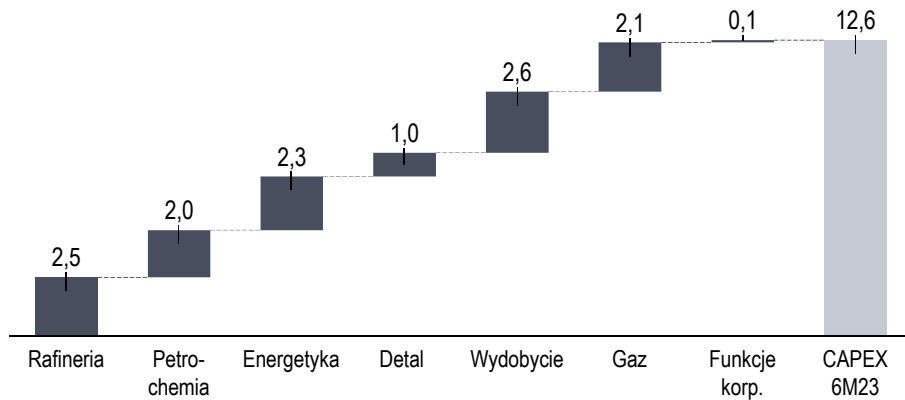
- Spadek zadłużenia netto o (-) 24,2 mld PLN (r/r) w efekcie czego na koniec 2Q23 dług netto wyniósł (-) 12,6 mld PLN. W porównaniu do ubiegłego kwartału zadłużenie netto spadło o (-) 1,1 mld PLN w efekcie wpływów netto z działalności operacyjnej w wys. 7,0 mld PLN przy wydatkach netto z działalności inwestycyjnej na poziomie (-) 4,9 mld PLN oraz płatności zobowiązań z tytułu leasingu w wys. (-) 0,4 mld PLN, zapłaconych odsetek w wys. (-) 0,3 mld PLN, 0,6 mld PLN efektu netto wyceny i przeszacowania zadłużenia z tytułu różnic kursowych oraz zmiany stanu środków pieniężnych w wys. (-) 0,9 mld PLN.
- Struktura walutowa długu brutto: EUR 57%, PLN 41%, USD 1%, CAD 1%.
- Średnioważony termin zapadalności zadłużenia: 2025r.
- Rating inwestycyjny: A3 perspektywa stabilna (Moody's), BBB+ perspektywa stabilna (Fitch). Rating Moody's i Fitch najwyższy w historii Koncernu w efekcie skutecznej realizacji procesów połączeniowych oraz mocnych fundamentów finansowych Grupy ORLEN.

Nakłady inwestycyjne

Planowany CAPEX w 2023 r.
mld PLN



Zrealizowany CAPEX za 6M23 – podział na segmenty
mld PLN



Główne projekty rozwojowe w 2023 r.

Rafineria

- Budowa instalacji Hydrokrawingu – Litwa
- Budowa instalacji Bioetanolu 2 Gen. – ORLEN Południe
- Budowa instalacji Visbreakingu – Płock
- Budowa instalacji HVO – Płock
- Budowa instalacji Hydrokrawingowego Bloku Olejowego – Gdańsk
- Budowa morskiego terminala przeładunkowego produktów ropopochodnych na Martwej Wiśle – Gdańsk

Petrochemia

- Rozbudowa zdolności produkcyjnych olefin – Płock
- Rozbudowa zdolności produkcyjnych nawozów – Anwil

Energetyka

- Modernizacja aktywów oraz przyłączenie nowych odbiorców – Grupa ENERGA
- Budowa CCGT Ostrołęka i CCGT Grudziądz
- Budowa farm fotowoltaicznych
- Projekt budowy morskiej farmy wiatrowej na Bałtyku

Detal

- Rozwój sieci stacji paliw oraz sprzedaży pozapaliwowej
- Rozwój sieci paliw alternatywnych
- Automaty paczkowe

Wydobywanie

- Projekty PGNiG Upstream Norway i Lotos Norge
- Projekty ORLEN Upstream w Polsce i Kanadzie

Gaz

- Budowa i modernizacja przyłączy odbiorców do sieci – PSG

01
KLUCZOWE
WYDARZENIA

02
OTOCZENIE
RYNKOWE

03
WYNIKI FINANSOWE
I OPERACYJNE

04
SYTUACJA
FINANSOWA

05
PERSPEKTYWY



05

Perspektywy



Otoczenie makroekonomiczne 3Q23*



		3Q22	2Q23	3Q23	Δ (kw/kw)	Δ (r/r)
Ropa Brent	USD/bbl	101	78	82	5%	-19%
Modelowa marża rafineryjna ¹	USD/bbl	16,4	13,8	19,8	43%	21%
Dyferencjał ²	USD/bbl	7,4	1,8	-0,6	-	-
Cena gazu ziemnego TTF month-ahead	PLN/MWh	965	158	135	-15%	-86%
Cena gazu ziemnego TGEgasDA	PLN/MWh	954	176	154	-13%	-84%
Cena energii elektrycznej TGeBase	PLN/MWh	1 067	527	493	-6%	-54%
Produkty rafineryjne⁴ - marża (crack) z notowań						
ON	USD/t	328	134	207	54%	-37%
Benzyna	USD/t	287	304	322	6%	12%
Ciężki olej opałowy	USD/t	-325	-164	-132	20%	59%
Produkty petrochemiczne⁴ - marża (crack) z notowań						
Polietylen ⁵	EUR/t	471	433	368	-15%	-22%
Polipropylen ⁵	EUR/t	460	429	361	-16%	-22%
Etylen	EUR/t	639	664	555	-16%	-13%
Propylen	EUR/t	598	554	435	-21%	-27%
Paraksylen	EUR/t	586	481	430	-11%	-27%
Średnie kursy walut⁶						
USD/PLN	USD/PLN	4,71	4,17	4,03	-3%	-14%
EUR/PLN	EUR/PLN	4,75	4,54	4,44	-2%	-7%

* Dane na dzień 11.08.2023

(1) Modelowa marża rafineryjna = przychody (93,5% Produkty = 36% Benzyna + 43% Diesel + 14,5% Ciężki olej opałowy) - koszty (100% wsadu: ropa i pozostałe surowce). Notowania rynkowe spot. (do dnia 31.07.2022)

Modelowa marża rafineryjna = przychody (93,6% Produkty = 33% Benzyna + 48% Diesel + 13% Ciężki olej opałowy) - koszty (100% wsadu: 98% ropa Brent + 2% gaz ziemny). Notowania rynkowe spot. (od dnia 01.08.2022)

(2) Dyferencjał liczony na bazie rzeczywistego udziału przerobionych rop. Notowania spot.

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

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

(6) Kursy średnie wg danych Narodowego Banku Polskiego.

Otoczenie rynkowe w 2023 r.



Makro

- Ropa Brent – w 2023 r. oczekujemy spadku cen ropy (r/r) do poziomu ok. 80 USD/bbl. Prognozy cenowe zostały obniżone ze względu na większe wolne moce produkcyjne OPEC, zmniejszoną premię za ryzyko, obawy o chińską gospodarkę, wyższe stopy procentowe i silny wzrost podaży poza OPEC+. W 3Q23 przewidywany jest wzrost cen ropy w efekcie niskiej podaży. Prognoza dla Brent Dated w drugiej połowie 2023 r. wynosi 82 USD/bbl.
- Marża rafineryjna – w 2023 r. oczekujemy spadku marż rafineryjnych (r/r) do poziomu ok. 15 USD/bbl. Silna pozycja benzyny na europejskich rynkach jest nadal wspierana przez silny popyt eksportowy (sezon letni w USA) i wzrost podróży wakacyjnych w Europie. Mimo znacznie słabszego popytu na diesla i wyraźnie widocznych oznak spowolnienia gospodarczego, cracki diesla otrzymały solidne wsparcie, szczególnie w Europie Północno-Zachodniej z powodu wyłączenia rafinerii Pernis (Shell) wskutek planowanych prac konserwacyjnych i nieplanowanych przestołów.
- Dyferencjał – w 2023 r. oczekujemy spadku dyferencjału (r/r) do poziomu ok. 1-2 USD/bbl w efekcie zmiany struktury przerabianych rop związanej z ograniczeniem przerobu REBCO w Grupie ORLEN.
- Marża petrochemiczna – w 2023 r. oczekujemy spadku marż petrochemicznych (r/r) w efekcie spadku popytu na produkty petrochemiczne na skutek spowolnienia gospodarczego oraz utrzymującej się inflacji.
- Gaz ziemny – w 2023 r. oczekujemy spadku cen gazu (r/r) do poziomu ok. 200 PLN/MWh. Skokowo wzrósł wolumen importu LNG do Europy, przez co europejski rynek gazu stał się w większym stopniu rynkiem globalnym i jest obecnie bardziej uzależniony od zachowania się czynników zewnętrznych, w tym m.in. pogodowych.
- Energia elektryczna – w 2023 r. oczekujemy spadku cen energii elektrycznej (r/r) do poziomu ok. 500 PLN/MWh.

Gospodarka

- PKB* – Polska 0,6% (według ostatnich danych NBP), Czechy 0,1%, Litwa (-) 1,3%, Niemcy (-) 0,3%. Spodziewamy się ożywienia gospodarczego w Polsce 2 połowie roku.
- Spadek konsumpcji paliw i produktów petrochemicznych (r/r) w efekcie spowolnienia gospodarczego.
- Spadek zużycia gazu (r/r) w efekcie kryzysu energetycznego, wysokich cen surowca oraz oszczędności.
- Porównywalne zużycie energii elektrycznej (r/r).

Regulacje

- Unijne embargo dotyczące importu paliw z Rosji od 5 lutego 2023r.
- Ustawa o szczególnej ochronie niektórych odbiorców paliw gazowych – gazowy odpis na Fundusz Wyłaty Różnicy Ceny w obszarze wydobycia gazu ziemnego w Polsce (ujemny wpływ na wynik segmentu Upstream w wysokości ok. 14 mld PLN) oraz wpływy z tytułu rekompensat w obszarze sprzedaży i dystrybucji gazu w Polsce wynikające z ustalenia ceny maksymalnej poniżej taryfy (dodatni wpływ na wynik segmentu Gaz).
- Narodowy Cel Wskaźnikowy – wzrost poziomu bazowego z 8,8 do 8,9% (zredukowany wskaźnik dla Grupy ORLEN wynosi 5,8%).
- E10 – przygotowujemy się do wprowadzenia na stacjach ORLEN benzyny silnikowej ze zwiększoną zawartością bioetanolu od początku 2024 r.



Napędzamy przyszłość.
Odpowiedzialnie.



06

**Slajdy
pomocnicze**

Wyniki – podział na kwartały



mIn PLN	1Q22	2Q22	3Q22	4Q22	12M22	1Q23	2Q23	(r/r)
Przychody	45 447	57 804	72 915	101 317	277 483	110 270	74 621	16 817
EBITDA LIFO	2 786	8 204	19 485	24 011	54 486	17 153	8 703	499
efekt LIFO	2 174	1 321	-553	-1 845	1 097	-1 171	-384	-1 705
EBITDA	4 960	9 525	18 932	22 166	55 583	15 982	8 319	-1 206
Amortyzacja	-1 400	-1 447	-1 549	-2 559	-6 955	-3 049	2 872	4 319
EBIT LIFO	1 386	6 757	17 936	21 452	47 531	14 104	11 575	4 818
EBIT	3 560	8 078	17 383	19 607	48 628	12 933	11 191	3 113
Wynik netto	2 845	3 683	14 751	13 465	34 744	9 109	4 544	861

EBITDA LIFO – podział na segmenty



mIn PLN	1Q22	2Q22	3Q22	4Q22	12M22	1Q23	2Q23	(r/r)
Rafineria, w tym:	900	4 656	7 389	10 428	23 373	5 485	2 536	-2 120
NRV	-30	26	-28	13	-19	-59	-121	-147
hedging	-1 913	-2 558	726	-59	-3 804	365	51	2 609
wycena kontraktów terminowych CO2	-568	21	-175	125	-597	52	0	-21
Petrochemia, w tym:	451	1 643	698	581	3 373	98	-120	-1 763
NRV	0	0	-8	-16	-24	-1	-16	-16
hedging	48	58	63	57	226	86	100	42
wycena kontraktów terminowych CO2	-614	23	-84	84	-591	0	0	-23
Energetyka, w tym:	1 004	1 176	1 607	306	4 093	3 275	555	-621
hedging	50	-62	134	126	248	38	11	73
wycena kontraktów terminowych CO2	-543	21	128	68	-326	11	0	-21
Detal	585	697	856	638	2 776	233	662	-35
Wydobycie, w tym:	162	336	1 741	6 292	8 531	2 273	-114	-450
hedging	-80	-24	15	2	-87	0	9	33
Gaz, w tym:	n/a	n/a	n/a	-1 926	-1 926	6 196	5 611	5 657
hedging	n/a	n/a	n/a	141	141	83	1 002	1 002
wycena kontraktów terminowych CO2	n/a	n/a	n/a	116	116	85	6	6
Funkcje korporacyjne	-316	-304	7 199	7 698	14 277	-399	-438	-134
Wyłączenia	n/a	n/a	-5	-6	-11	-8	11	11
EBITDA LIFO, w tym:	2 786	8 204	19 485	24 011	54 486	17 153	8 703	499
NRV	-30	26	-36	-3	-43	-60	-137	-163
hedging	-1 895	-2 586	938	267	-3 276	572	1 173	3 759
wycena kontraktów terminowych CO2	-1 725	65	-131	393	-1 398	148	6	-59

Wyniki 2Q23 – podział na spółki



mIn PLN	ORLEN	ORLEN Lietuva	ORLEN Unipetrol	Grupa ENERGA	Pozostałe	Grupa ORLEN
Przychody	49 102	6 971	7 532	6 011	5 005	74 621
EBITDA LIFO	3 389	234	750	268	4 062	8 703
Efekt LIFO	-408	41	-	-	-17	-384
EBITDA	2 981	275	750	268	4 045	8 319
Amortyzacja	802	23	302	294	1 451	2 872
EBIT	2 179	252	448	-26	2 594	5 447
EBIT LIFO	2 587	211	448	-26	2 611	5 831
Wynik netto	3 946	193	311	-174	268	4 544

- **ORLEN Lietuva** – wzrost EBITDA LIFO o 635 mln PLN (r/r) w efekcie wyższych wolumenów sprzedaży, transakcji zabezpieczających (r/r) i marż handlowych częściowo ograniczonych ujemnym wpływem (r/r) wykorzystania historycznych warstw zapasów i spadkiem (r/r) marż (cracków) na lekkich i średnich destylatach.
- **ORLEN Unipetrol** – spadek EBITDA LIFO o (-) 944 mln PLN (r/r) w efekcie niższych marż (cracków) na lekkich i średnich destylatach i produktach petrochemicznych, ujemnego wpływu (r/r) wykorzystania historycznych warstw zapasów, wzrostu kosztów ogólnych i pracy częściowo skompensowanych wpływem wyższych marżach handlowych, transakcji zabezpieczających i niższych kosztów rezerw CO2.
- **Grupa ENERGA** – niższa EBITDA o (-) 688 mln PLN (r/r) na skutek niższych wyników w Linii Biznesowej Dystrybucja (niższe wolumeny dystrybucji oraz ujemny wpływ (r/r) pomiędzy ceną kontraktową strat sieciowych względem ceny z rynku bilansującego) i w Linii Biznesowej Wytwarzanie (niższa produkcja w Elektrowni Ostrołęka częściowo skompensowana dodatnim wpływem niższych kosztów rezerw CO2 i transakcji zabezpieczających) przy wyższych wynikach Linii Biznesowej Sprzedaż (wyższe wolumeny).
- **Grupa exPGNiG** – brak możliwości kalkulacji efektów biznesowych z uwagi na nieporównywalność okresów konsolidacji – ujęcie w 2Q23 wyników dawnej Grupy PGNiG w konsolidacji Grupy ORLEN w wysokości 5 639 mln PLN.

Dane produkcyjne rafinerii Grupy ORLEN



Grupa ORLEN	2Q22	1Q23	2Q23	Δ (r/r)	Δ (kw/kw)	6M22	6M23	Δ 6M/6M
Przerób ropy naftowej (tys.t)	7 245	9 474	9 535	32%	1%	15 407	19 009	23%
Wykorzystanie mocy przerobowych	83%	90%	90%	7 pp	0 pp	89%	90%	2 pp
ORLEN ¹								
Przerób ropy naftowej (tys.t)	4 331	5 476	5 289	22%	-3%	8 437	10 765	28%
Wykorzystanie mocy przerobowych	107%	93%	89%	-18 pp	-4 pp	104%	91%	-13 pp
Uzysk paliw ⁴	86%	83%	83%	-3 pp	0 pp	83%	83%	0 pp
Uzysk lekkich destylatów ⁵	34%	28%	30%	-4 pp	2 pp	33%	29%	-4 pp
Uzysk średnich destylatów ⁶	52%	55%	53%	1 pp	-2 pp	50%	54%	4 pp
ORLEN Unipetrol ²								
Przerób ropy naftowej (tys.t)	1 670	1 782	1 879	13%	5%	3 373	3 661	9%
Wykorzystanie mocy przerobowych	77%	83%	87%	10 pp	4 pp	78%	85%	7 pp
Uzysk paliw ⁴	78%	78%	78%	0 pp	0 pp	81%	78%	-3 pp
Uzysk lekkich destylatów ⁵	35%	35%	35%	0 pp	0 pp	36%	35%	-1 pp
Uzysk średnich destylatów ⁶	43%	43%	43%	0 pp	0 pp	45%	43%	-2 pp
ORLEN Lietuva ³								
Przerób ropy naftowej (tys.t)	1 163	2 131	2 275	96%	7%	3 426	4 406	29%
Wykorzystanie mocy przerobowych	46%	85%	89%	43 pp	4 pp	68%	87%	19 pp
Uzysk paliw ⁴	93%	77%	79%	-14 pp	2 pp	81%	78%	-3 pp
Uzysk lekkich destylatów ⁵	32%	32%	35%	3 pp	3 pp	32%	34%	2 pp
Uzysk średnich destylatów ⁶	61%	45%	44%	-17 pp	-1 pp	49%	44%	-5 pp

¹ Moce przerobowe ORLEN wynoszą 23,7 mt/r, w tym: Płock 16,3 mt/r i Gdańsk 7,4 mt/r.

² Moce przerobowe ORLEN Unipetrol wynoszą 8,7 mt/r, w tym: 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.

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

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

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



Portfel kontraktów na zakup praw do emisji CO₂ w ORLEN S.A. i stan EUA na rachunkach Grupy ORLEN

mIn ton

Portfele	Podejście do wyceny	30.06.2022	30.09.2022	31.12.2022	31.03.2023	30.06.2023
Portfel „własny” kontraktów na zakup uprawnień do emisji*	Nie podlega wycenie do wartości godziwej na dzień bilansowy	2,04	0,14	3,74	0,00	0,00
Portfel „transakcyjny” kontraktów na zakup uprawnień do emisji**	Podlega wycenie do wartości godziwej na dzień bilansowy	2,33	3,07	2,37	1,34	1,34
	z rachunkowością zabezpieczeń (HA)		3,91	1,66	-0,10	0,10
	bez rachunkowości zabezpieczeń (noHA)					
Portfel EUA na rachunkach GK (wartości niematerialne)***	Nie podlega wycenie do wartości godziwej na dzień bilansowy	5,24	9,37	22,56	29,46	20,58

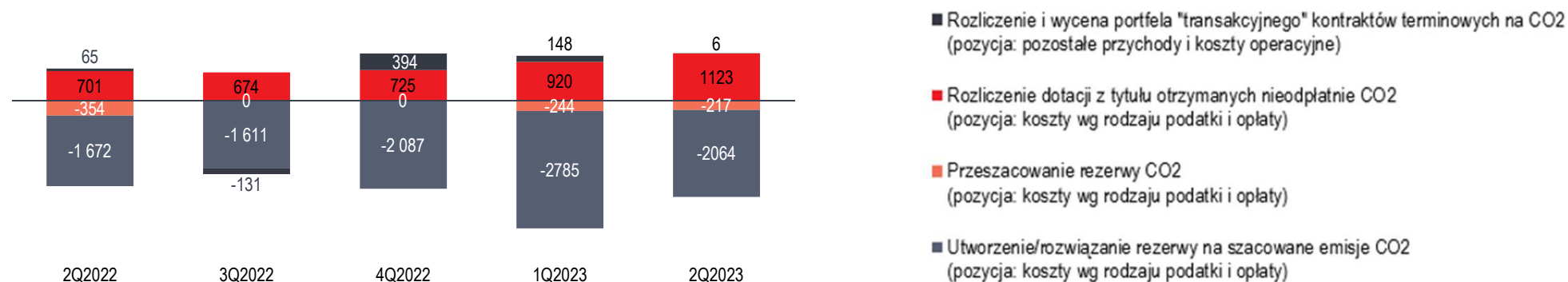
* Portfel „własny” ujmowane są w nim transakcje zakupu EUA na potrzeby własne, które są realizowane w formie fizycznej dostawy w związku z czym nie podlegają wycenie.

** Portfel „transakcyjny” podlega wycenie zgodnie z wymogami MSSF 9. Od 1 lipca 2022 roku Grupa zaczęła stosować rachunkowość zabezpieczeń w odniesieniu do zakupu uprawnień do emisji CO₂, w związku z czym portfel ten został podzielony na instrumenty bez HA, których wycena i rozliczenie ujmowane jest w pozostałej działalności operacyjnej oraz z HA, których wycena zgodnie z zasadami wynikającymi z MSSF 9 jest ujmowana w ramach kapitałów własnych, a efekt rozliczenia koryguje docelowo cenę nabycia uprawnień do emisji CO₂.

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

Wpływ działań związanych z CO₂ na skonsolidowany wynik finansowy GK ORLEN

mIn PLN

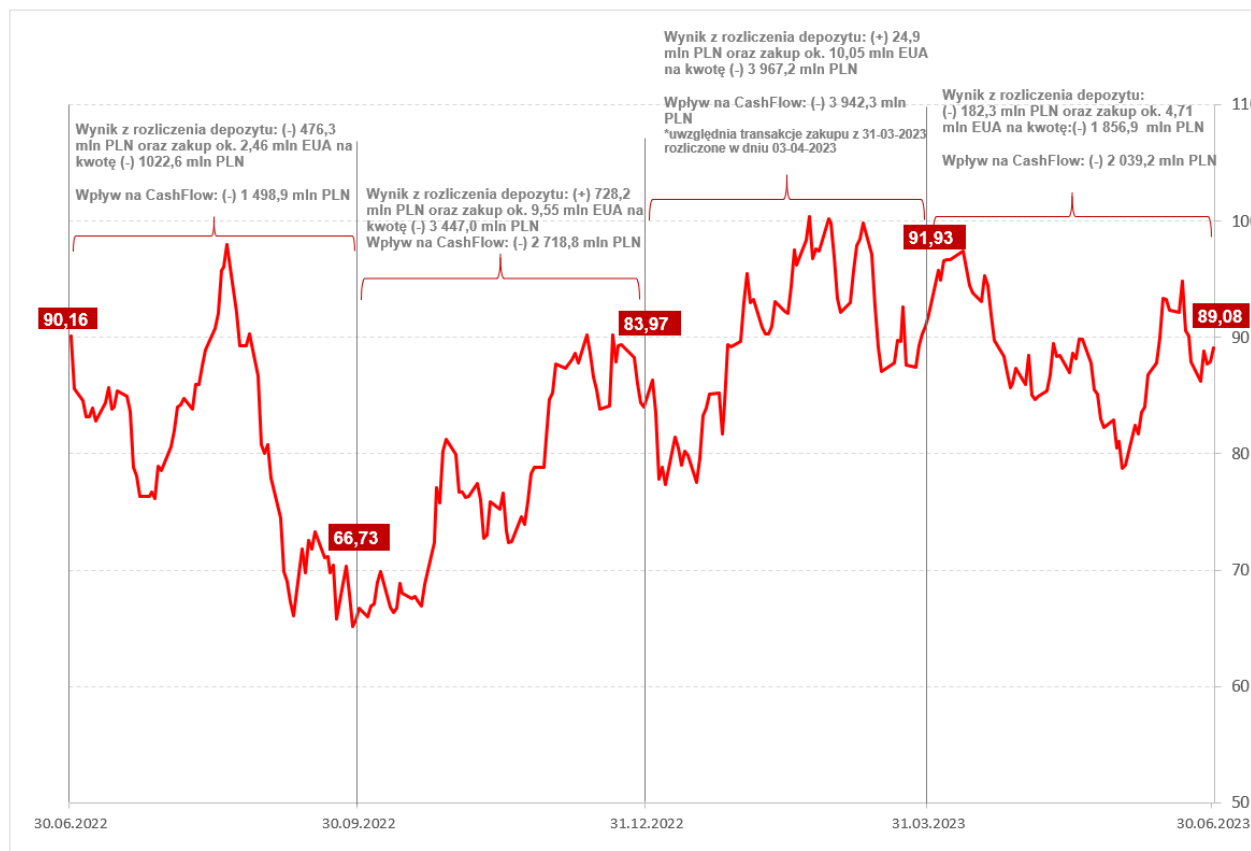
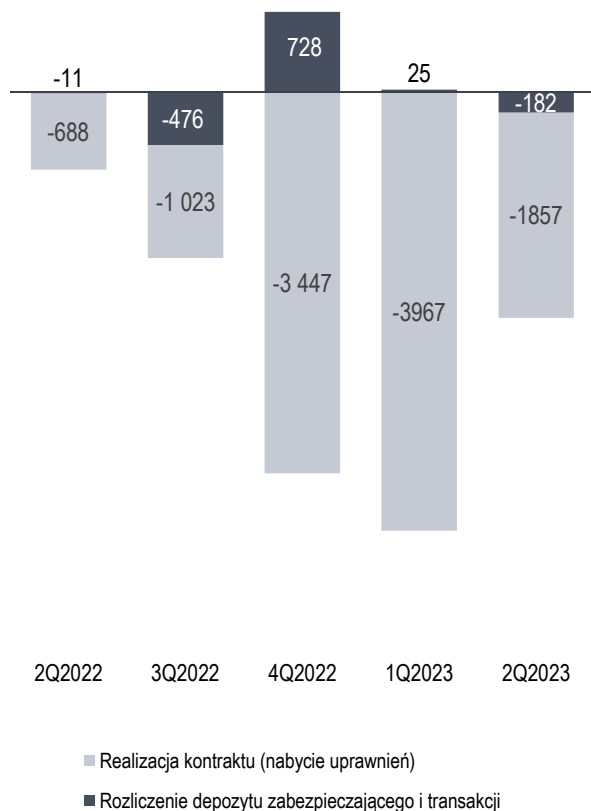


Wpływ rozliczeń depozytu zabezpieczającego oraz realizacji kontraktów CO₂ na cash flow



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

Wpływ na cash flow
mIn PLN





Słownik pojęć



Modelowa marża rafineryjna (od dnia 01.08.2022 r.) = przychody (93,6% Produkty = 33% Benzyna + 48% Diesel + 13% Ciężki olej opałowy) - koszty (100% wsadu: 98% ropa Brent + 2% gaz ziemny). Notowania rynkowe spot.

Modelowa marża rafineryjna (do dnia 31.07.2022) = przychody (93,5% Produkty = 36% Benzyna + 43% Diesel + 14,5% Ciężki olej opałowy) - koszty (100% wsadu: ropa i pozostałe surowce). Notowania rynkowe spot.

Dyferencjał liczony na bazie rzeczywistego udziału przerobionych rop. Notowania spot.

Modelowa marża petrochemiczna = przychody (98% Produkty = 44% HDPE + 7% LDPE + 35% PP Homo + 12% PP Copo) - koszty (100% wsadu = 75% nafty + 25% LS VGO). Przychody notowania kontrakt; koszty notowania spot.

Uzysk paliw = uzysk średnich destylatów + uzysk benzyn. Uzyski liczone są 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 ORLEN S.A. („ORLEN” lub ”Spółka”). Ani niniejsza Prezentacja, ani jakakolwiek kopia niniejszej Prezentacji nie może być powielona, rozpowszechniona ani przekazana, bezpośrednio lub pośrednio, jakiegokolwiek osobie w jakimkolwiek celu bez wiedzy i zgody 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 ORLEN ani Grupy ORLEN, jak również nie przedstawia jej pozycji i perspektyw w kompletny ani całościowy sposób. 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 ORLEN lub jej spółkę zależną opierała się na informacjach ujawnionych w oficjalnych komunikatach ORLEN zgodnie z przepisami prawa obowiązującymi 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 ORLEN lub spółek Grupy ORLEN. Prezentacja nie może być rozumiana jako prognoza przyszłych wyników ORLEN i Grupy 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 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 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 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 jakiegokolwiek 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.



Napędzamy przyszłość.
Odpowiedzialnie.