




Skonsolidowane wyniki finansowe Grupy ORLEN

1 kwartał 2023 r.

25 maja 2023 r.

 #ORLEN1Q23@PKN_ORLEN

01
KLUCZOWE
WYDARZENIA

02
OTOCZENIE
RYNKOWE

03
WYNIKI FINANSOWE
I OPERACYJNE

04
SYTUACJA
FINANSOWA

05
PERSPEKTYWY



01

Kluczowe wydarzenia

Kluczowe wydarzenia 1Q23



Przychody

110,3 mld PLN

EBITDA LIFO

17,2 mld PLN

Rekomendacja dywidendy

6,4 mld PLN
5,5 PLN / akcję

NOWA ENERGETYKA



- SMR: badania i wybór 7 potencjalnych lokalizacji, umowa o finansowaniu i projektowaniu inwestycji
- MEW: rozpoczęcie budowy lądowej stacji elektroenergetycznej, wybór wykonawcy bazy serwisowej, nowe kompetencje w Grupie ORLEN
- PV: uruchomienie 2 farm o mocy 62 MW i 25 MW, komplet zgód na budowę farmy 65 MW
- H2: dofinansowanie budowy 5 stacji w Polsce, pierwsza stacja w Czechach, szkolenie kadr
- 120 mld PLN na zielone inwestycje do 2030 r.



GAZ

- Rozpoczęcie budowy CCGT Grudziądz
- Norwegia: 4 nowe koncesje (łącznie prawie 100) i integracja aktywów wydobywczych
- Polska: nowe zasoby na Lubelszczyźnie
- Pierwsza dostawa gazu do Polski własnym gazowcem (8 gazowców do końca 2025r.).
- Długoletni kontrakt na zakup amerykańskiego gazu

DETAL



- Ponad 2500 punktów sprzedaży pozapaliwowej w Europie i 650 punktów ładowania paliw alternatywnych
- Rebranding 100 stacji na Węgrzech i Słowacji
- Zakup 17 stacji paliw w Niemczech



WSPÓŁPRACA Z SAUDI ARAMCO

- Historycznie najwyższe dostawy ropy naftowej z Arabii Saudyjskiej
- Potencjalny projekt petrochemiczny w Gdańsku



LOGISTYKA

- Aktywa logistyczne w Gdańsku
- Uruchomienie rurociągu paliwowego Boronów-Trzebinia

01
KLUCZOWE
WYDARZENIA

02
OTOCZENIE
RYNKOWE

03
WYNIKI FINANSOWE
I OPERACYJNE

04
SYTUACJA
FINANSOWA

05
PERSPEKTYWY



02

Otoczenie rynkowe



Otoczenie makroekonomiczne 1Q23



		1Q22	4Q22	1Q23
Ropa Brent	USD/bbl	102	89	81
Modelowa marża rafineryjna ¹	USD/bbl	6,0	22,0	18,3
Dyferencjał ²	USD/bbl	7,8	6,4	5,1
Modelowa marża petrochemiczna ³	EUR/t	1 166	1 056	1 018
Cena gazu ziemnego TTF month-ahead	PLN/MWh	465	580	249
Cena gazu ziemnego TGEgasDA	PLN/MWh	477	474	275
Cena energii elektrycznej TGeBase	PLN/MWh	625	750	619
Produkty rafineryjne⁴ - marża (crack) z notowań				
ON	USD/t	148	383	245
Benzyna	USD/t	187	251	300
Ciężki olej opałowy	USD/t	-247	-311	-239
Produkty petrochemiczne⁴ - marża (crack) z notowań				
Polietylen ⁵	EUR/t	466	487	464
Polipropylen ⁵	EUR/t	655	438	432
Etylen	EUR/t	664	606	668
Propylen	EUR/t	679	514	564
Paraksylen	EUR/t	262	593	544
Średnie kursy walut⁶				
USD/PLN	USD/PLN	4,13	4,64	4,39
EUR/PLN	EUR/PLN	4,63	4,73	4,71

(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.

(3) 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.

(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.

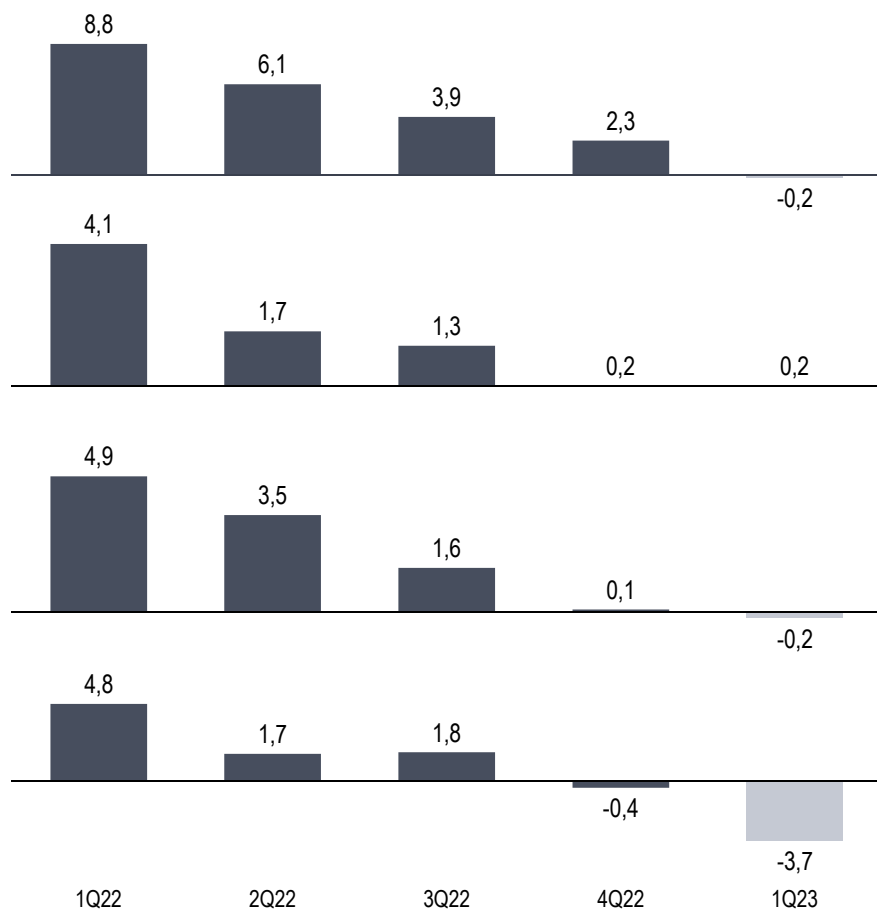
(6) Kursy średnie wg danych Narodowego Banku Polskiego.

Spadek konsumpcji paliw w efekcie spowolnienia gospodarczego



PKB¹

Zmiana % (r/r)

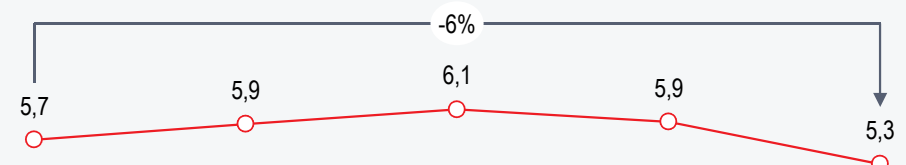


Konsumpcja paliw²

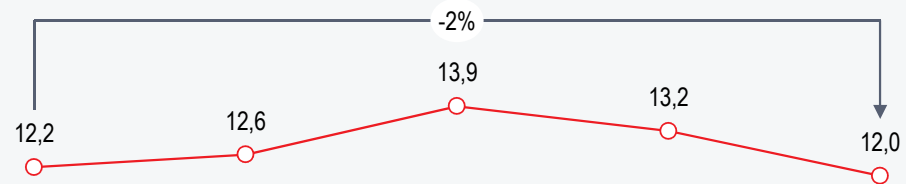
mt



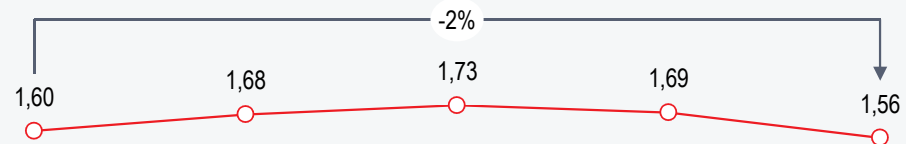
Polska



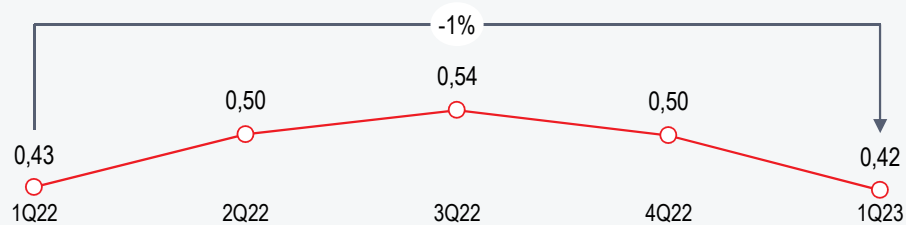
Niemcy



Czechy



Litwa



¹ 1Q23 – szacunki: Polska (NBP) / Czechy, Niemcy, Litwa (KE)
² 1Q23 – 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

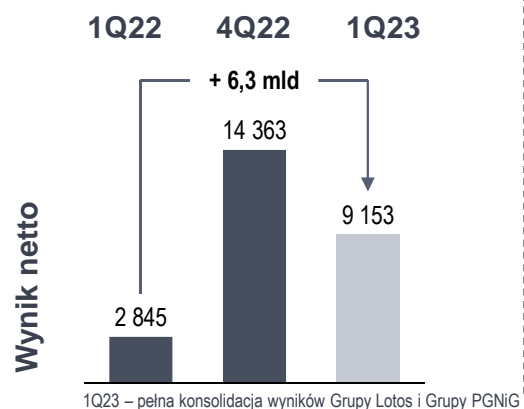
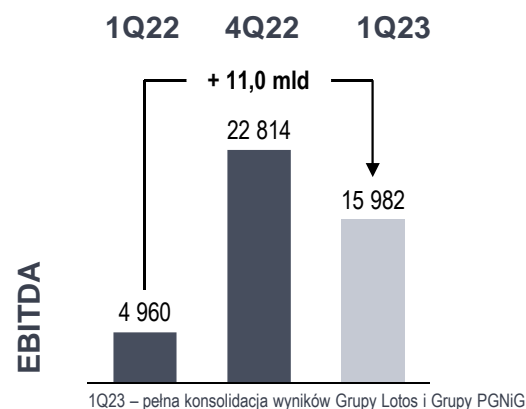
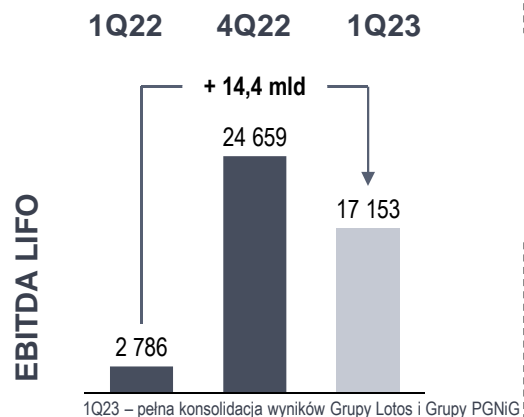
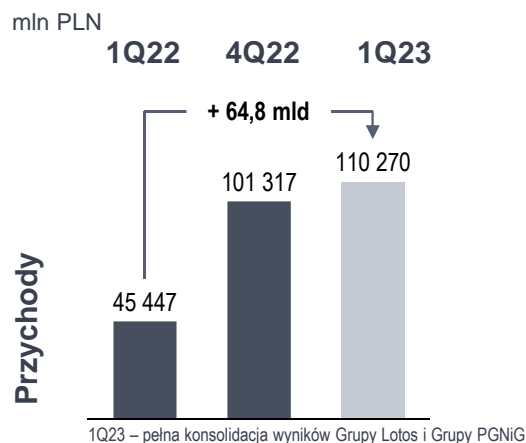


03

**Wyniki
finansowe
i operacyjne**

Wyniki finansowe

~ 110 mld PLN przychodów ze sprzedaży w efekcie pełnej konsolidacji Grupy Lotos i Grupy PGNiG



Przychody: ponad 2-krotny wzrost (r/r) w efekcie wyższych wolumenów sprzedaży dzięki konsolidacji Grupy Lotos i Grupy PGNiG oraz wzrostu notowań produktów rafineryjnych przy niższych notowaniach produktów petrochemicznych oraz niższych notowaniach węglowodorów.

EBITDA LIFO: wzrost o 14,4 mld PLN (r/r) w efekcie konsolidacji wyników Grupy Lotos i Grupy PGNiG w wys. 9,8 mld PLN, wyższych marż rafineryjnych, osłabienia PLN/USD, wyższych marż pozapaliwowych w detalu oraz dodatniego wpływ hedgingu i wyceny kontraktów terminowych CO₂. Powyższe efekty zostały ograniczone przez ujemny wpływ niższych marż petrochemicznych, niższych marż paliwowych w detalu, wykorzystanie historycznych warstw zapasów, wzrost rezerw na CO₂ oraz wyższe koszty stałe i koszty pracy.

Efekt LIFO: (-) 1,2 mld PLN wpływu zmian cen ropy naftowej na wycenę zapasów.

Wynik na działalności finansowej: 0,8 mld PLN w efekcie dodatniego wpływu różnic kursowych netto oraz odsetek przy ujemnym wpływie wyceny pochodnych instrumentów finansowych netto.

Wynik netto: 9,2 mld PLN zysku netto.

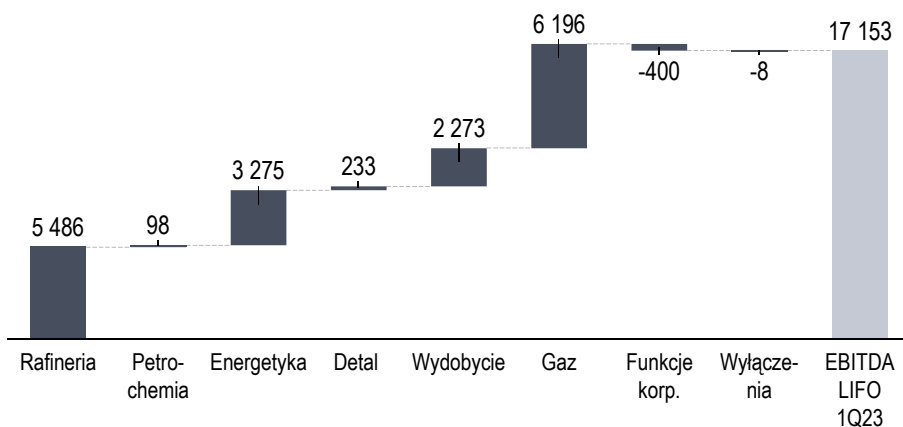
EBITDA LIFO

9,8 mld PLN dodatniego wpływu konsolidacji wyników Grupy Lotos i Grupy PGNiG



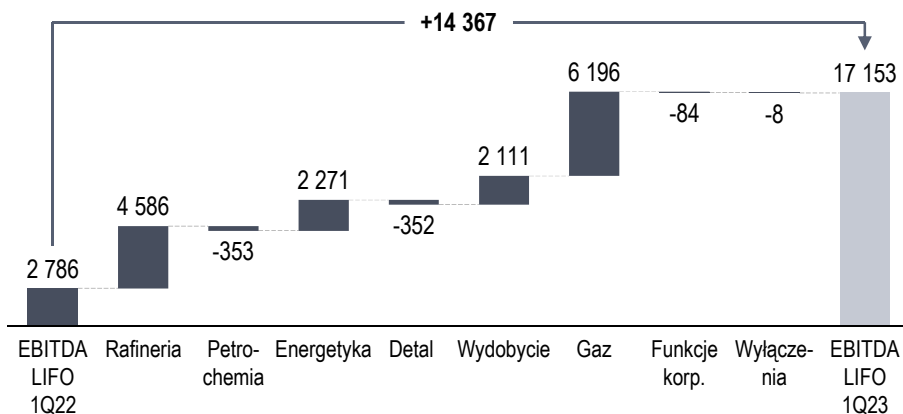
Wyniki segmentów

mln PLN



Zmiana wyników (r/r)

mln PLN



Rafineria: wzrost o 4,6 mld PLN (r/r) w efekcie dodatniego wpływu makro oraz konsolidacji wyników Grupy Lotos w wys. 0,9 mld PLN przy ujemnym wpływie wykorzystania historycznych warstw zapasów oraz wyższych kosztów stałych i kosztów pracy.

Petrochemia: spadek o (-) 0,4 mld PLN (r/r) w efekcie ujemnego wpływu niższych wolumenów sprzedaży, wykorzystania historycznych warstw zapasów oraz wyższych kosztów stałych i kosztów pracy przy dodatnim wpływie makro.

Energetyka: wzrost o 2,3 mld PLN (r/r) w efekcie dodatniego wpływu makro, wyższych wolumenów sprzedaży oraz konsolidacji wyników Grupy PGNiG w wys. 0,6 mld PLN. Powyższe efekty zostały ograniczone przez ujemny wpływ wyższych kosztów stałych i kosztów pracy.

Detal: spadek o (-) 0,4 mld PLN (r/r) w efekcie ujemnego wpływu niższych marż paliwowych oraz wyższych kosztów funkcjonowania stacji paliw przy dodatnim wpływie wyższych marż pozapaliwowych.

Wydobywanie: wzrost o 2,1 mld PLN (r/r) w efekcie dodatniego wpływu konsolidacji wyników Grupy Lotos i Grupy PGNiG w wys. 2,2 mld PLN przy ujemnym wpływie wyższych kosztów stałych i kosztów pracy.

Gaz: wzrost o 6,2 mld PLN (r/r) w efekcie dodatniego wpływu konsolidacji wyników Grupy PGNiG.

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

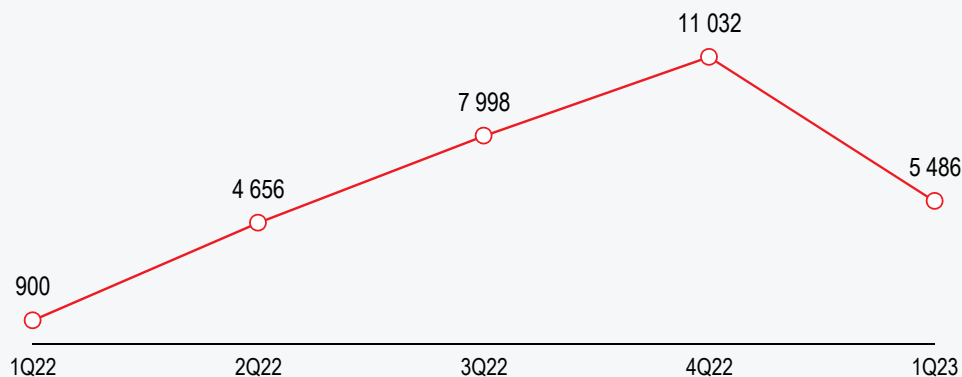
Rafineria – EBITDA LIFO

Dodatni wpływ makro oraz konsolidacji wyników Grupy Lotos



EBITDA LIFO

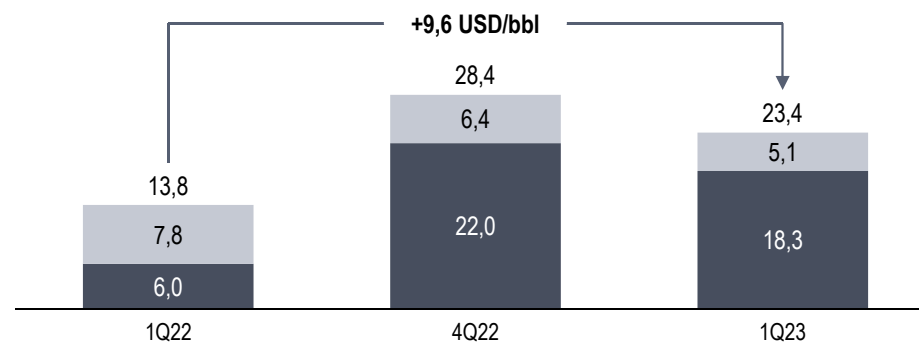
mln PLN



Modelowa marża rafineryjna z dyferencjałem

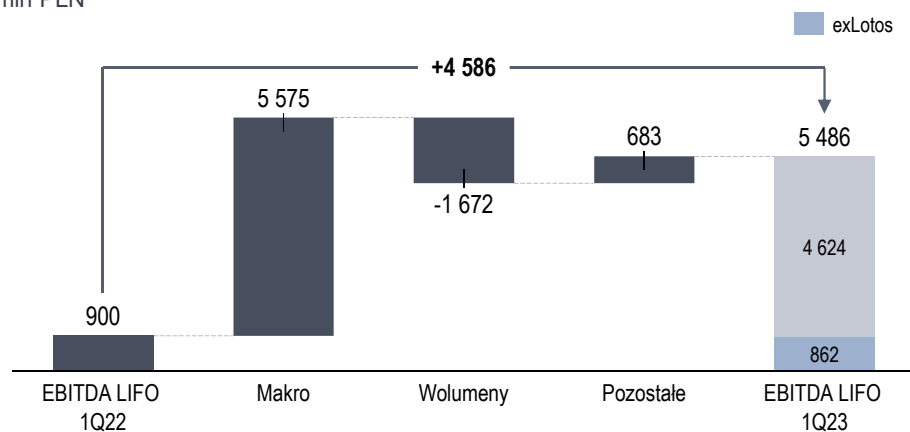
USD/bbl

dyferencjał marża



EBITDA LIFO – wpływ czynników

mln PLN



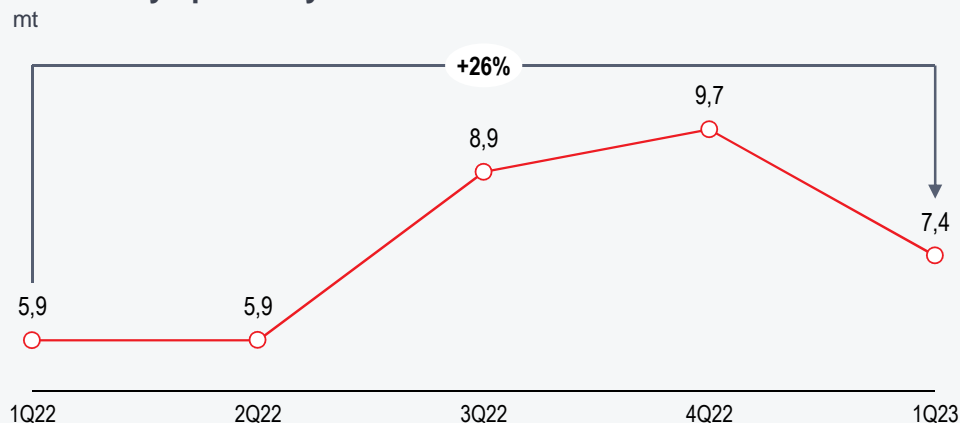
- Dodatni wpływ makro (r/r) w efekcie wyższych marż na lekkich i średnich destylatach, osłabienia PLN/USD, pozytywnego wpływu hedgingu oraz wyceny kontraktów terminowych CO₂ i niższych kosztów zużycia własnych w wyniku spadku cen ropy przy ujemnym wpływie rezerwy na CO₂.
- Wzrost wolumenów sprzedaży o 26% (r/r), w tym:
 - wyższa sprzedaż benzyny o 21%, oleju napędowego o 25%, LPG o 34%, paliwa lotniczego JET o 36% oraz COO o 20%.
 - wyższa sprzedaż w Polsce o 54% przy niższej sprzedaży w Czechach o (-) 8% i na Litwie o (-) 7%.
 - negatywny wpływ na efekt wolumenowy miała zmiany struktury przerabianych rop tj. ograniczenie przerobu REBCO i zastąpienie go przerobem droższych gatunków rop.
- Pozostałe, w tym: dodatni wpływ konsolidacji wyników Grupy Lotos oraz wyższe marże handlowe przy ujemnym wpływie wykorzystania historycznych warstw zapasów oraz wyższych kosztów stałych i kosztów pracy.

Rafineria – dane operacyjne

Wzrost przerobu oraz wolumenów sprzedaży w efekcie konsolidacji Grupy Lotos



Wolumeny sprzedaży



Przerób ropy i wykorzystanie mocy

mt, %

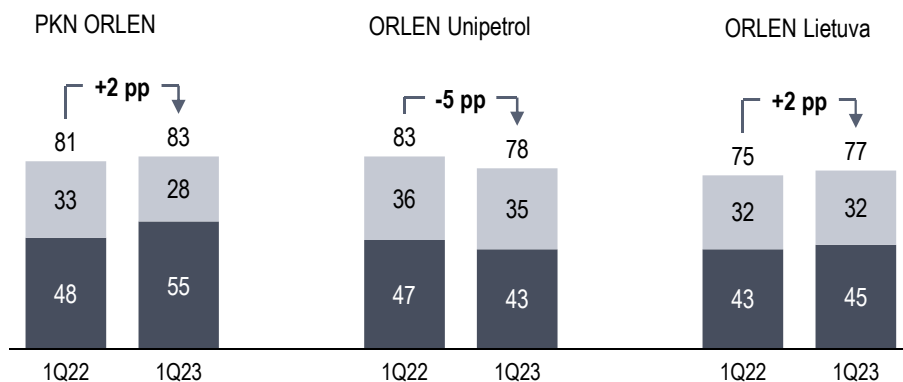
Przerób (mt)	1Q22	4Q22	1Q23	(r/r)
PKN ORLEN	4,1	6,6	5,5	1,4
ORLEN Unipetrol	1,7	2,1	1,8	0,1
ORLEN Lietuva	2,3	2,5	2,1	-0,1
Grupa ORLEN	8,2	11,2	9,5	1,3

Wykorzystanie mocy (%)	1Q22	4Q22	1Q23	(r/r)
PKN ORLEN	102%	98%	93%	-9 pp
ORLEN Unipetrol	79%	94%	83%	4 pp
ORLEN Lietuva	90%	96%	85%	-5 pp
Grupa ORLEN	94%	98%	90%	-4 pp

Uzysk paliw

%

■ lekkie destylaty ■ średnie destylaty



- Przerób ropy wyniósł 9,5 mt tj. wzrost o 1,3 mt (r/r), w tym:
 - PKN ORLEN – wzrost przerobu ropy o 1,4 mt (r/r) w efekcie ujęcia przerobu rafinerii w Gdańsku w wys. 1,8 mt przy niższym przerobie rafinerii w Płocku o (-) 0,4 mt (r/r) na skutek postojów instalacji: DRW II i VI, FKKII, HON VII, Wytwórni Wodoru II, PTA, Metatezy oraz HOG. Wyższy uzysk paliw o 2 pp (r/r) w efekcie niższego udziału rop zasiarzonych w strukturze przerobu pomimo postojów instalacji HOG.
 - ORLEN Unipetrol – wzrost przerobu ropy o 0,1 mt (r/r) w efekcie wykorzystania sprzyjającego otoczenia makro. Niższy uzysk paliw o (-) 5 pp (r/r) w efekcie wyższego udziału rop zasiarzonych w strukturze przerobu.
 - ORLEN Lietuva – spadek przerobu ropy o (-) 0,1 mt (r/r) w efekcie postojów instalacji Visbreakingu. Wyższy uzysk paliw o 2 pp (r/r) w rezultacie poprawy struktury przerabianych rop.

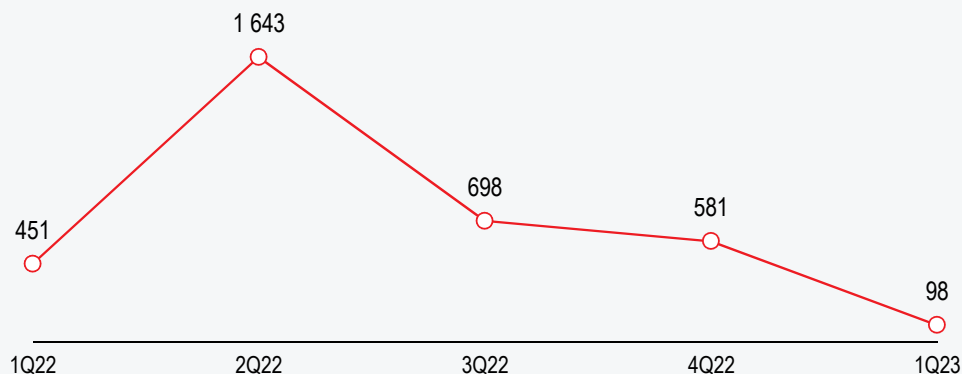
Petrochemia – EBITDA LIFO

Ujemny wpływ niższych wolumenów sprzedaży ograniczony dodatnim wpływem makro



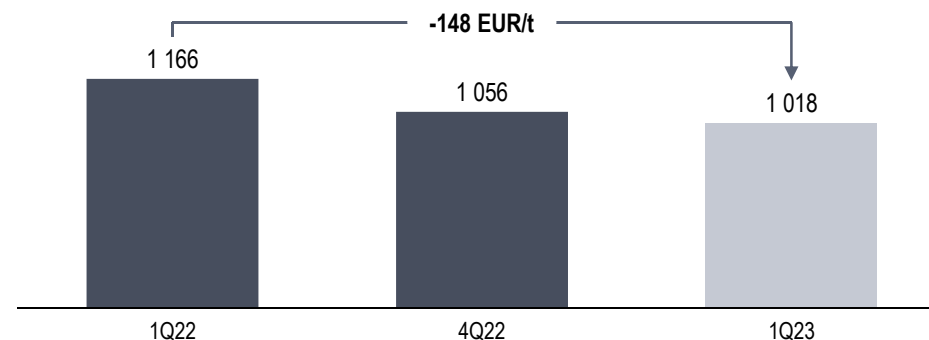
EBITDA LIFO

mIn PLN



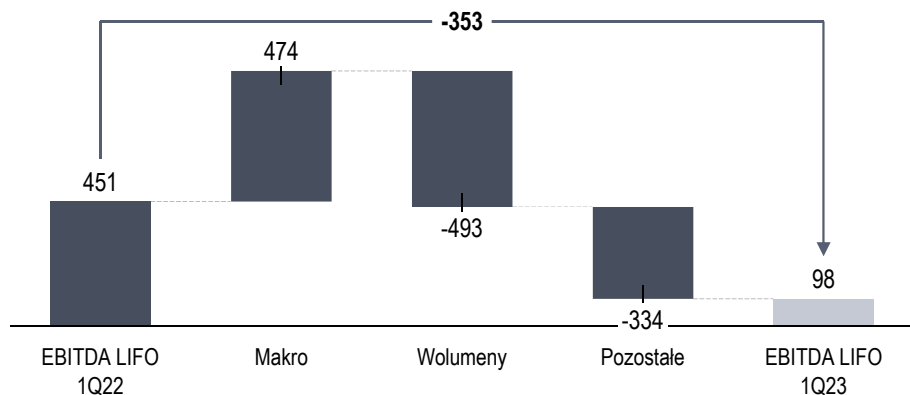
Modelowa marża petrochemiczna

EUR/t



EBITDA LIFO – wpływ czynników

mIn PLN



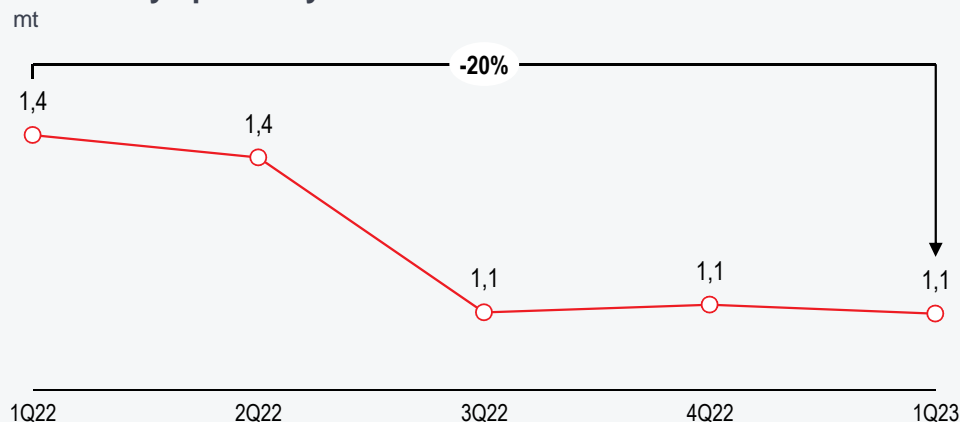
- Dodatni wpływ makro (r/r) w efekcie pozytywnego wpływu wyceny kontraktów terminowych CO₂ oraz hedgingu przy ujemnym wpływie niższych marż na olefinach, poliolefinach, nawozach, PCW i PTA, osłabienia EUR/USD oraz rezerwy na CO₂.
- Spadek wolumenów sprzedaży o (-) 20% (r/r), w tym:
 - niższa sprzedaż olefin o (-) 26%, nawozów o (-) 20%, PCW o (-) 28% oraz PTA o (-) 42% przy wzroście sprzedaży poliolefin o 3%.
 - niższa sprzedaż na wszystkich rynkach, w tym: w Polsce o (-) 19%, Czechach o (-) 20% i na Litwie o (-) 70%.
- Pozostałe, w tym: ujemny wpływ wykorzystania historycznych warstw zapasów, niższych marż handlowych oraz wyższych kosztów stałych i kosztów pracy.
- EBITDA LIFO zawiera:
 - 182 mln PLN wyniku Anwil; spadek o (-) 210 mln (r/r).
 - (-) 128 mln PLN wyniku PTA; spadek o (-) 130 mln PLN (r/r).

Petrochemia – dane operacyjne

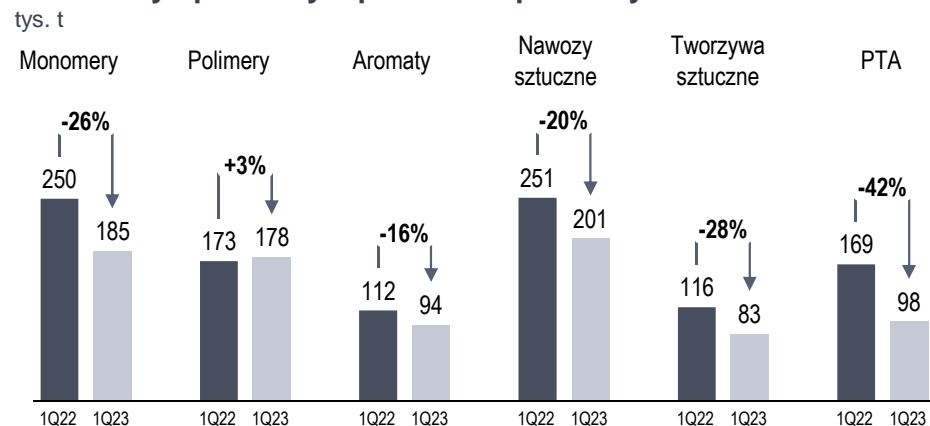
Niższe wykorzystanie mocy instalacji w efekcie ograniczeń rynkowych oraz postojów



Wolumeny sprzedaży



Wolumeny sprzedaży – podział na produkty



Wykorzystanie mocy

%

Instalacje petrochemiczne	1Q22	4Q22	1Q23	(r/r)
Olefiny (Płock)	89%	78%	78%	-11 pp
BOP (Płock)	74%	67%	70%	-4 pp
Metateza (Płock)	69%	14%	51%	-18 pp
Nawozy (Włocławek)	64%	47%	81%	17 pp
PCW (Włocławek)	88%	65%	64%	-24 pp
PTA (Włocławek)	100%	70%	66%	-34 pp
Olefiny (ORLEN Unipetrol)	94%	77%	85%	-9 pp
PPF Splitter (ORLEN Lietuva)	92%	89%	81%	-11 pp

Wykorzystanie mocy instalacji petrochemicznych:

- Olefiny (Płock) – niższe obciążenie (r/r) ze względu na spadek popytu oraz problemy produkcyjne instalacji PCW w Anwilu.
- BOP (Płock) – niższe obciążenie (r/r) ze względu na postój.
- Metateza (Płock) – niższe obciążenie (r/r) ze względu na realizację planowanego postoju.
- Nawozy – wyższe obciążenie (r/r) w efekcie braku postoju instalacji, który miał miejsce w zeszłym roku.
- PCW (Włocławek) – niższe obciążenie (r/r) w efekcie awarii oraz dostosowania obciążenia do sytuacji rynkowej.
- PTA (Włocławek) – niższe obciążenie (r/r) ze względu na spadek popytu oraz realizację planowanego postoju.
- Olefiny (ORLEN Unipetrol) – praca dostosowana do dostępności instalacji PE2/PE3.
- PPF Splitter (Orlen Lietuva) – niższe obciążenie (r/r) w wyniku spadku popytu.

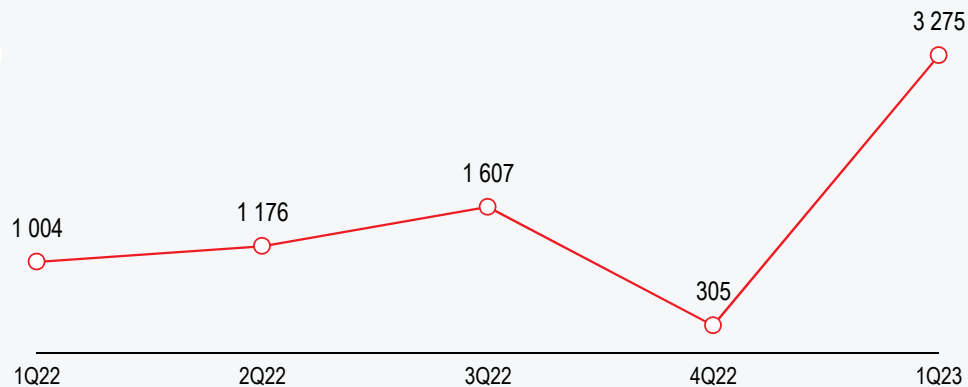
Energetyka – EBITDA

Wzrost marż na sprzedaży energii elektrycznej



EBITDA

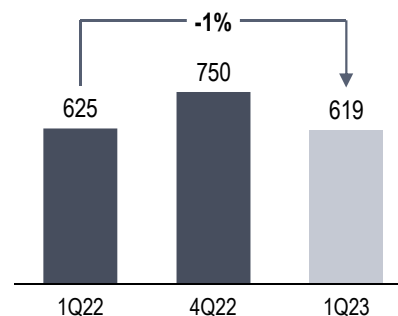
mIn PLN



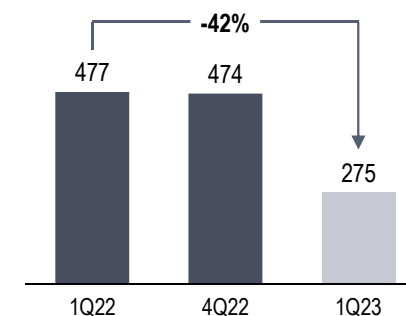
Cena energii i gazu

PLN/MWh

Cena energii (TGE Base)



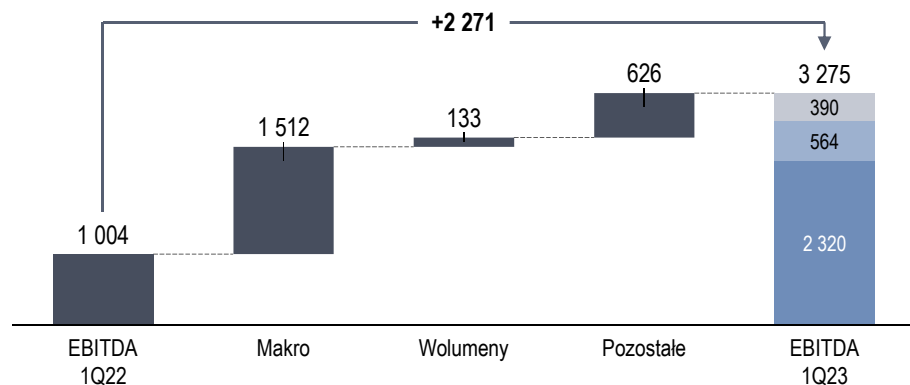
Cena gazu ziemnego (TGE gasDA)



EBITDA – wpływ czynników

mIn PLN

■ exPGNiG ■ Grupa Energa



- Dodatni wpływ makro (r/r) w efekcie korzystnej relacji cenowej sprzedaży energii / zakupu energii na TGE w Grupie Energa. Dodatkowo pozytywny wpływ wyceny kontraktów terminowych CO₂ i stopniowego wykorzystania rezerwy utworzonej w grudniu 2022 r. na kontrakty rodzące obciążenia (wpływ regulacji) przy ujemnym wpływie rezerwy na emisje CO₂.
- Wzrost produkcji i sprzedaży energii elektrycznej (r/r) w CCGT Włocławek i CCGT Płock ze względu na spadek cen gazu ziemnego i korzystny spread energia/gaz.
- Pozostałe, w tym: pozytywny wpływ konsolidacji wyników Grupy PGNiG przy wyższych kosztach stałych i kosztach pracy.
- Ciepłownictwo (exPGNiG):
 - Wzrost średnich cen sprzedaży ciepła PGNiG TERMIKA o 96% (r/r) w efekcie zmian taryf. Korekta taryfy od 1 stycznia 2023 r. tj. wzrost o 26% względem poprzedniej.
 - Uprawnienia CO₂ klasyfikowane jako koszt (wyłączenie z EBITDA).

Energetyka – dane operacyjne

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



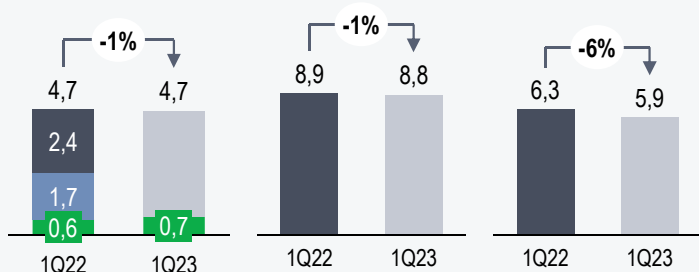
Wolumeny energii elektrycznej i ciepła

TWh, PJ

exPGNiG OZE

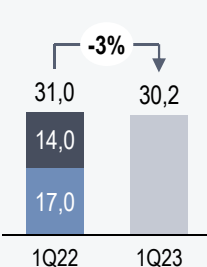
Energia elektryczna (TWh)

Produkcja Sprzedaż Dystrybucja



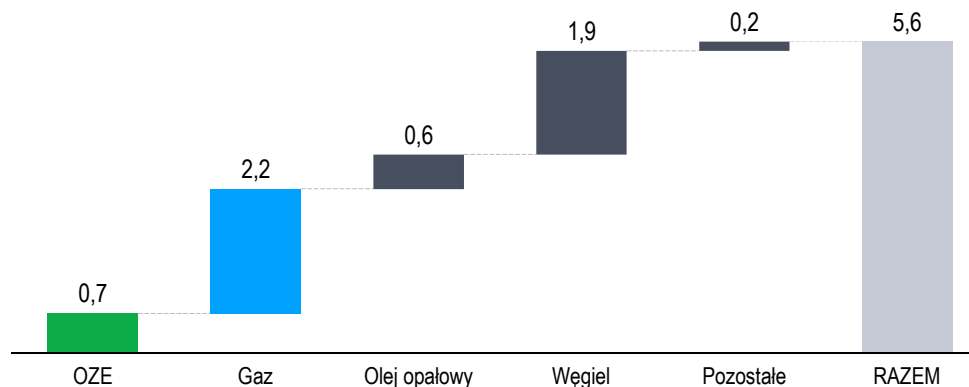
Ciepło (PJ)

Wytwarzanie



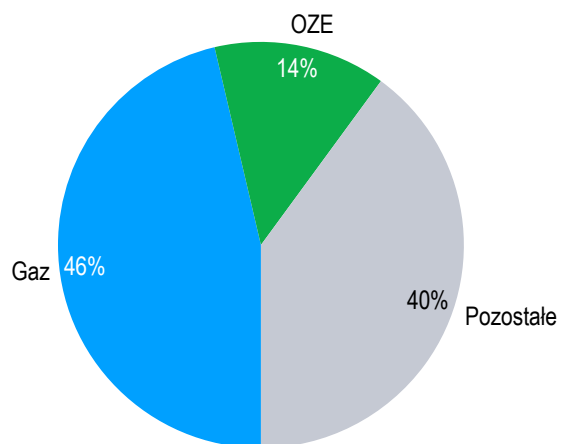
Moc zainstalowana

GWe



Produkcja energii elektrycznej – źródła wytwarzania

%



- Moc zainstalowana: 5,6 GWe (energia elektryczna) / 13,6 GWt (ciepło).
- Produkcja: 4,7 TWh (energia elektryczna) / 30,2 PJ (ciepło).

Energia elektryczna

- Produkcja i sprzedaż energii elektrycznej (z uwzględnieniem ex PGNiG oraz exLOTOS) na porównywalnym poziomie (r/r).
- Dystrybucja energii elektrycznej spadła o (-) 6% (r/r) w efekcie ograniczania odbioru przez klientów biznesowych.

Ciepło:

- Sprzedaż ciepła niższa o 3% (r/r) przy wyższej o 1,3°C temperaturze w kwartale.

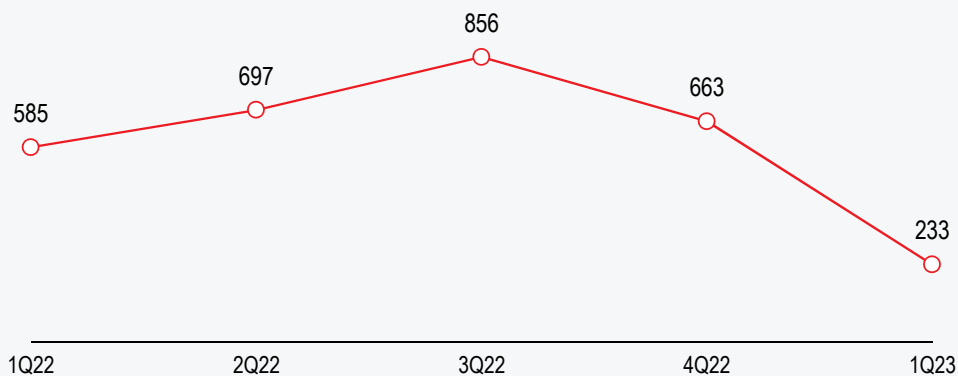
Detal – EBITDA

Spadek marż paliwowych oraz wzrost kosztów funkcjonowania stacji paliw



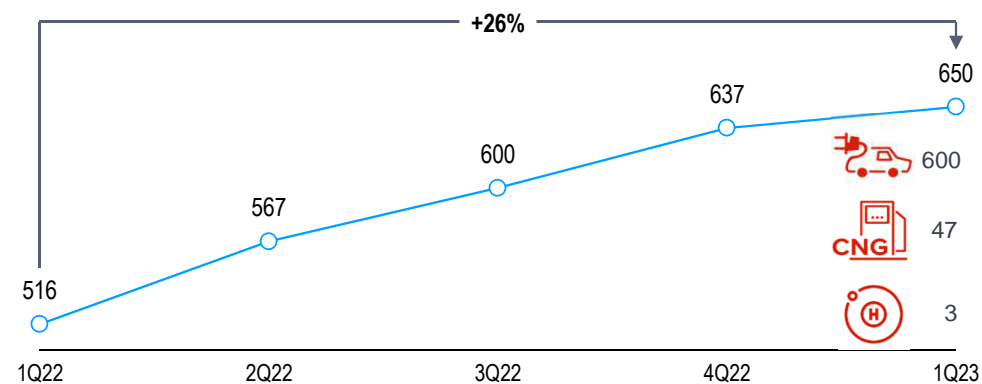
EBITDA

mln PLN



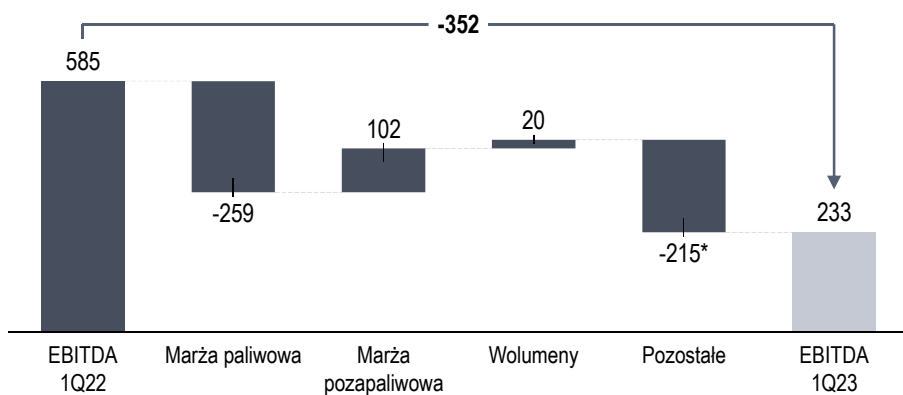
Punkty alternatywnego tankowania

#



EBITDA – wpływ czynników

mln PLN



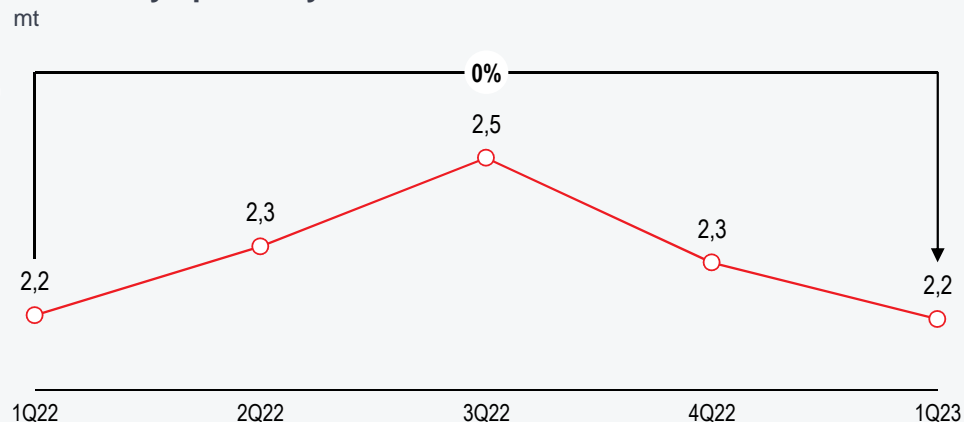
- Porównywalne wolumeny sprzedaży (r/r), w tym: wyższa sprzedaż benzyny o 4% oraz LPG o 3% przy niższej sprzedaży oleju napędowego o (-) 3%.
- Spadek marży paliwowej na wszystkich rynkach (r/r).
- Wzrost marży pozapaliwowej na rynku polskim i czeskim przy porównywalnych marżach na rynku niemieckim i litewskim (r/r).
- 2530 punktów sprzedaży pozapaliwowej; wzrost o 230 (r/r).
- 650 punktów alternatywnego tankowania; wzrost o 134 (r/r).
- 9109 lokalizacji „ORLEN Paczka” w Polsce; wzrost o 2438 (r/r).
- Pozostałe, w tym: wzrost kosztów funkcjonowania stacji paliw (r/r).

Detal – dane operacyjne

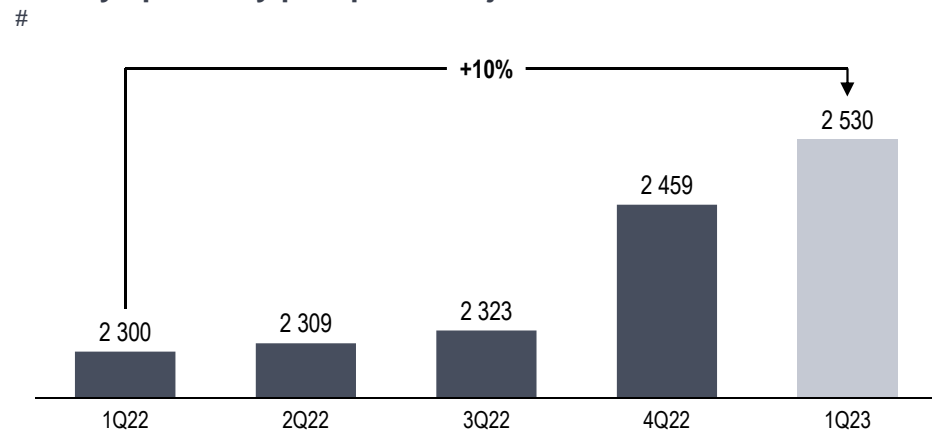
Wzrost liczby stacji paliw, punktów sprzedaży pozapaliwowej oraz punktów alternatywnego tankowania



Wolumeny sprzedaży



Punkty sprzedaży pozapaliwowej



Liczba stacji i wolumenowe udziały rynkowe

	# stacji	(r/r)	% rynku	(r/r)
Polska	1 919	105	34,1	2,7 pp
Niemcy	587	1	6,0	0,0 pp
Czechy	436	10	22,7	-0,8 pp
Litwa	29	0	4,1	0,1 pp
Słowacja	72	49	2,1	1,0 pp
Węgry*	79	79	2,4	2,4 pp

- Sprzedaż wyniosła 2,2 mt tj. porównywalny poziom (r/r), w tym: niższa sprzedaż w Polsce o (-) 5% i w Niemczech o (-) 3% przy wyższej sprzedaży w Czechach o 44% i na Litwie o 14%.
- 3122 stacji paliw, tj. wzrost o 244 (r/r), w tym głównie w Polsce i na Węgrzech w efekcie realizacji środków zaradczych w ramach przejęcia Grupy Lotos oraz na Słowacji w efekcie uruchomienia i rebrandingu samoobsługowych stacji przejętych od lokalnej sieci.
- Wzrost udziałów rynkowych w Polsce, na Węgrzech i na Słowacji przy spadku udziałów w Czechach (r/r).
- 2530 punktów sprzedaży pozapaliwowej, w tym: 1888 w Polsce (w tym 27 ORLEN w ruchu), 336 w Czechach, 181 w Niemczech, 29 na Litwie, 34 na Słowacji i 62 na Węgrzech.
- 650 punktów alternatywnego tankowania, w tym: 503 w Polsce, 128 w Czechach i 19 w Niemczech.
- „ORLEN Paczka” obejmuje 9109 lokalizacji w Polsce, w tym: 1062 stacji ORLEN, 741 kiosków RUCHU, 4920 punktów partnerskich, 2386 automatów paczkowych.

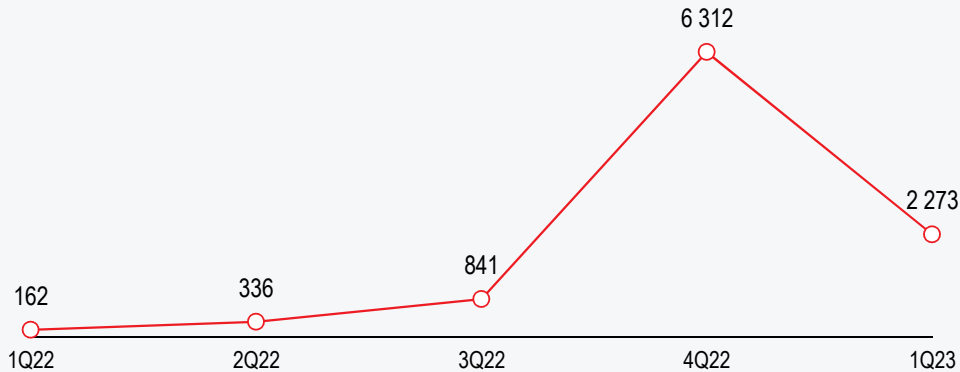


Wydobycie – EBITDA

Dodatni wpływ konsolidacji wyników Grupy Lotos i Grupy PGNiG

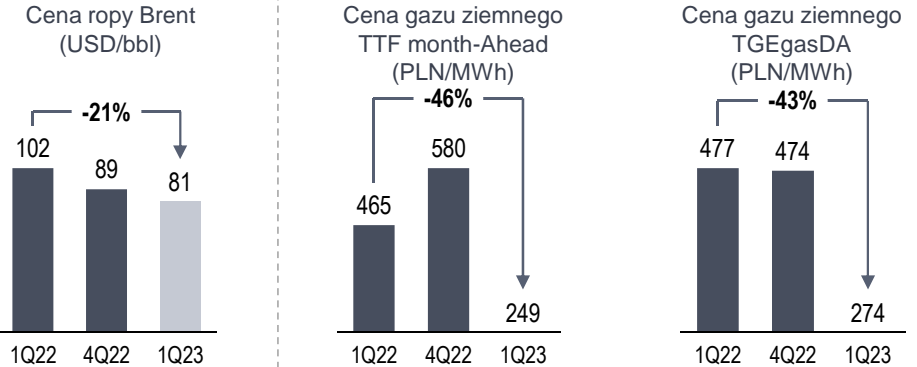
EBITDA

mIn PLN



Cena ropy i gazu

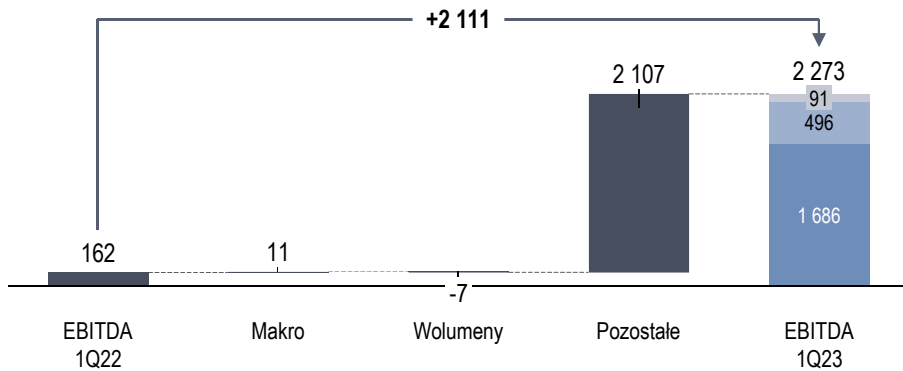
USD/bbl, PLN/MWh



EBITDA – wpływ czynników

mIn PLN

exLotos exPGNiG



- Spadek cen ropy oraz gazu (r/r).
- Średnia cena gazu przekazanego do segmentu Gaz wyniosła 274 PLN/MWh.
- Wzrost średniej produkcji gazu o 130,8 kboe/d (r/r).
- Wzrost średniej produkcji ropy naftowej i NGL o 42,5 kboe/d (r/r).
- Wzrost średniego wydobycia łącznie o 173,3 tys. boe/d (r/r) tj. 12x, w tym:
 - wzrost wydobycia w Polsce o 82,2 tys. boe/d, w Norwegii o 86,8 tys. boe/d, w Pakistanie o 5,4 tys. boe/d i na Litwie o 0,4 tys. boe/d przy spadku wydobycia w Kanadzie o (-) 1,6 tys. boe/d.
- Pozostałe, w tym:
 - dodatni wpływ konsolidacji wyników finansowych Grupy Lotos i Grupy PGNiG w wys. 2,2 mld PLN przy ujemnym wpływie wyższych kosztów stałych i kosztów pracy.
 - ujemny wpływ gazowego odpisu na Fundusz Wypłaty Różnicy Ceny na wyniki segmentu w wys. (-) 3,4 mld PLN.

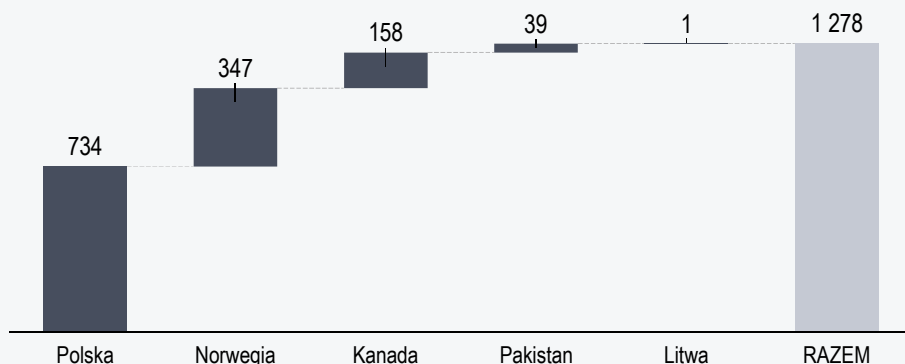
Wydobycie – dane operacyjne

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



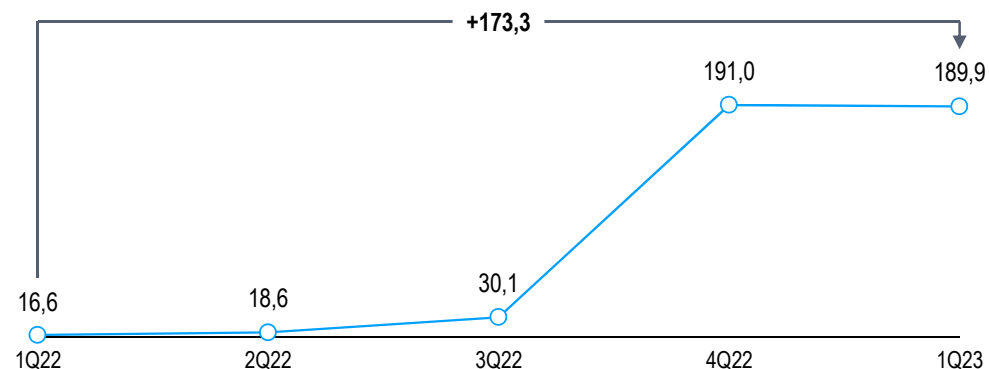
Zasoby ropy i gazu (2P)*

mln boe



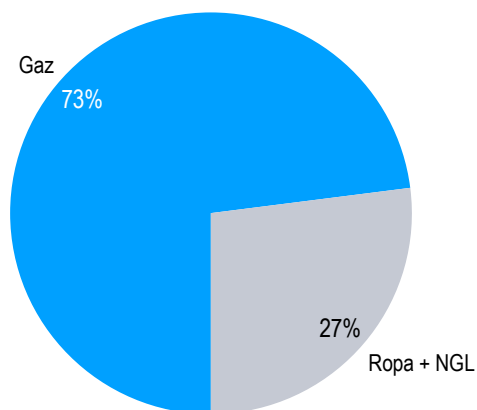
Średnie wydobycie

tys. boe/d



Średnie wydobycie – udział węglowodorów

%



Polska

Zasoby 2P: 733,6 mln boe (19% ropa / 81% gaz)
Średnie wydobycie: 83,5 tys. boe/d
(24% ropa / 76% gaz)

Norwegia

Zasoby 2P: 346,6 mln boe (30% ropa / 70% gaz)
Średnie wydobycie: 86,8 tys. boe/d
(27% ropa / 73% gaz)

Kanada

Zasoby 2P: 158,0 mln boe (58% ropa + NGL / 42% gaz)
Średnie wydobycie: 13,8 tys. boe/d
(51% ropa + NGL / 49% gaz)

Pakistan

Zasoby 2P: 38,7 mln boe (100% gaz)
Średnie wydobycie: 5,4 tys. boe/d
(100% gaz)

Litwa

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

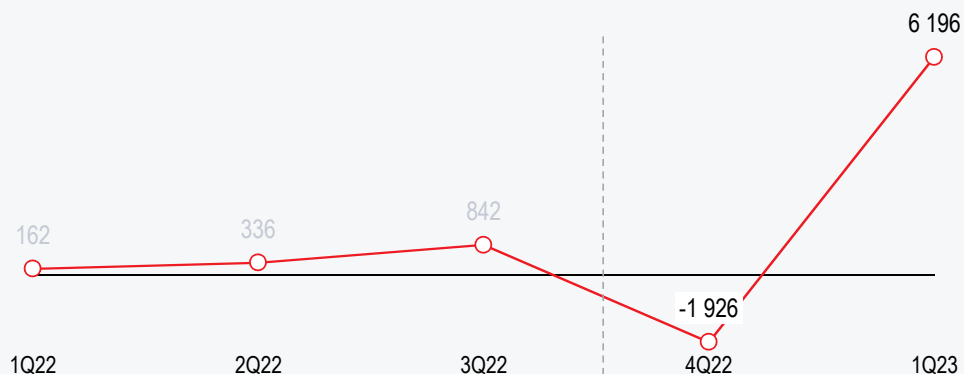
Gaz (dystrybucja oraz obrót i magazynowanie) – EBITDA

Dodatni wpływ konsolidacji wyników Grupy PGNiG



EBITDA

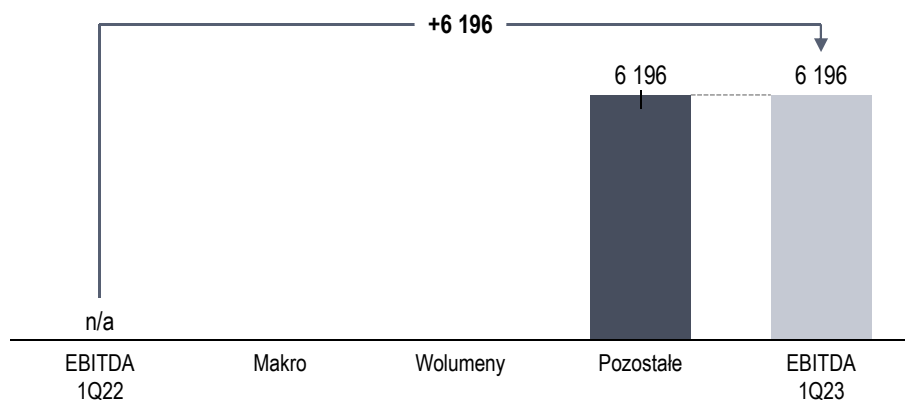
mIn PLN



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

EBITDA – wpływ czynników

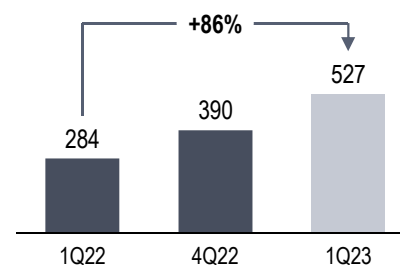
mIn PLN



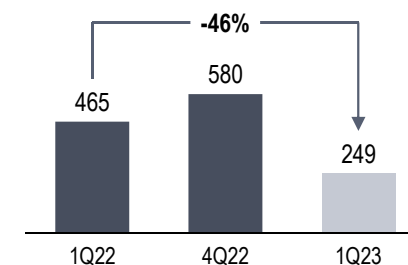
Ceny na rynkach gazu

PLN/MWh

Średnioważona cena z transakcji na TGE



Cena gazu ziemnego (TTF gasMA)



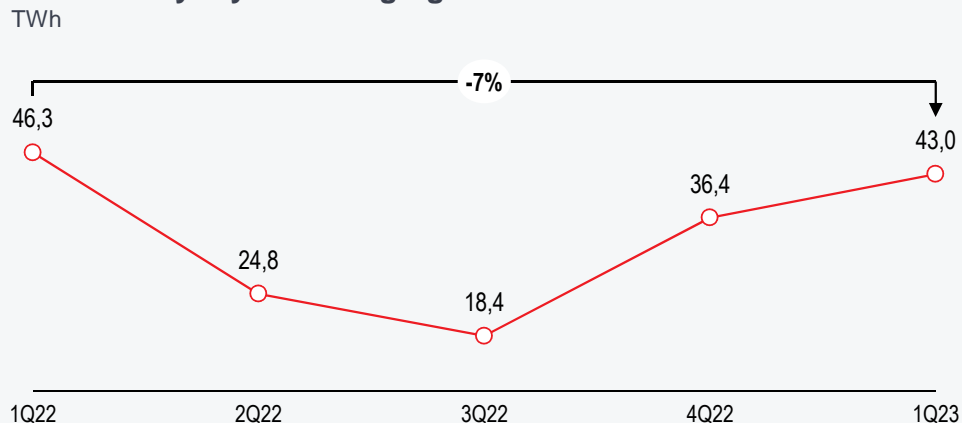
- EBITDA (obróć i magazynowanie) wyniosła 5,1 mld PLN tj. wzrost o 5,3 mld PLN (r/r).
- EBITDA (dystrybucja) wyniosła 1,1 mld PLN tj. wzrost o 0,1 mld PLN (r/r).
- Wzrost średniej ceny kontraktów ważonych wolumenem na TGE o 86% (r/r).
- Niższe koszty pozyskania gazu w segmencie w efekcie spadku cen na rynku spot i w kontraktach miesięcznych.
- Obniżki cen dla odbiorców domowych i chronionych:
 - od 1.01.2023 r. średnie stawki na poziomie 649,92 PLN/MWh.
 - od 17.01.2023 r. obniżka średnich stawek o (-) 21% do poziomu 516,73 PLN/MWh.
- Obniżki cen dla biznesu w kwartale o 55%: z poziomu 793 zł/MWh, na 643 zł/MWh (w okresie 18.01-14.03) i 353,56 zł/MWh (w okresie 15-31.03).
- Pozostałe, w tym:
 - dodatni wpływ konsolidacji wyników Grupy PGNiG w wys. 6,2 mld PLN.
 - dodatni wpływ rekompensat otrzymanych przez PGNiG Obrót Detaliczny z Funduszu Wypłaty Różnicy Ceny w wys. 7,4 mld PLN.

Gaz (dystrybucja oraz obrót i magazynowanie) – dane operacyjne

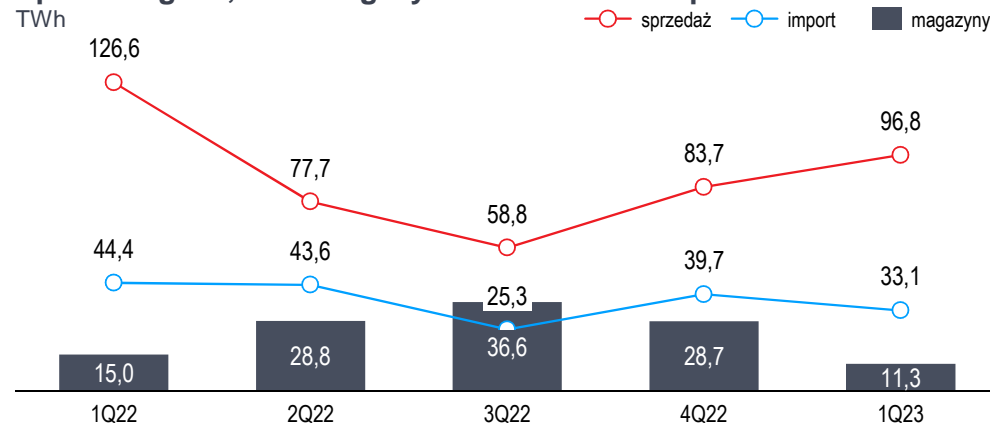
Spadek wolumenów sprzedaży i dystrybucji (r/r) w efekcie spadku popytu na skutek wysokich cen



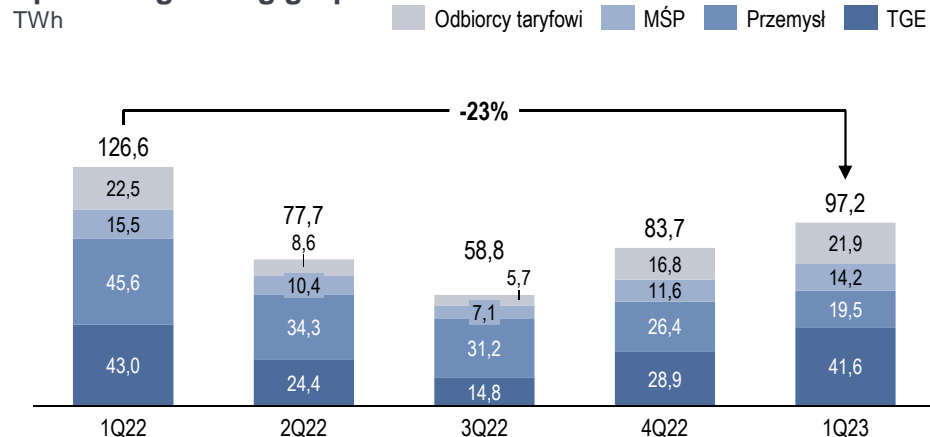
Wolumen dystrybuowanego gazu



Sprzedaż gazu, stan magazynów i wolumen importu



Sprzedaż gazu wg grup odbiorców



Obrót i magazynowanie

- Import gazu do Polski w 1Q23: 33,1 TWh, w tym 51% stanowiło LNG. W terminalu LNG w Świnoujściu rozładowano 14 statków na podstawie umów: Qatargas (4), Cheniere (4), dostawy spot (7).
- Wolumen zmagazynowanego gazu przez Grupę ORLEN (Polska i zagranica) na koniec 1Q23: 11,3 TWh. Ogólny stan napełnienia instalacji magazynowych w kraju wyniósł 55%.
- Sprzedaż gazu ogółem poza Grupę ORLEN: 97,2 TWh, spadek o (-) 23% r/r w wyniku konsolidacji spółek (sprzedaż wewnątrzgrupowa) i spadku popytu. Sprzedaż wewnętrzna w Grupie ORLEN: 29 TWh.

Dystrybucja

- Spadek wolumenów dystrybuowanego gazu (-) 7% (r/r) do poziomu 43,0 TWh w efekcie niższej konsumpcji gazu oraz wyższej o 1,3°C średniej temperatury.
- 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



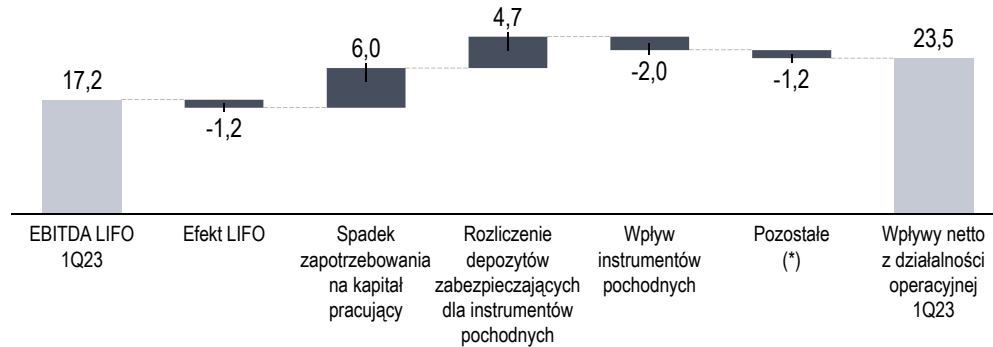
04

Sytuacja finansowa



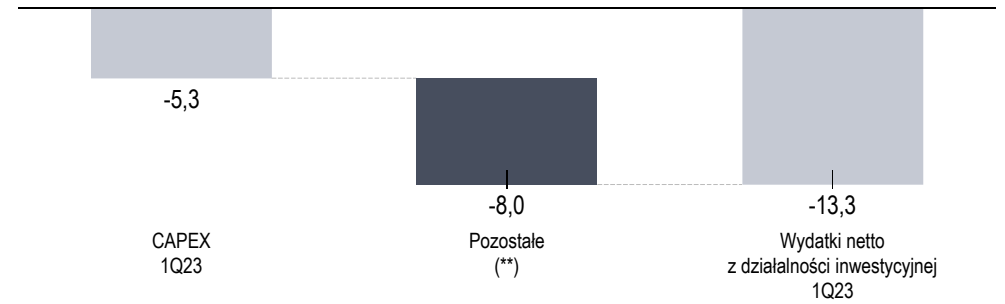
Przepływy pieniężne

Przepływy z działalności operacyjnej mld PLN



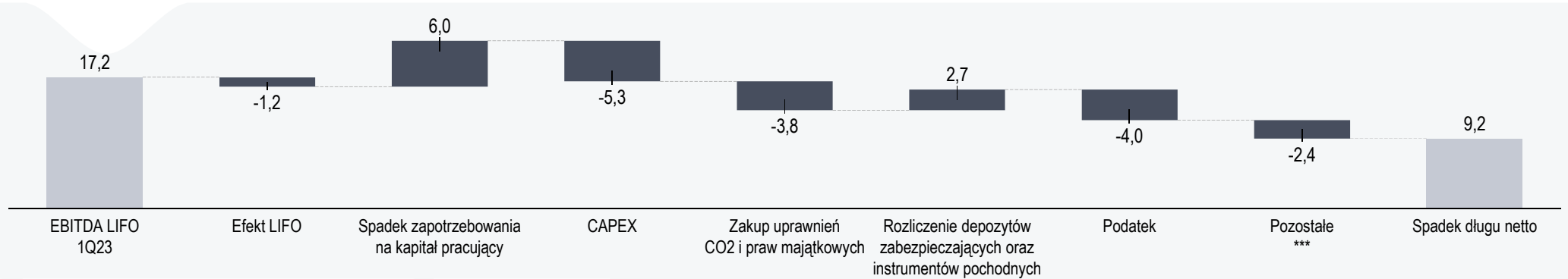
* głównie: zapłacony podatek dochodowy (-) 4,0 mld PLN, zmiana stanu rezerw 3,2 mld PLN, rozliczenie dotacji na prawa majątkowe (-) 1,0 mld PLN

Przepływy z działalności inwestycyjnej mld PLN



** głównie: zakup uprawnień CO2 i praw majątkowych (-) 3,8 mld PLN, zmiana stanu zaliczek i zobowiązań inwestycyjnych (-) 1,7 mld PLN, zwiększenie aktywów z tytułu praw do użytkowania 0,8 mld PLN oraz nabycie obligacji Skarbu Państwa (-) 3,1 mld PLN

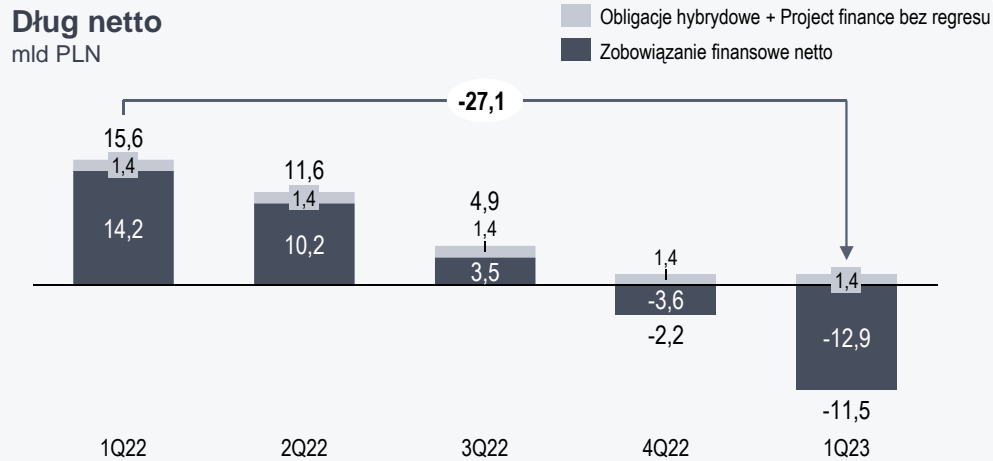
Wolne przepływy pieniężne 3M23 mld PLN



Zadłużenie



Dług netto mld PLN

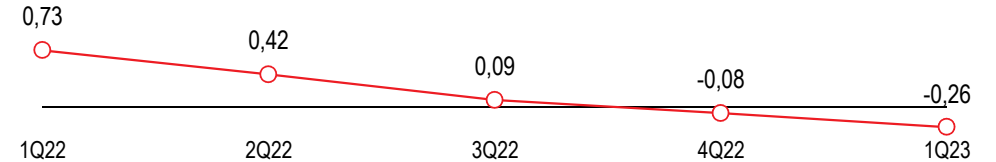


Dług netto/EBITDA*

Maksymalny poziom kowenantu bankowego = 3,5x

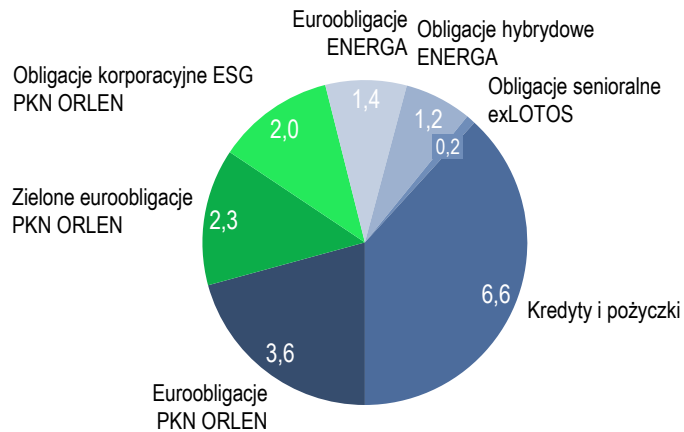
Maksymalny poziom określony w Strategii 2030 = 2,5x

Aktualny poziom kowenantu bankowego = (-) 0,26



Dług brutto – źródła finansowania

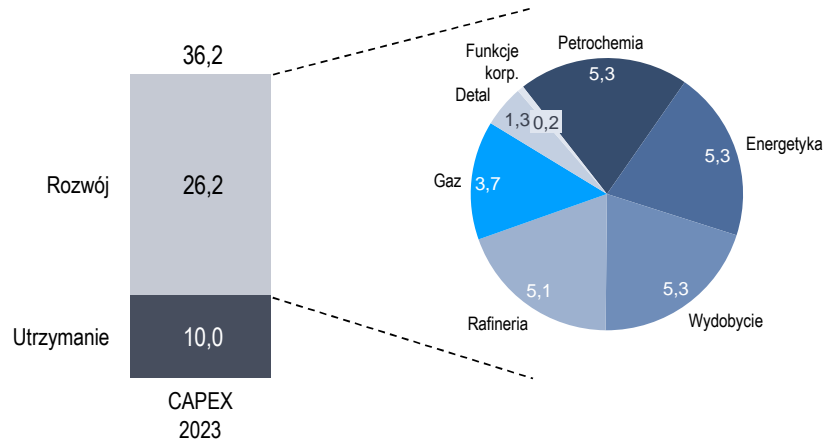
mld PLN



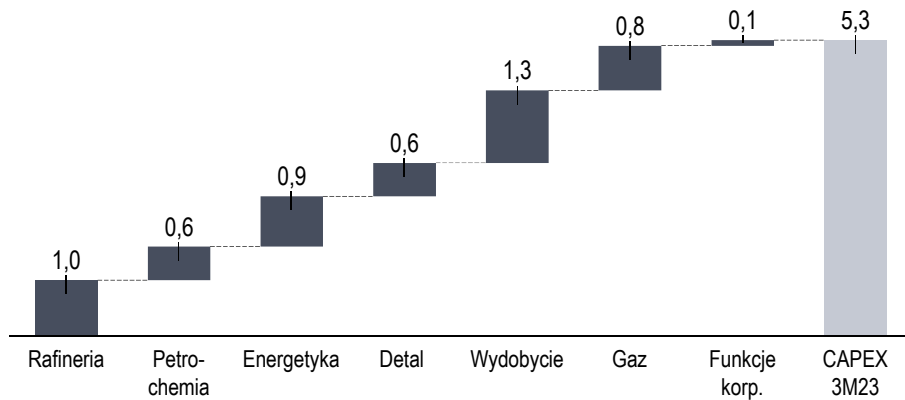
- Spadek zadłużenia netto o (-) 27,1 mld PLN (r/r) do poziomu (-) 11,5 mld PLN na koniec 1Q23. W porównaniu do ubiegłego kwartału zadłużenie netto jest niższe o (-) 9,2 mld PLN w efekcie wpływów netto z działalności operacyjnej w wys. 23,5 mld PLN przy wydatkach netto z działalności inwestycyjnej na poziomie (-) 13,3 mld PLN.
- Struktura walutowa długu brutto: EUR 58%, PLN 38%, USD 4%.
- 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 3M23 – 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

Wydobycie

- 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 2Q23*



		2Q22	1Q23	2Q23	Δ (kw/kw)	Δ (r/r)
Ropa Brent	USD/bbl	114	81	81	0%	-29%
Modelowa marża rafineryjna ¹	USD/bbl	26,5	18,3	11,7	-36%	-56%
Dyferencjał ²	USD/bbl	12,3	5,1	2,7	-47%	-78%
Modelowa marża petrochemiczna ³	EUR/t	1 405	1 018	1 072	5%	-24%
Cena gazu ziemnego TTF month-ahead	PLN/MWh	468	249	177	-29%	-62%
Cena gazu ziemnego TGEgasDA	PLN/MWh	471	275	196	-29%	-58%
Cena energii elektrycznej TGeBase	PLN/MWh	702	619	533	-14%	-24%
Produkty rafineryjne⁴ - marża (crack) z notowań						
ON	USD/t	338	245	118	-52%	-65%
Benzyna	USD/t	432	300	298	-1%	-31%
Ciężki olej opałowy	USD/t	-279	-239	-190	21%	32%
Produkty petrochemiczne⁴ - marża (crack) z notowań						
Polietylen ⁵	EUR/t	551	464	452	-3%	-18%
Polipropylen ⁵	EUR/t	638	432	445	3%	-30%
Etylen	EUR/t	810	668	680	2%	-16%
Propylen	EUR/t	820	564	573	2%	-30%
Paraksylen	EUR/t	393	544	498	-8%	27%
Średnie kursy walut⁶						
USD/PLN	USD/PLN	4,36	4,39	4,20	-4%	-4%
EUR/PLN	EUR/PLN	4,65	4,71	4,60	-2%	-1%

* Dane na dzień 19.05.2023

(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.

(3) Modelowa marża petrochemiczna = przychody (98% Produkty = 44% HDPE + 7% LDPE + 35% PP Homo + 12% PP Copo) - koszty (100% wsadu = 75% ropy + 25% LS VGO). Przychody notowania kontrakt; koszty 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 2023r. oczekujemy spadku cen ropy (r/r) do poziomu 85-95 USD/bbl. W scenariuszu bazowym przyjmuje się, że OPEC+ zarządza podażą, aby wspierać ceny powyżej 80 USD/bbl, a Chiny kontynentalne wracają na ścieżkę wzrostu. S&P szacuje, że światowy wzrost popytu na ropę wyniesie 1,9 mbd w 2023 r., z czego Chiny kontynentalne odpowiadają za 1,1 mbd.
- Marża rafineryjna – w 2023r. oczekujemy spadku marż rafineryjnych (r/r) do poziomu ok. 11 USD/bbl. W ciągu kolejnych kwartałów na rynki paliw powróci równowaga, do której przyczyni się spowolnienie aktywności gospodarczej w skali globalnej oraz stopniowy wzrost podaży paliw z sukcesywnie oddawanych do użytku nowych rafinerii w USA, w Afryce, na Bliskim Wschodzie i w Azji. Przewaga mocy rafineryjnych nad popytem przywróci rafineriom elastyczność reagowania na zmiany marż rafineryjnych.
- Dyferencjał – w 2023r. oczekujemy spadku dyferencjału (r/r) do poziomu ok. 5 USD/bbl w efekcie ograniczenia udziału REBCO w przerobie Grupy ORLEN.
- Marża petrochemiczna – w 2023r. oczekujemy spadku marż petrochemicznych (r/r) do poziomu ok. 1100 EUR/t w efekcie spadku popytu na produkty petrochemiczne na skutek spowolnienia gospodarczego oraz utrzymującej się inflacji.
- Gaz ziemny – w 2023r. oczekujemy spadku cen gazu (r/r) do poziomu ok. 200 PLN/MWh. Ceny gazu w najbliższych kwartałach będą uzależnione od warunków atmosferycznych oraz ryzyk geopolitycznych.
- Energia elektryczna – w 2023r. oczekujemy spadku cen energii elektrycznej (r/r) do poziomu ok. 500 PLN/MWh.

Gospodarka

- PKB* – Polska 0,7% (według ostatnich danych KE), Czechy 0,2%, Litwa 1,4%, Niemcy 0,2%.
- 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 wys. 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 – podtrzymujemy deklarację technicznej gotowości 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	(r/r)
Przychody	45 447	57 804	72 996	101 317	277 564	110 270	64 823
EBITDA LIFO	2 786	8 204	17 593	24 659	53 242	17 153	14 367
efekt LIFO	2 174	1 321	-553	-1 845	1 097	-1 171	-3 345
EBITDA	4 960	9 525	17 040	22 814	54 339	15 982	11 022
Amortyzacja	-1 400	-1 447	-1 524	-2 545	-6 916	-2 878	-1 478
EBIT LIFO	1 386	6 757	16 069	22 114	46 326	14 275	12 889
EBIT	3 560	8 078	15 516	20 269	47 423	13 104	9 544
Wynik netto	2 845	3 683	12 739	14 363	33 630	9 153	6 308

EBITDA LIFO – podział na segmenty



mln PLN	1Q22	2Q22	3Q22	4Q22	12M22	1Q23	(r/r)
Rafineria, w tym:	900	4 656	7 998	11 032	24 586	5 486	4 586
NRV	-4	3	-30	14	-17	8	12
hedging	-1 913	-2 558	726	-59	-3 804	365	2 278
wycena kontraktów terminowych CO2	-568	21	-175	125	-597	52	620
Petrochemia, w tym:	451	1 643	698	581	3 373	98	-353
NRV	0	0	0	0	0	0	0
hedging	48	58	63	57	226	86	38
wycena kontraktów terminowych CO2	-614	23	-84	84	-591	0	614
Energetyka, w tym:	1 004	1 176	1 607	305	4 092	3 275	2 271
hedging	50	-62	134	126	248	38	-12
wycena kontraktów terminowych CO2	-543	21	128	68	-326	11	554
Detal	585	697	856	663	2 801	233	-352
Wydobycie, w tym:	162	336	841	6 312	7 651	2 273	2 111
hedging	-80	-24	15	2	-87	0	80
Gaz, w tym:	n/a	n/a	n/a	-1 926	-1 926	6 196	6 196
hedging	n/a	n/a	n/a	141	141	134	134
wycena kontraktów terminowych CO2	n/a	n/a	n/a	116	116	85	85
Funkcje korporacyjne	-316	-304	5 598	7 698	12 676	-400	-84
Wyłączenia	n/a	n/a	-5	-6	-11	-8	-8
EBITDA LIFO, w tym:	2 786	8 204	17 593	24 659	53 242	17 153	14 367
NRV	-4	3	-30	14	-17	8	12
hedging	-1 895	-2 586	938	267	-3 276	623	2 518
wycena kontraktów terminowych CO2	-1 725	65	-131	393	-1 398	148	1 873

Wyniki 1Q23 – podział na spółki



mIn PLN	PKN ORLEN	ORLEN Lietuva	ORLEN Unipetrol	Grupa ENERGA	Pozostałe	Grupa ORLEN
Przychody	72 300	6 967	7 784	7 423	15 796	110 270
EBITDA LIFO	10 543	574	1 330	2 320	2 386	17 153
Efekt LIFO	-816	-49	-276	-	-30	-1 171
EBITDA	9 727	525	1 054	2 320	2 356	15 982
Amortyzacja	792	26	262	292	1 506	2 878
EBIT	8 935	499	792	2 028	850	13 104
EBIT LIFO	9 751	548	1 068	2 028	880	14 275
Wynik netto	7 624	405	289	1 556	-721	9 153

- **ORLEN Lietuva** – niższa EBITDA LIFO o (-) 15 mln PLN (r/r) w efekcie ograniczenia przerobu ropy REBCO o 77 pp (r/r) i zastąpienia go przerobem droższych rop, ujemnego wpływu wykorzystania historycznych warstw zapasów, niższych (r/r) wolumenów sprzedaży a także wzrostu (r/r) kosztów ogólnych, pracy i rezerw CO₂. Dodatni wpływ (r/r) wzrostu marż na lekkich i średnich destylatach, wyższych marż handlowych i transakcji zabezpieczających (r/r).
- **ORLEN Unipetrol** – wzrost EBITDA LIFO o 1 121 mln PLN (r/r) w efekcie wzrostu marż (cracków) na lekkich i średnich destylatach, wyższych marż handlowych i transakcji zabezpieczających częściowo ograniczonych ujemnym wpływem (r/r) wykorzystania historycznych warstw zapasów, wzrostem kosztów ogólnych, pracy i rezerw CO₂. Dodatkowo ujemny wpływ wolumenowy w efekcie spadku wolumenów sprzedaży w segmencie petrochemicznym.
- **Grupa ENERGA** – wzrost EBITDA o 1 213 mln PLN (r/r) dzięki korzystnej relacji cenowej pomiędzy sprzedażą energii elektrycznej a jej zakupem na rynku giełdowym oraz wyższej marży na usłudze dystrybucyjnej. Dodatkowo dodatni wpływ niższych kosztów rezerw CO₂, stopniowego wykorzystania rezerwy utworzonej w grudniu 2022 roku na kontrakty rodzące obciążenia (wpływy regulacji) oraz wyższe wolumeny sprzedaży energii elektrycznej i dystrybucji przy niższej produkcji energii elektrycznej.
- **Grupa PGNiG** – brak możliwości kalkulacji efektów biznesowych z uwagi na nieporównywalność okresów konsolidacji – ujęcie w 1Q23 wyników dawnej Grupy PGNiG w konsolidacji Grupy ORLEN w wysokości 8 475 mln PLN.

Dane produkcyjne



Grupa ORLEN	1Q22	4Q22	1Q23	(r/r)	(kw/kw)
Przerób ropy naftowej (tys.t)	8 162	11 234	9 474	16%	-16%
Wykorzystanie mocy przerobowych	94%	98%	90%	-4 pp	-8 pp
PKN ORLEN ¹					
Przerób ropy naftowej (tys.t)	4 106	6 629	5 476	33%	-17%
Wykorzystanie mocy przerobowych	102%	98%	93%	-9 pp	-5 pp
Uzysk paliw ⁴	81%	85%	83%	2 pp	-2 pp
Uzysk lekkich destylatów ⁵	33%	28%	28%	-5 pp	0 pp
Uzysk średnich destylatów ⁶	48%	57%	55%	7 pp	-2 pp
ORLEN Unipetrol ²					
Przerób ropy naftowej (tys.t)	1 703	2 054	1 782	5%	-13%
Wykorzystanie mocy przerobowych	79%	94%	83%	4 pp	-11 pp
Uzysk paliw ⁴	83%	81%	78%	-5 pp	-3 pp
Uzysk lekkich destylatów ⁵	36%	36%	35%	-1 pp	-1 pp
Uzysk średnich destylatów ⁶	47%	45%	43%	-4 pp	-2 pp
ORLEN Lietuva ³					
Przerób ropy naftowej (tys.t)	2 263	2 465	2 131	-6%	-14%
Wykorzystanie mocy przerobowych	90%	96%	85%	-5 pp	-11 pp
Uzysk paliw ⁴	75%	78%	77%	2 pp	-1 pp
Uzysk lekkich destylatów ⁵	32%	33%	32%	0 pp	-1 pp
Uzysk średnich destylatów ⁶	43%	45%	45%	2 pp	0 pp

¹ Moce przerobowe PKN 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, 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.

Wpływ operacji związanych z rezerwą na CO2 oraz wyceny kontraktów terminowych na CO2 na skonsolidowany wynik Grupy 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	31.03.2022	30.06.2022	30.09.2022	31.12.2022	31.03.2023
Portfel „własny” kontraktów na zakup uprawnień do emisji*	Nie podlega wycenie do wartości godziwej na dzień bilansowy	1,52	2,04	0,14	3,74	0,00
Portfel "transakcyjny", kontraktów na zakup uprawnień do emisji**	Podlega wycenie do wartości godziwej na dzień bilansowy z rachunkowością zabezpieczeń (HA)	0,00	2,33	3,07	2,37	1,34
	bez rachunkowości zabezpieczeń (noHA)			3,91	1,66	-0,10
Portfel EUA na rachunkach GK (wartości niematerialne)***	Nie podlega wycenie do wartości godziwej na dzień bilansowy	16,05	5,24	9,37	22,56	29,46

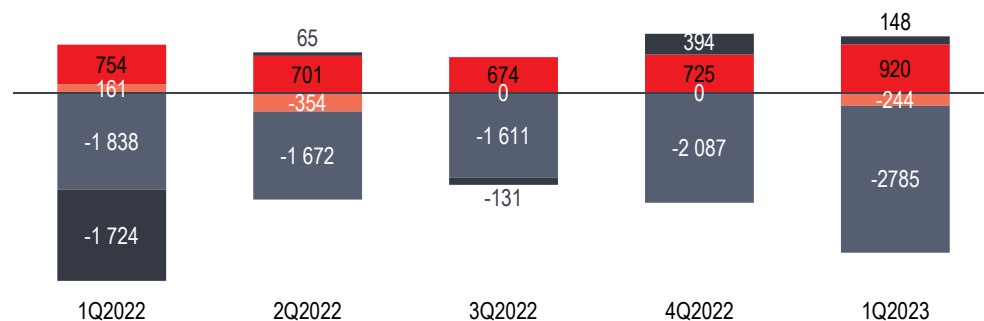
* Portfel „własny” ujmowane są w nim transakcje zakupu EUA na potrzeby własne, które są realizowane w formie fizycznej dostawy w związku z czym nie podlegają wycenie.

** 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

mln PLN



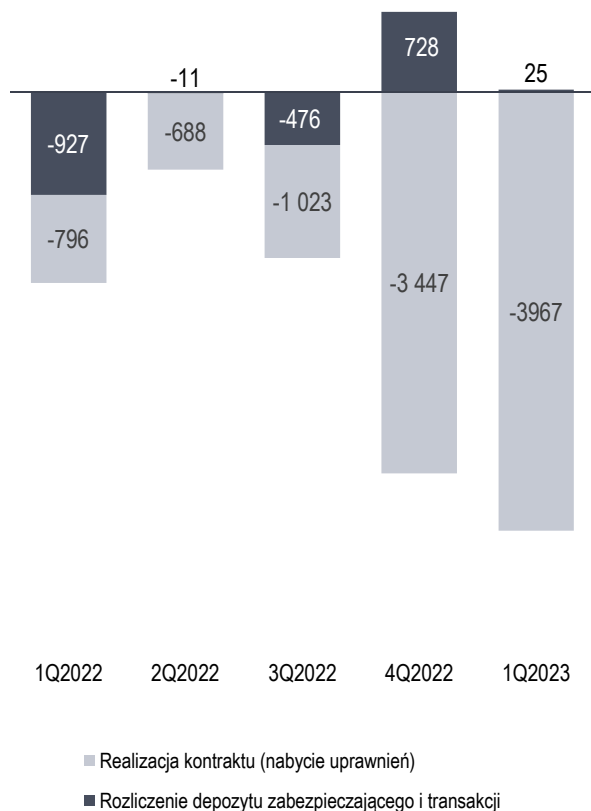
- Rozliczenie i wycena portfela "transakcyjnego" kontraktów terminowych na CO₂ bez HA (pozycja: pozostałe przychody i koszty operacyjne)
- Rozliczenie dotacji z tytułu otrzymanych nieodpłatnie CO₂ (pozycja: koszty wg rodzaju podatki i opłaty)
- Przeszacowanie rezerwy CO₂ (pozycja: koszty wg rodzaju podatki i opłaty)
- Utworzenie/rozwiązanie rezerwy na szacowane emisje CO₂ (pozycja: koszty wg rodzaju podatki i opłaty)

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

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

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

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

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

Niniejsza Prezentacja została sporządzona wyłącznie w celach informacyjnych i nie stanowi oferty kupna bądź sprzedaży ani oferty mającej na celu pozyskanie oferty kupna lub sprzedaży jakichkolwiek papierów wartościowych bądź instrumentów lub uczestnictwa w 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.