

The background of the slide is a photograph showing two workers in high-visibility yellow and black safety gear standing on the white metal structure of a wind turbine. They are looking out over a vast, hazy landscape with other wind turbines visible in the distance. The sky is overcast and grey.

# Skonsolidowane wyniki finansowe Grupy ORLEN

4 kwartał 2023 r.

22 lutego 2024 r.

 #ORLEN4Q23@GrupaORLEN

**01**  
KLUCZOWE  
WYDARZENIA

**02**  
OTOCZENIE  
RYNKOWE

**03**  
WYNIKI FINANSOWE  
I OPERACYJNE

**04**  
SYTUACJA  
FINANSOWA

**05**  
PERSPEKTYWY

# 01

## Kluczowe wydarzenia

# Kluczowe wydarzenia 4Q23

Przychody

**98,3** mld PLN

EBITDA LIFO\*

**11,2** mld PLN

Przepływy z działalności operacyjnej

**6,1** mld PLN

Nakłady inwestycyjne za 12 miesięcy 2023 r.

**32,4** mld PLN



## PROJEKTY TRANSFORMACYJNE

- **MEW:** decyzja Ministerstwa Infrastruktury przyznająca 5 lokalizacji o potencjale 5,2 GW, budowa bazy serwisowej Baltic Power w Łebie, wykorzystanie niskoemisyjnej stali w projekcie
- **OZE:** finalizacja zakupu 5 lądowych farm wiatrowych o łącznej mocy 200 MW, umowa przedwstępna na zakup projektu hybrydowego wiatr/PV o mocy 334 MW
- **CCS:** przejęcie 50% udziałów w koncesji Polaris na Morzu Barentsa, projekt morskiego terminalu CO<sub>2</sub> w Gdańsku z grantem KE na dokumentację projektową, porozumienie z GAZ-SYSTEM o współpracy przy rozwoju technologii wychwytywania, przesyłu i sekwestracji CO<sub>2</sub>
- **H2:** zakończenie testów prototypowego zespołu kogeneracyjnego z systemem multifuel wykorzystującym wodór i gaz
- Testy drogowe nowego asfaltu redukującego szkodliwe substancje ze spalin samochodowych i instalacji grzewczych
- Dołączenie do międzynarodowego projektu NEXTLOOPP, dotyczącego technologii recyklingu i wytwarzania cyrkularnego polipropylenu z odpadów konsumenckich



## ORGANIZACJA

- 44. pozycja w rankingu największych firm Fortune 500 Europe
- TOP Employer Polska
- Publikacja Strategii Zrównoważonego Rozwoju na lata 2024-2030
- Agencja MSCI podwyższyła rating ESG ORLENu z poziomu „BBB” do poziomu „A”



## WYDOBYCIE

- Przejęcie KUFPEC i wzrost wydobycia gazu w Norwegii do ponad 4 mld m<sup>3</sup> rocznie
- Udziały w 12 nowych koncesjach na Norweskim Szelfie Kontynentalnym
- Odkrycie zasobów gazu w pobliżu eksploatowanego złoża Gina Krog
- Ograniczenie emisji CO<sub>2</sub> dzięki podłączeniu do OZE złóż Gina Krog, Ormen Lange i Duva. Planowana elektryfikacja złóż Fenris i Yggdrasil



## DETAL

- Finalizacja zakupu Doppler Energie zarządzającej 267 stacjami w Austrii
- Proces przejęcia pakietu 63 stacji na Węgrzech
- Testy automatu sklepowego ORLEN w ruchu

**01**  
KLUCZOWE  
WYDARZENIA

**02**  
OTOCZENIE  
RYNKOWE

**03**  
WYNIKI FINANSOWE  
I OPERACYJNE

**04**  
SYTUACJA  
FINANSOWA

**05**  
PERSPEKTYWY

# 02

## Otoczenie rynkowe



# Otoczenie makroekonomiczne 4Q23



		4Q22	3Q23	4Q23	Δ (kw/kw)	Δ (r/r)
Ropa Brent	USD/bbl	89	87	84	-3%	-6%
Modelowa marża rafineryjna <sup>1</sup>	USD/bbl	22,0	21,9	13,9	-37%	-37%
Dyferencjał <sup>2</sup>	USD/bbl	6,4	-1,0	-2,0	-100%	-
Cena gazu ziemnego TTF month-ahead	PLN/MWh	580	152	191	26%	-67%
Cena gazu ziemnego TGEgasDA	PLN/MWh	466	169	195	15%	-58%
Cena energii elektrycznej TGeBase	PLN/MWh	750	504	400	-21%	-47%
Prawa do emisji CO2	EUR/t	77	84	76	-10%	-1%
<b>Produkty rafineryjne<sup>4</sup> - marża (crack) z notowań</b>						
ON	USD/t	383	243	217	-11%	-43%
Benzyna	USD/t	251	325	201	-38%	-20%
Ciężki olej opałowy	USD/t	-311	-138	-192	-39%	38%
<b>Produkty petrochemiczne<sup>4</sup> - marża (crack) z notowań</b>						
Polietylen <sup>5</sup>	EUR/t	487	353	381	8%	-22%
Polipropylen <sup>5</sup>	EUR/t	438	345	353	2%	-19%
Etylen	EUR/t	606	547	621	14%	2%
Propylen	EUR/t	514	421	484	15%	-6%
Paraksylen	EUR/t	593	419	440	5%	-26%
<b>Średnie kursy walut<sup>6</sup></b>						
USD/PLN	USD/PLN	4,64	4,14	4,11	-1%	-11%
EUR/PLN	EUR/PLN	4,73	4,50	4,42	-2%	-7%

(1) 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.

(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.

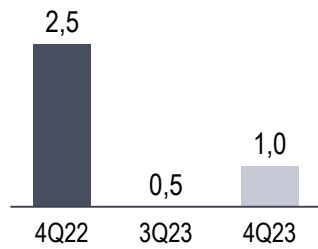
(6) Kursy średnie wg danych Narodowego Banku Polskiego.

# Wzrost konsumpcji paliw w Polsce i na Węgrzech w efekcie wzrostu PKB (r/r)

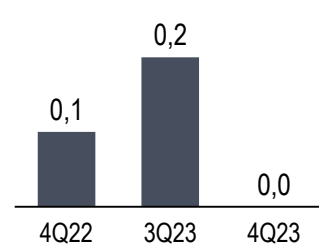
## PKB<sup>1</sup>

Zmiana % (r/r)

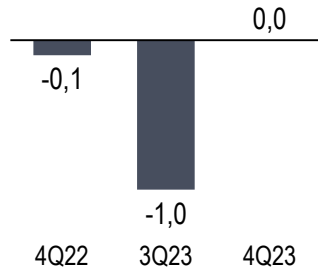
### Polska



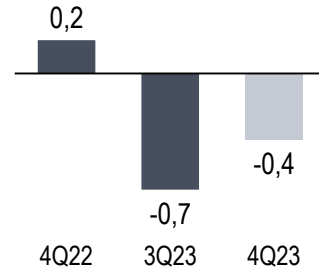
### Litwa



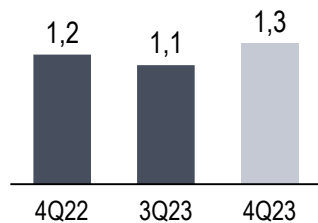
### Czechy



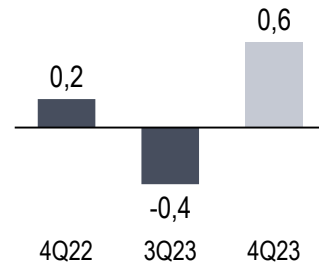
### Niemcy



### Słowacja



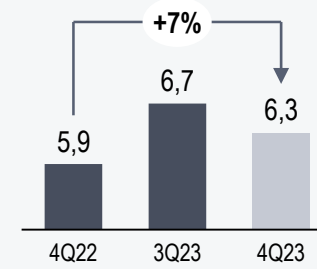
### Węgry



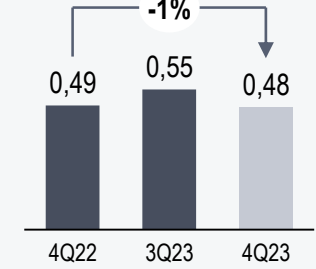
## Konsumpcja paliw<sup>2</sup>

mt

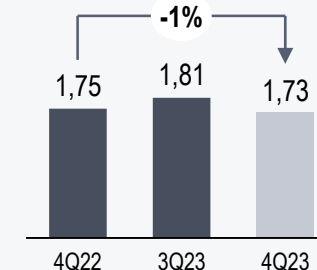
### Polska



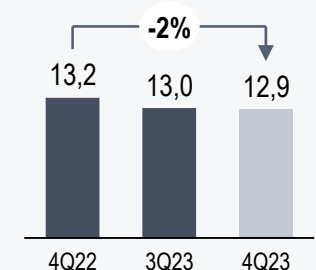
### Litwa



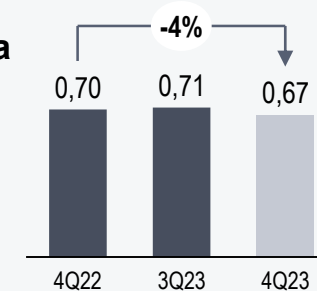
### Czechy



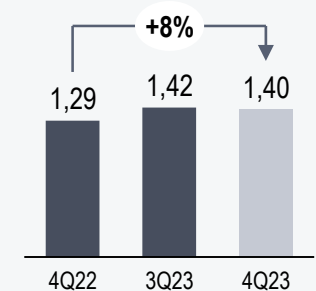
### Niemcy



### Słowacja



### Węgry



(1) 4Q23 – szacunki własne na bazie projekcji banków

(2) 4Q23 – szacunki własne na bazie danych: Polska (ARE), Litwa (Urząd Statystyczny), Czechy (Urząd Statystyczny), Niemcy (Stowarzyszenie Przemysłu Naftowego), Słowacja i Węgry (Eurostat)

**01**  
KLUCZOWE  
WYDARZENIA

**02**  
OTOCZENIE  
RYNKOWE

**03**  
WYNIKI FINANSOWE  
I OPERACYJNE

**04**  
SYTUACJA  
FINANSOWA

**05**  
PERSPEKTYWY

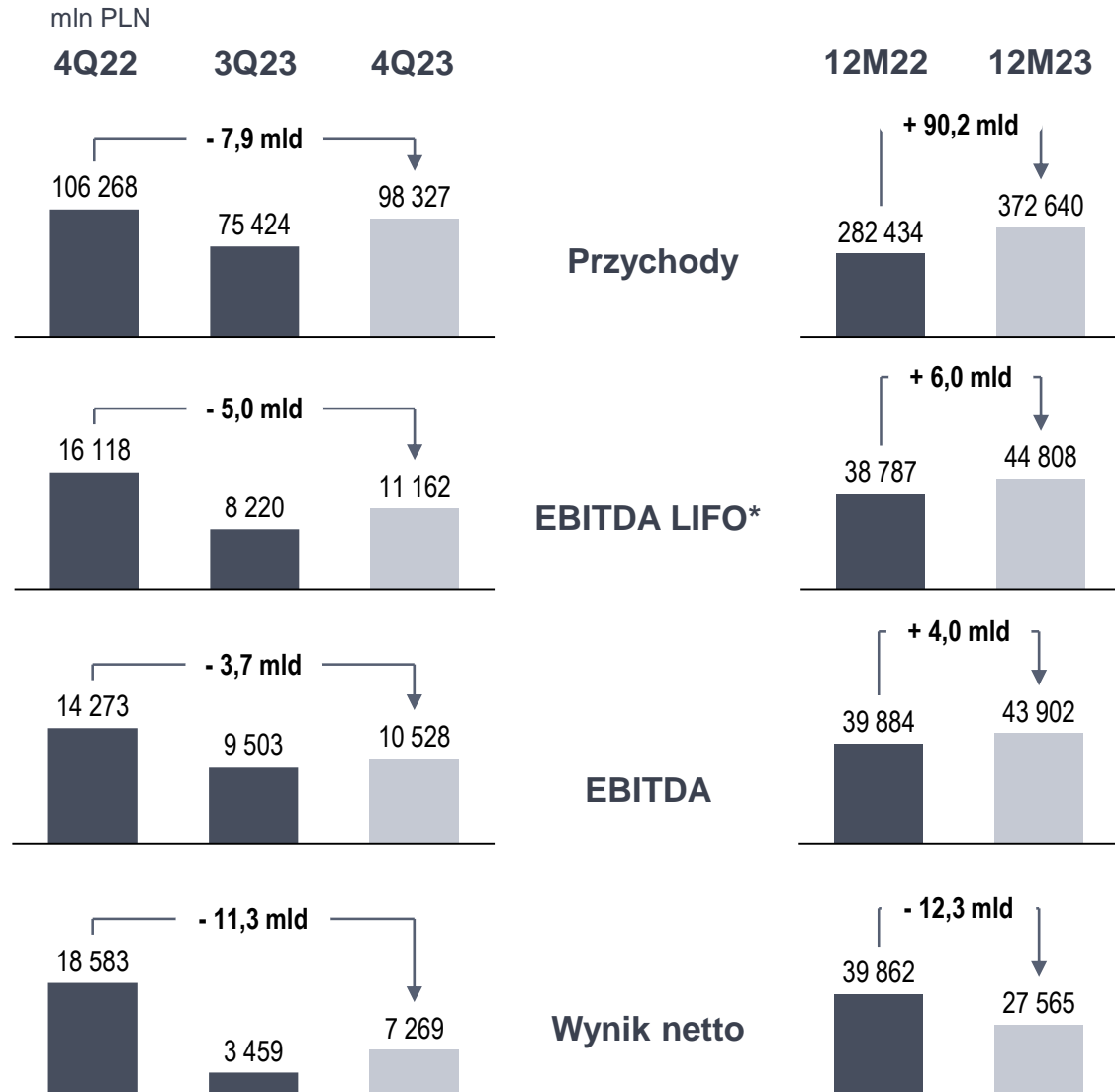


# 03

**Wyniki  
finansowe  
i operacyjne**

# Wyniki finansowe

~ 98 mld przychodów ze sprzedaży w 4 kwartale 2023 r. oraz rekordowy poziom ~ 373 mld PLN w 2023 r.



**Przychody:** spadek o (-) 7% (r/r) w efekcie niższych wolumenów sprzedaży oraz niższych notowań produktów rafineryjnych, petrochemicznych oraz węglowodorów.

**EBITDA LIFO:** spadek o (-) 5,0 mld PLN (r/r) w efekcie ujemnego wpływu niższych marż rafineryjnych i niższego dyferencjału, niższych marż petrochemicznych, niższych marż na wydobyciu, niższego efektu wolumenowego, niższych marż handlowych, umocnienia PLN wzg. USD, wyceny kontraktów terminowych CO<sub>2</sub>, wyższych kosztów zmiennych w detalu, wyższych kosztów pracy oraz niższego wyniku Grupy Lotos i spółki Baltic Power.

Powyższe efekty zostały ograniczone przez dodatni wpływ wyniku Grupy PGNiG, wyższych marż paliwowych i pozapaliwowych w detalu, hedgingu, wykorzystania historycznych warstw zapasów, niższych rezerw na emisje CO<sub>2</sub> oraz odwrócenia odpisów na zapasach NRV.

**Efekt LIFO:** (-) 0,6 mld PLN wpływu zmian cen ropy naftowej na wycenę zapasów.

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

**Wynik netto:** 7,3 mld PLN zysku netto.

\* Wynik operacyjny oczyszczony o odpisy aktualizujące wartość aktywów trwałych, zysk na okazym nabyciu i rozliczenie PPA

1) odpisy aktualizujące wartość aktywów trwałych: 4Q22 (-) 3 101 mln PLN / 3Q23 (-) 1 086 mln PLN / 4Q23 (-) 542 mln PLN / 12M22 (-) 6 041 mln PLN / 12M23 (-) 3 873 mln PLN

2) zysk na okazym nabyciu: 4Q22 6 641 mln PLN (Grupy PGNiG) / 4Q23 11 mln PLN (Enerpop) / 12M22 15 187 mln PLN (Grupy Lotos i Grupy PGNiG) / 12M23 11 mln PLN (Enerpop)

3) rozliczenie PPA: 4Q22 7 772 mln PLN / 4Q23 2 401 mln PLN / 12M22 7 032 mln PLN / 12M23 9 895 mln PLN

Łączny wpływ powyższych efektów: 4Q22 11 312 mln PLN / 3Q23 (-) 1 086 mln PLN / 4Q23 1 870 mln PLN / 12M22 16 178 mln PLN / 12M23 6 033 mln PLN



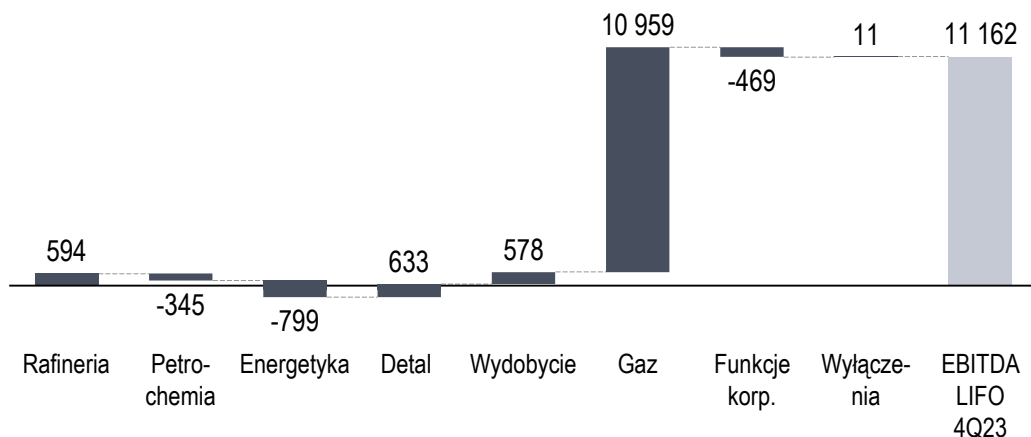
# EBITDA LIFO

11,2 mld PLN zysku operacyjnego głównie w efekcie kontrybucji segmentu Gaz



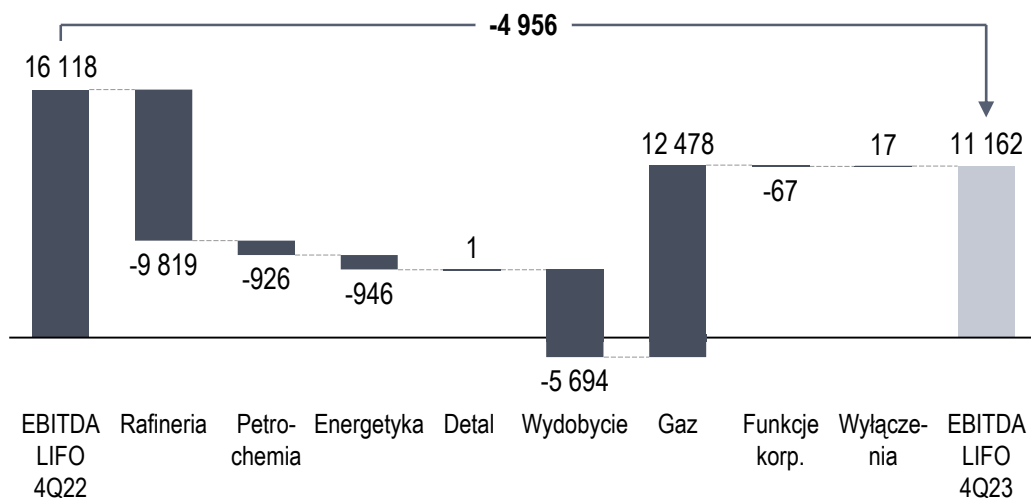
## Wyniki segmentów

mIn PLN



## Zmiana wyników (r/r)

mIn PLN



**Rafineria:** spadek o (-) 9,8 mld PLN (r/r) w efekcie ujemnego wpływu makro, niższych wolumenów sprzedaży, niższego wyniku Grupy Lotos, niższych marż handlowych oraz wyższych kosztów stałych i kosztów pracy przy dodatnim wpływie wykorzystania historycznych warstw zapasów oraz odwrócenia odpisów na zapasach NRV.

**Petrochemia:** spadek o (-) 0,9 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 (-) 0,9 mld PLN (r/r) w efekcie ujemnego wpływu makro, odpisu na Fundusz Wypłaty Różnicy Ceny i niższego wyniku spółki Baltic Power przy dodatnim wpływie wyższych wolumenów sprzedaży oraz wyższego wyniku Grupy PGNiG w efekcie pełnej konsolidacji (w 4Q22 wyniki Grupy PGNiG konsolidowane były za 2 miesiące).

**Detal:** porównywalny wynik (r/r) w efekcie dodatniego wpływu wyższych marż paliwowych i pozapaliwowych oraz wyższych wolumenów sprzedaży przy ujemnym wpływie wyższych kosztów funkcjonowania stacji paliw.

**Wydobycie:** spadek o (-) 5,7 mld PLN (r/r) w efekcie ujemnego wpływu makro, niższych wolumenów produkcji, odpisu na Fundusz Wypłaty Różnicy Ceny oraz wyższych kosztów pracy.

**Gaz:** wzrost o 12,5 mld PLN (r/r) w efekcie dodatniego wpływu niższych kosztów pozyskania gazu, rekompensat otrzymanych przez PGNiG Obrót Detaliczny z Funduszu Wypłaty Różnicy Ceny i w efekcie wyższym wyniku Grupy PGNiG przy pełnej konsolidacji (w 4Q22 wynik Grupy PGNiG konsolidowany był za 2 miesiące).

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

Wynik operacyjny oczyszczony o odpisy aktualizujące wartość aktywów trwałych, zysk na okazijnym nabyciu i rozliczenie PPA

1) odpisy aktualizujące wartość aktywów trwałych: 4Q22 (-) 3 101 mln PLN / 4Q23 (-) 542 mln PLN

2) zysk na okazijnym nabyciu: 4Q22 6 641 mln PLN (Grupy PGNiG) / 4Q23 11 mln PLN (EnerGOP)

3) rozliczenie PPA: 4Q22 7 772 mln PLN / 4Q23 2 401 mln PLN

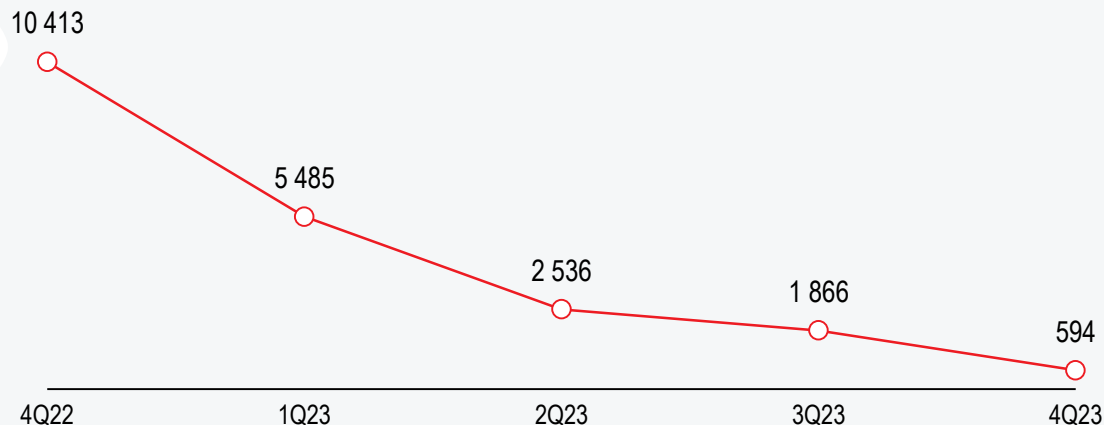
# Rafineria – EBITDA LIFO

Ujemny wpływ makro, niższa sprzedaż, niższy wynik Grupy Lotos, niższe marże handlowe (r/r)



## EBITDA LIFO

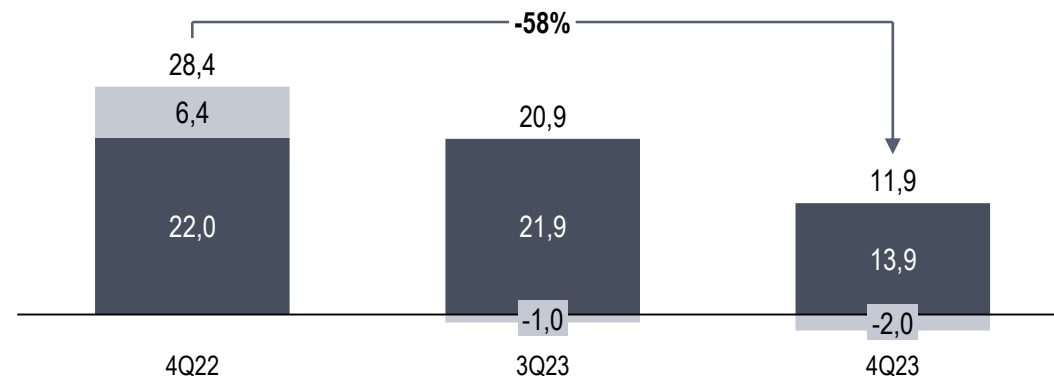
mln PLN



## Modelowa marża rafineryjna z dyferencjałem

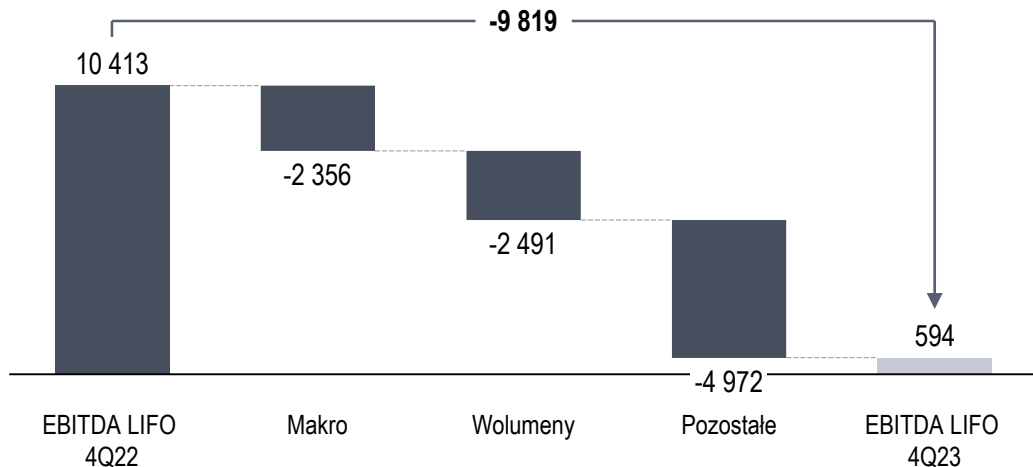
USD/bbl

■ marża ■ dyferencjał



## EBITDA LIFO – wpływ czynników

mln PLN



- Ujemny wpływ makro (r/r) w efekcie niższych marż na lekkich i średnich destylatach, niższego dyferencjału na skutek zmiany struktury przerabianych rop oraz umocnienia PLN wzg. USD. Powyższe efekty zostały ograniczone przez dodatni wpływ wyższych marż na ciężkim oleju opałowym, hedgingu oraz niższe koszty zużycia własnych w wyniku spadku cen ropy i niższe koszty rezerw CO2.
- Spadek wolumenów sprzedaży o (-) 10% (r/r), w tym:
  - niższa sprzedaż benzyny o (-) 15%, oleju napędowego o (-) 11%, LPG o (-) 17% i COO o (-) 9% przy wyższej sprzedaży paliwa lotniczego JET o 14%.
  - niższa sprzedaż w Polsce o (-) 20%, w Czechach o (-) 22% i na Litwie o (-) 45% przy wyższej sprzedaży spółki tradingowej o 100%.
  - ujemny wpływ na efekt wolumenowy zmiany struktury przerabianych rop tj. ograniczenie przerobu REBCO i zastąpienie go przerobem droższych gatunków rop.
- Pozostałe obejmują ujemny wpływ (r/r) niższego wyniku Grupy Lotos, niższych marż handlowych oraz wyższych kosztów stałych i kosztów pracy przy dodatnim wpływie wykorzystania historycznych warstw zapasów oraz odwrócenia odpisów na zapasach NRV.

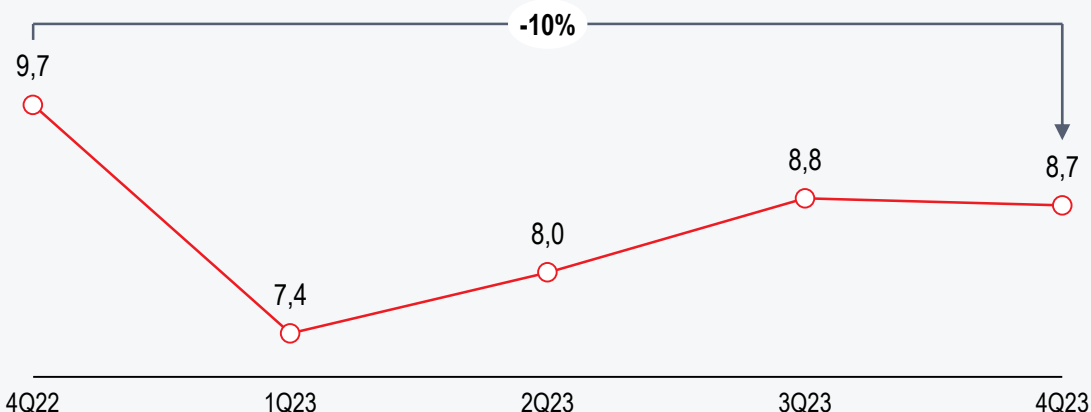
# Rafineria – dane operacyjne

Spadek przerobu (r/r) w efekcie konsolidacji 70% przerobu rafinerii w Gdańsku oraz postojów remontowych



## Wolumeny sprzedaży

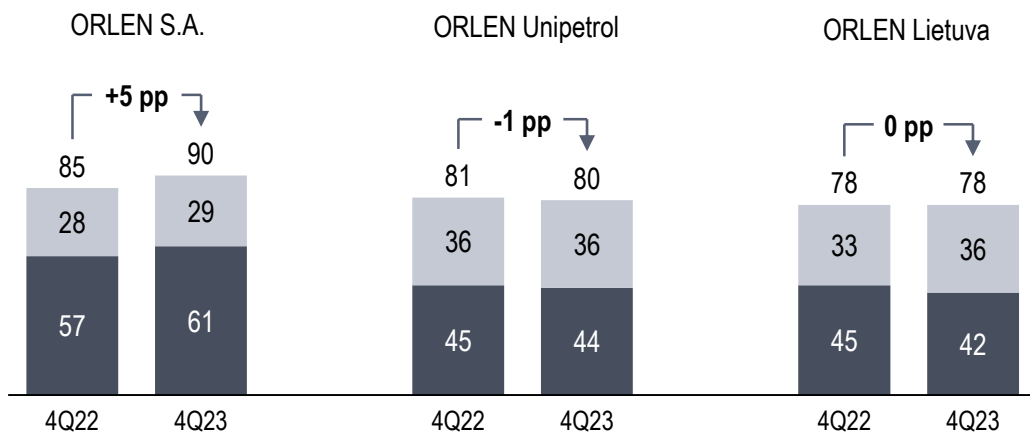
mt



## Uzysk paliw

%

■ lekkie destylaty ■ średnie destylaty



## Przerób ropy i wykorzystanie mocy

mt, %

Przerób (mt)	4Q22	3Q23	4Q23	Δ (r/r)
ORLEN S.A.	6,6	5,5	5,3	-1,3
ORLEN Unipetrol	2,1	2,0	1,8	-0,2
ORLEN Lietuva	2,5	2,4	2,2	-0,2
<b>Grupa ORLEN</b>	<b>11,2</b>	<b>10,0</b>	<b>9,5</b>	<b>-1,8</b>

Wykorzystanie mocy (%)	4Q22	3Q23	4Q23	Δ (r/r)
ORLEN S.A.	98%	93%	89%	-9 pp
ORLEN Unipetrol	94%	91%	84%	-10 pp
ORLEN Lietuva	96%	95%	87%	-9 pp
<b>Grupa ORLEN</b>	<b>98%</b>	<b>94%</b>	<b>88%</b>	<b>-10 pp</b>

- Przerób ropy wyniósł 9,5 mt tj. spadek o (-) 1,8 mt (r/r), w tym:
  - ORLEN S.A. – spadek przerobu ropy o (-) 1,3 mt (r/r) w efekcie niższego przerobu rafinerii w Płocku o (-) 0,3 mt (r/r) głównie na skutek kontynuacji postoiu instalacji Hydrokrakingu i postoiu Olefin oraz niższego przerobu rafinerii w Gdańsku o (-) 1,0 mt (r/r) w efekcie konsolidacji 70% przerobu w 2023 r. przy konsolidacji 100% przerobu w 2022 r. Wyższy uzysk paliw o 5 pp (r/r) w efekcie niższego udziału zasiarczonych rop w strukturze przerobu pomimo postoiu instalacji Hydrokrakingu, FKK II i HON VII.
  - ORLEN Unipetrol – spadek przerobu ropy o (-) 0,2 mt (r/r) w efekcie postoiu instalacji Hydrokrakingu, HON i Visbreakingu w rafinerii Litvinov. Uzysk paliw na porównywalnym poziomie (r/r).
  - ORLEN Lietuva – spadek przerobu ropy o (-) 0,2 mt (r/r) w efekcie prowadzonych prac konserwacyjnych w rafinerii. Uzysk paliw na porównywalnym poziomie (r/r).

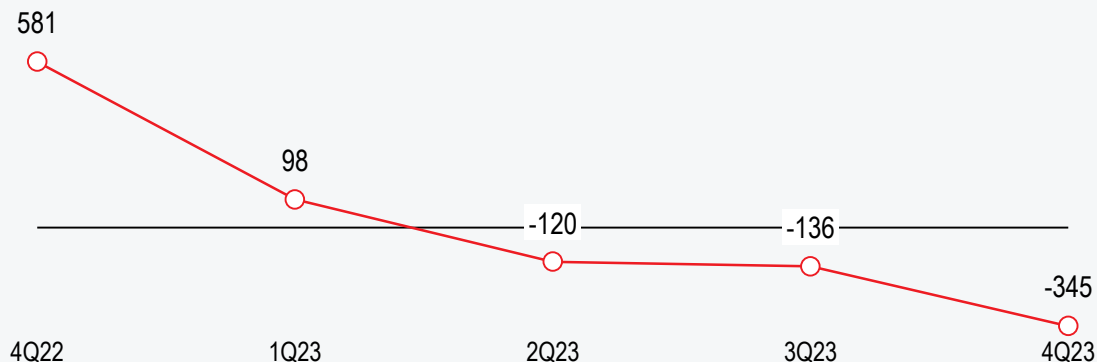
# Petrochemia – EBITDA LIFO

Ujemny wpływ makro, niższa sprzedaż, niższe marże handlowe, wyższe koszty (r/r)



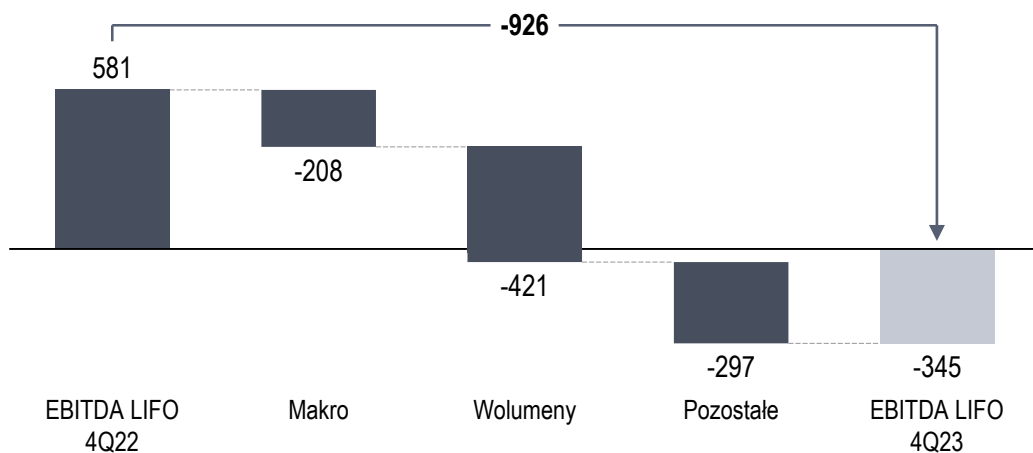
## EBITDA LIFO

mln PLN



## EBITDA LIFO – wpływ czynników

mln PLN



## Produkty petrochemiczne - marża (crack) z notowań

EUR/t

	4Q22	3Q23	4Q23	Δ (r/r)
Polietylen	487	353	381	-22%
Polipropylen	438	345	353	-19%
Etylen	606	547	621	2%
Propylen	514	421	484	-6%
Paraksylen	593	419	440	-26%

- Ujemny wpływ makro (r/r) w efekcie niższych marż na poliolefinach, PTA, PCW i nawozach oraz wyceny kontraktów terminowych CO2. Powyższe efekty zostały ograniczone przez dodatni wpływ umocnienia EUR wzg. USD.
- Spadek wolumenów sprzedaży o (-) 14% (r/r), w tym:
  - niższa sprzedaż olefin o (-) 41%, PCW o (-) 55% i PTA o (-) 16% przy wyższej sprzedaży nawozów o 30% i porównywalnej sprzedaży poliolefin.
  - niższa sprzedaż w Polsce o (-) 16% i w Czechach o (-) 10% przy wyższej sprzedaży na Litwie o 9%.
- Pozostałe obejmują ujemny wpływ (r/r) niższych marż handlowych, wyższych kosztów stałych i kosztów pracy oraz ujemny wpływ zamknięcia transakcji na prawach do emisji CO2 (rolowanie kontraktów spot na terminowe) przy dodatnim wpływie wykorzystania historycznych warstw zapasów.
- EBITDA LIFO zawiera:
  - 25 mln PLN wyniku Anwil; spadek o (-) 146 mln (r/r).
  - (-) 91 mln PLN wyniku PTA; spadek o (-) 40 mln PLN (r/r).

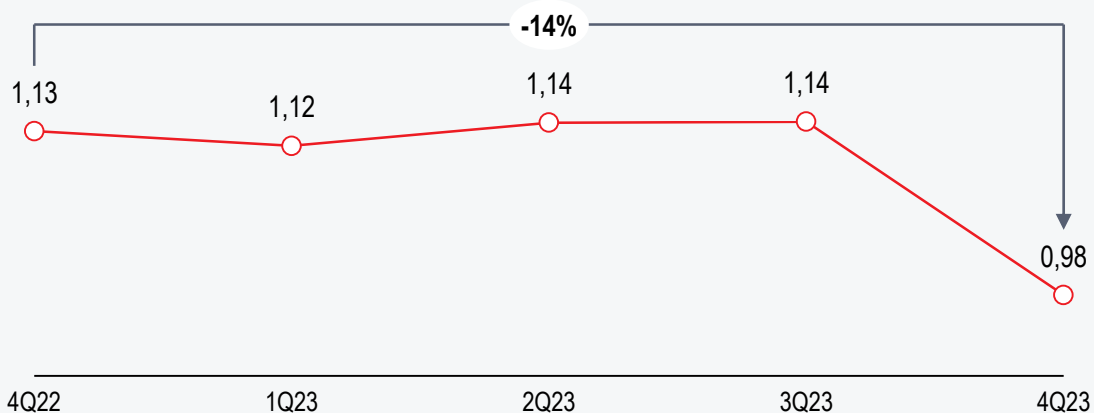
# Petrochemia – dane operacyjne

Niższe wykorzystanie mocy instalacji (r/r) w efekcie postojów oraz dostosowania do popytu rynkowego



## Wolumeny sprzedaży

mt



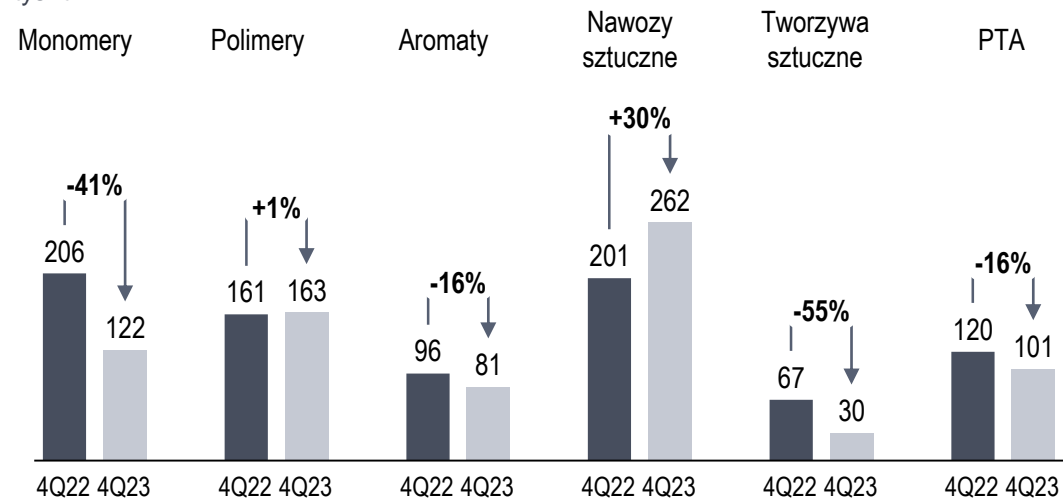
## Wykorzystanie mocy

%

Instalacje petrochemiczne	4Q22	3Q23	4Q23	Δ (r/r)
Olefiny (Płock)	78%	67%	37%	-41 pp
BOP (Płock)	67%	67%	38%	-29 pp
Metateza (Płock)	14%	0%	0%	-14 pp
Nawozy (Włocławek)	47%	62%	81%	34 pp
PCW (Włocławek)	65%	61%	0%	-65 pp
PTA (Włocławek)	70%	65%	55%	-15 pp
Olefiny (ORLEN Unipetrol)	77%	82%	81%	4 pp
PPF Splitter (ORLEN Lietuva)	89%	82%	84%	-5 pp

## Wolumeny sprzedaży – podział na produkty

tys. t



### Wykorzystanie mocy instalacji petrochemicznych:

- Olefiny (Płock) – niższe obciążenie (r/r) ze względu na postój technologiczny w październiku'23 oraz brak odbiorów produktu przez Anwil (wydłużony postój remontowy).
- BOP (Płock) – niekorzystne makro, ograniczony popyt oraz nieplanowane postoje z przyczyn technicznych.
- Metateza (Płock) – brak wykorzystania instalacji w 4Q23 z uwagi na ograniczony popyt.
- Nawozy – brak wpływu niestabilnej pracy instalacji produkcyjnych z okresu wrzesień-listopad'22 (nieplanowane postoje).
- PCW (Włocławek) – brak produkcji PCW z uwagi na postój remontowy instalacji.
- PTA (Włocławek) – niższe obciążenie instalacji (r/r) w rezultacie niskiego popytu oraz nieplanowego postoju (wymiana katalizatora).
- Olefiny (ORLEN Unipetrol) – wyższe obciążenie (r/r).
- PPF Splitter (ORLEN Lietuva) – wykorzystanie mocy instalacji dostosowane do potrzeb rynkowych.

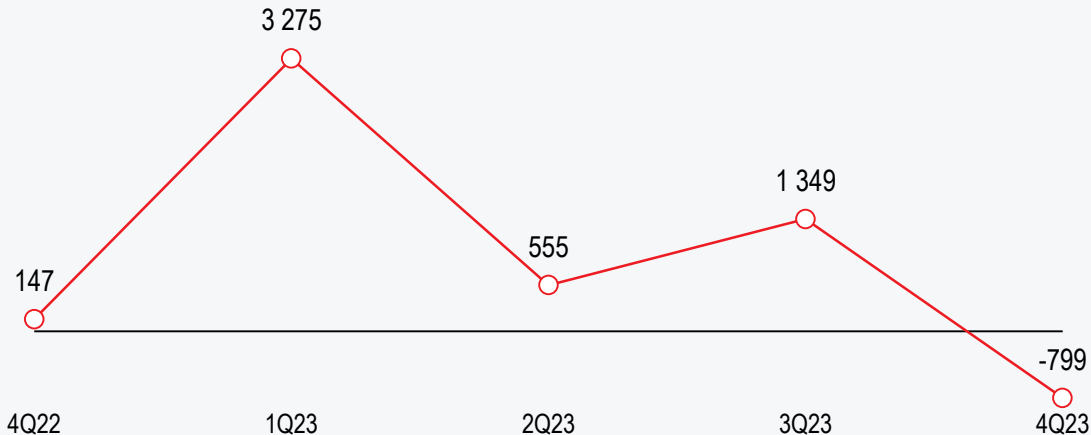
# Energetyka – EBITDA

Spadek marż na produkcji i sprzedaży energii elektrycznej (r/r), odpis na Fundusz Wyплаты Różnicy Ceny



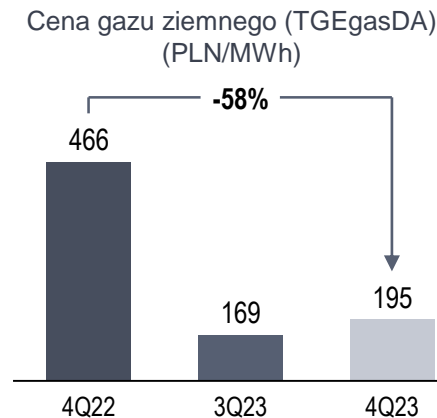
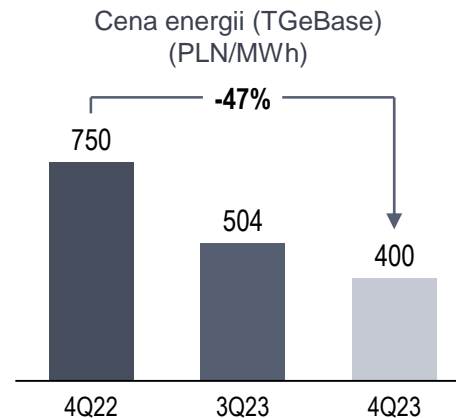
## EBITDA

mIn PLN



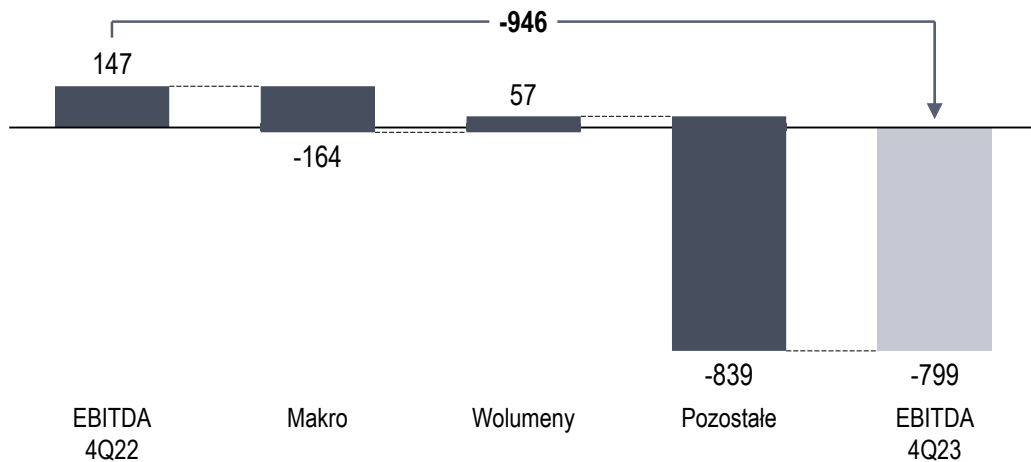
## Cena energii i gazu

PLN/MWh



## EBITDA – wpływ czynników

mIn PLN



- Ujemny wpływ makro (r/r) w efekcie negatywnego wpływu transakcji zabezpieczających ceny energii elektrycznej (e.e.) w Grupie Energa i ORLEN S.A. Wyższe koszty strat sieciowych w Energa (LBD), przy dodatnim efekcie zmiany stanu rezerw (r/r) na kontrakty rodzące obciążenia (LBS). Dodatkowo dodatni wpływ spread'u e.e. / gaz ziemny w ORLEN S.A. oraz niższe koszty rezerw na emisje CO2.
- Dodatni efekt wolumenowy (r/r) na skutek wyższej produkcji i sprzedaży e.e. przez CCGT Płock częściowo ograniczony wyższym zużyciem gazu ziemnego w efekcie niższych cen (r/r). W Grupie Energa niekorzystny wpływ strat sieciowych (LBD) oraz niższej sprzedaży e.e. (LBS), korzystny efekt wynikający z niższego zużycia węgla (LBW) w Grupie Energa.
- Pozostałe obejmują dodatni wpływ konsolidacji wyników Grupy PGNiG (Termika) w wys. 0,9 mld PLN (r/r) wynikający ze wzrostu średnich cen sprzedaży ciepła w efekcie zmian taryf i wzrost wolumenów sprzedaży e.e. przy porównywalnych wolumenach sprzedaży ciepła, ujemny wpływ wyników spółki Baltic Power (konsolidowanej metodą praw własności) w wys. (-) 0,6 mld PLN (r/r), wyższych kosztów stałych i pracy, odpisów na Fundusz Wyплаты Różnicy Ceny w ORLEN S.A. oraz wyższych kosztów opłat przesyłowych i tranzytowych (r/r).

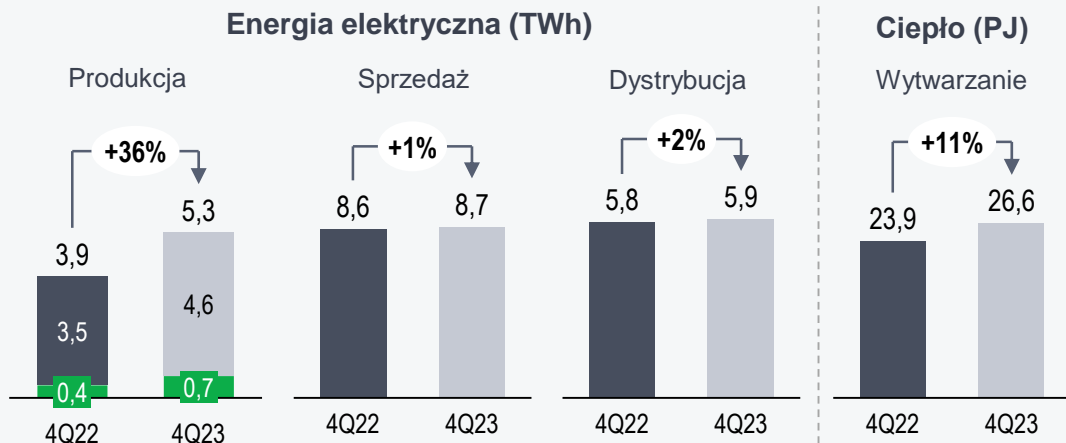
# Energetyka – dane operacyjne

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



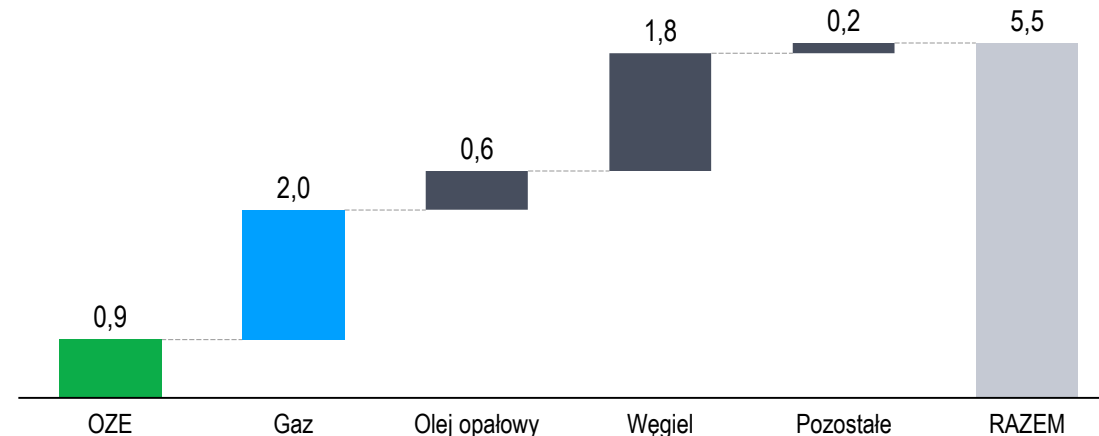
## Wolumeny energii elektrycznej i ciepła

TWh, PJ



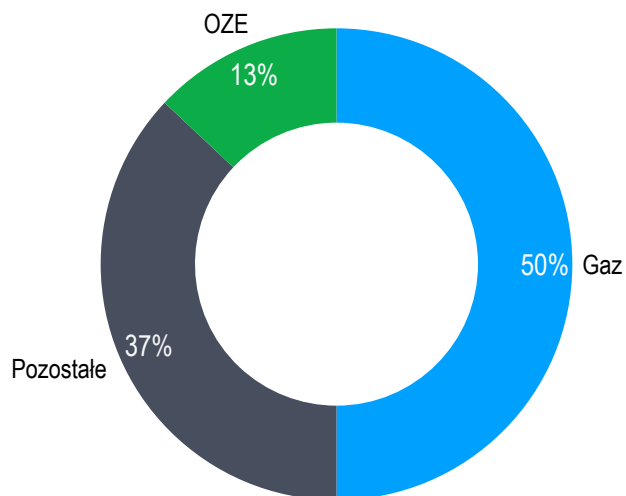
## Moc zainstalowana

GWe



## Produkcja energii elektrycznej – źródła wytwarzania

%



- Moc zainstalowana: 5,5 GWe (energia elektryczna) / 13,9 GWt (ciepło).
- Produkcja: 5,3 TWh (energia elektryczna) / 26,6 PJ (ciepło).

### Energia elektryczna

- Wzrost produkcji o 36% (r/r) m.in. w efekcie wyższej produkcji z jednostek OZE w GK Energa, nowych farm wiatrowych w GK ORLEN Wind 3 oraz kogeneracyjnych w GK Termika.
- Sprzedaż na stabilnym (r/r) poziomie w efekcie wyższych wolumenów w GK Energa oraz w spółce obrotowej ORLEN Energa działającej od początku 2023 r.
- Dystrybucja energii elektrycznej wzrosła o 2% (r/r) w efekcie wyższych wolumenów w taryfach B, C, G.

### Ciepło:

- Wytwarzanie ciepła wyższe o 11% (r/r) w efekcie pełnej konsolidacji aktywów exPGNiG (w 4Q22 wynik konsolidowany był za 2 miesiące).

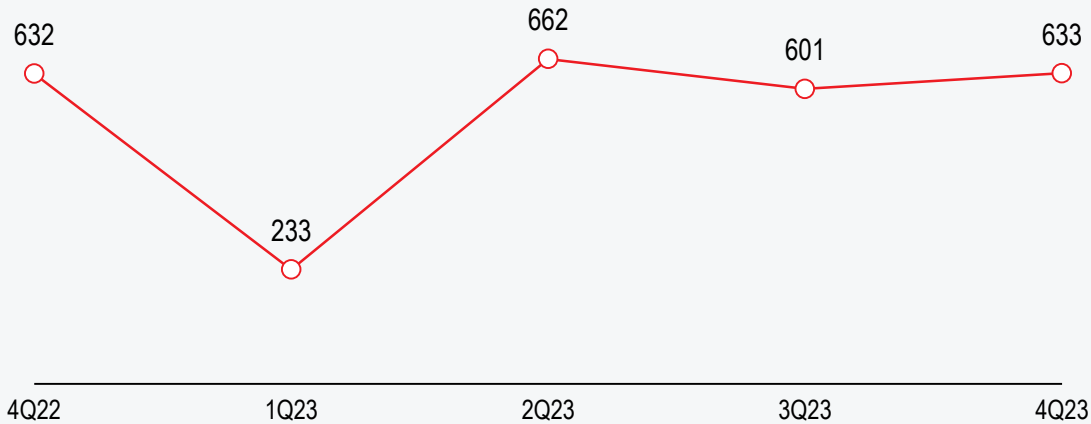
# Detal – EBITDA

Wzrost sprzedaży, wzrost marż paliwowych i pozapaliwowych, wyższe koszty (r/r)



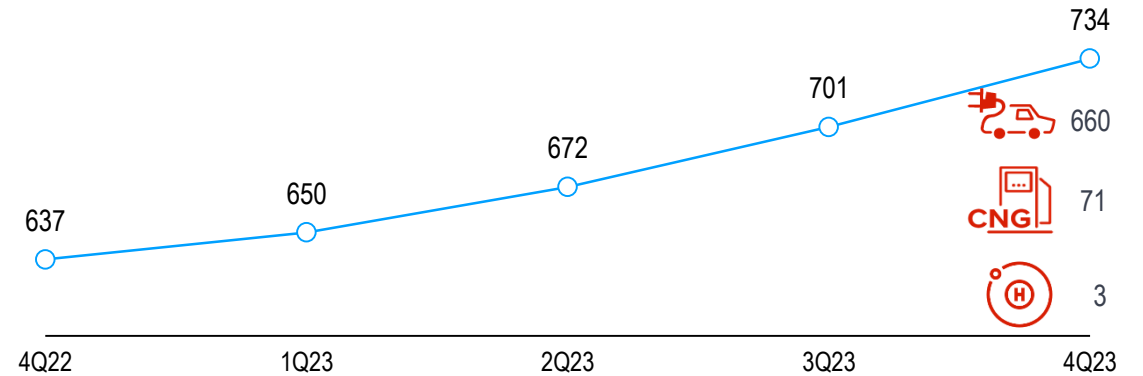
## EBITDA

mln PLN



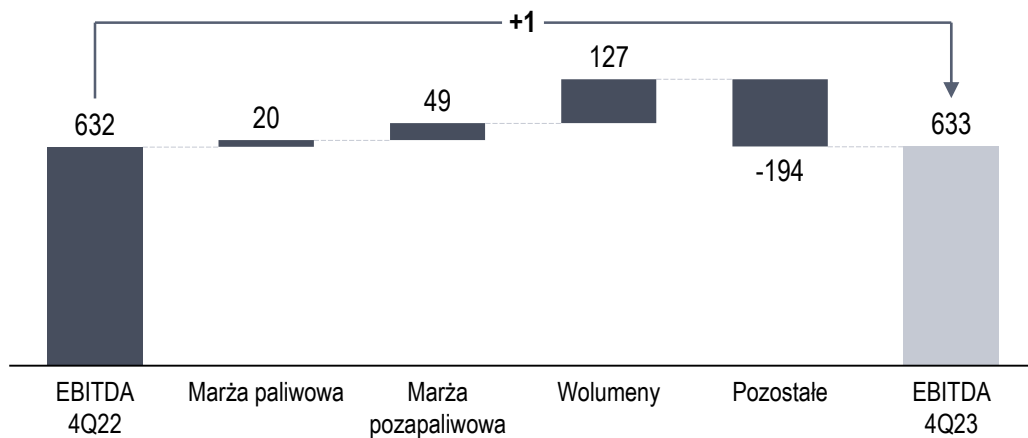
## Stacje alternatywnego tankowania

#



## EBITDA – wpływ czynników

mln PLN



- Wzrost marży paliwowej na rynku niemieckim i czeskim przy niższej marży na rynku polskim (r/r).
- Wzrost marży pozapaliwowej na rynku polskim i niemieckim przy niższej marży na rynku czeskim (r/r).
- Wzrost wolumenów sprzedaży o 21% (r/r), w tym:
  - wyższa sprzedaż benzyny o 14%, oleju napędowego o 26% oraz LPG o 3%.
  - wyższa sprzedaż w Polsce o 22%, w Czechach o 49% i w Niemczech o 8% przy niższej sprzedaży na Litwie o (-) 33%.
- Pozostałe obejmują wzrost kosztów funkcjonowania stacji paliw (r/r).
- 3170 stacji paliw; wzrost o 73 (r/r).
- 2605 punktów sprzedaży pozapaliwowej; wzrost o 146 (r/r).
- 734 stacje alternatywnego tankowania; wzrost o 97 (r/r).
- 10598 lokalizacji „ORLEN Paczka” w Polsce; wzrost o 2654 (r/r).



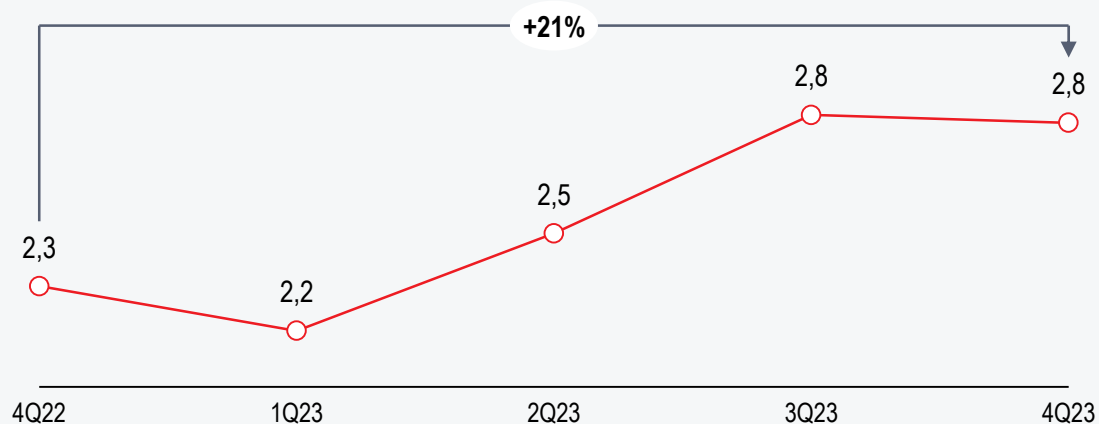
# Detal – dane operacyjne

Wzrost liczby stacji paliw, punktów sprzedaży pozapaliwowej oraz stacji alternatywnego tankowania (r/r)









## Wolumeny sprzedaży

mt



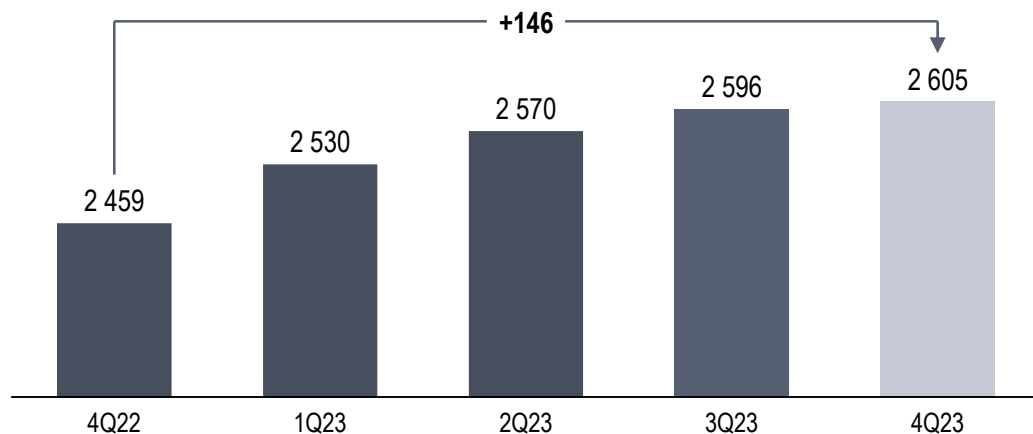
## Liczba stacji i wolumenowe udziały rynkowe

#, %

	# stacji	(r/r)	% rynku	(r/r)
Polska 	1 929	9	35,4	1,3 pp
Niemcy 	607	20	6,1	0,1 pp
Czechy 	436	5	27,5	5,4 pp
Litwa 	30	1	4,1	0,1 pp
Słowacja 	90	39	5,2	3,4 pp
Węgry 	78	-1	2,6	0,0 pp

## Punkty sprzedaży pozapaliwowej

#



- 3170 stacji paliw, tj. wzrost o 73 (r/r), w tym głównie w Niemczech w efekcie przejścia samoobsługowych stacji paliw od OMV i na Słowacji w efekcie przejścia stacji paliw od MOL oraz uruchomienia i rebrandingu samoobsługowych stacji paliw przejętych od sieci lokalnej. W 1Q24, ORLEN sfinalizował zakup 100% udziałów w spółce Doppler Energie zarządzającej 267 stacjami paliw w Austrii.
- Wzrost udziałów rynkowych w Polsce, w Czechach i na Słowacji (r/r).
- 2605 punktów sprzedaży pozapaliwowej, w tym: 1918 w Polsce (w tym: 42 ORLEN w ruchu), 347 w Czechach, 195 w Niemczech, 30 na Litwie, 49 na Słowacji i 66 na Węgrzech.
- 734 stacje alternatywnego tankowania, w tym: 538 w Polsce, 142 w Czechach, 45 w Niemczech i 9 w Węgrzech.
- 10598 lokalizacji „ORLEN Paczka” w Polsce, w tym: 1107 stacji paliw ORLEN, 512 kiosków RUCHu, 4702 punktów partnerskich, 4277 automatów paczkowych.

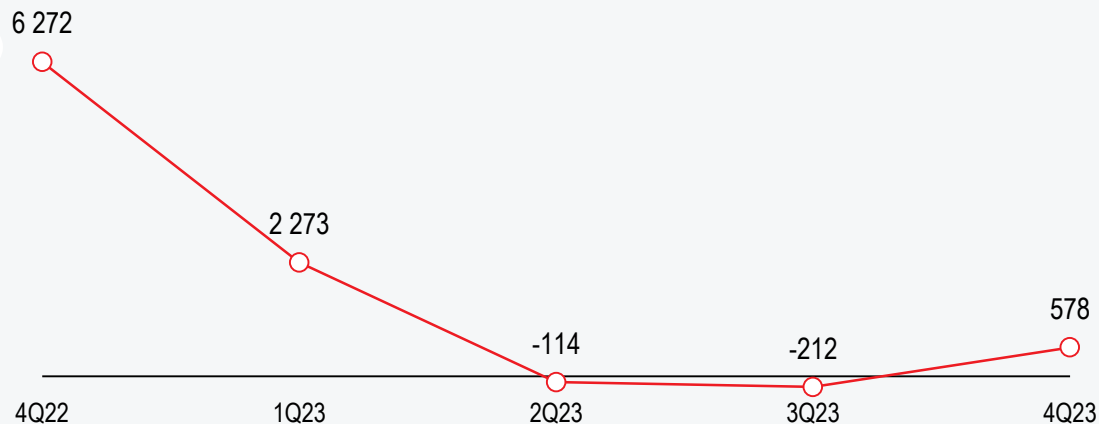
# Wydobycie – EBITDA

Ujemny wpływ (r/r) spadku cen węglowodorów oraz odpisu na Fundusz Wyплаты Różnicy Ceny



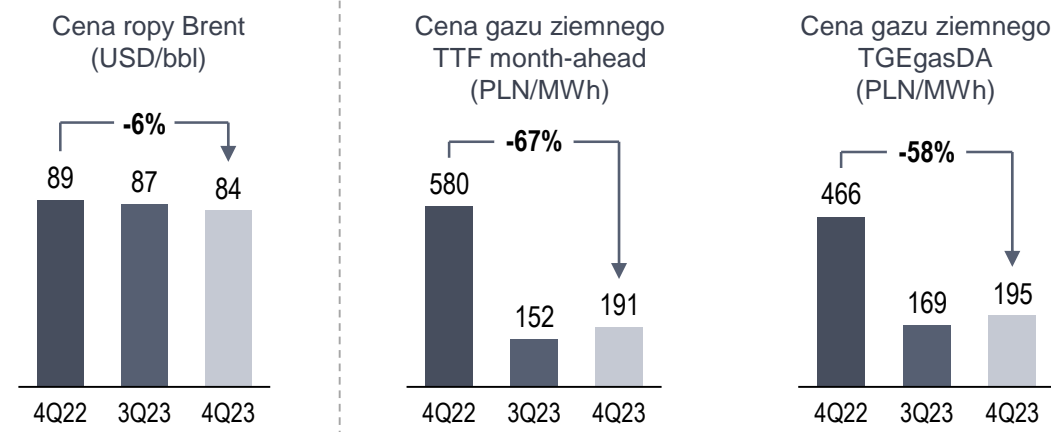
## EBITDA

mIn PLN



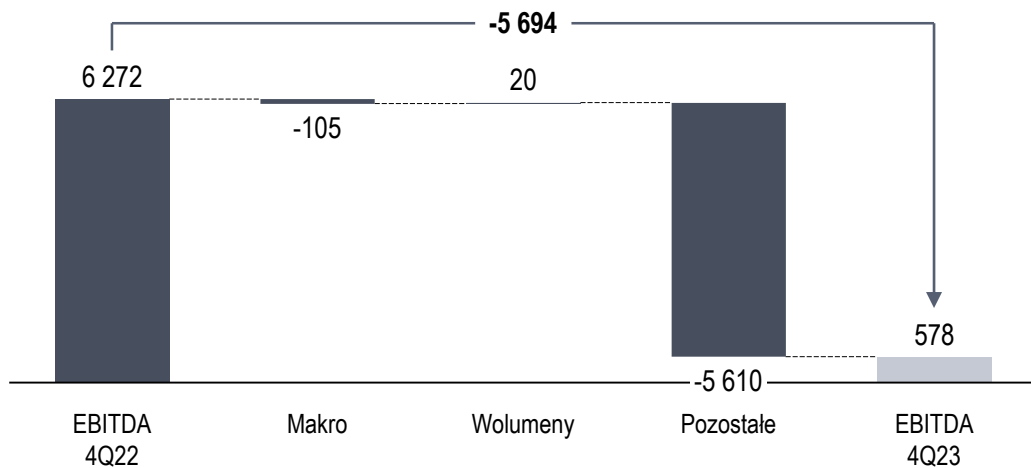
## Cena ropy i gazu

USD/bbl, PLN/MWh



## EBITDA – wpływ czynników

mIn PLN



- Spadek cen ropy i gazu (r/r).
- Średnia cena gazu przekazanego z segmentu Wydobycie do segmentu Gaz wyniosła 195 PLN/MWh.
- Spadek średniej produkcji gazu o (-) 8,5 tys. boe/d (r/r); wzrost o 18,7 tys. boe/d (kw/kw).
- Wzrost średniej produkcji ropy i NGL o 1,6 tys. boe/d (r/r) i o 10,7 tys. boe/d (kw/kw).
- Spadek średniego wydobycia łącznie o (-) 6,9 tys. boe/d (r/r) przy wzroście o 29,4 tys. boe/d (kw/kw), w tym:
  - wzrost wydobycia w Polsce o 11,3 tys. boe/d (kw/kw), w Norwegii o 15,2 tys. boe/d (kw/kw), w Kanadzie o 2,1 tys. boe/d (kw/kw) oraz w Pakistanie o 0,8 tys. boe/d (kw/kw) przy porównywalnym wydobyciu na Litwie (kw/kw).
- Pozostałe obejmują ujemny wpływ (r/r) odpisu na Fundusz Wyплаты Różnicy Ceny w wys. (-) 3,4 mld PLN, wyższe koszty pracy oraz niższy wynik Grupy PGNiG w efekcie spadku notowań węglowodorów.

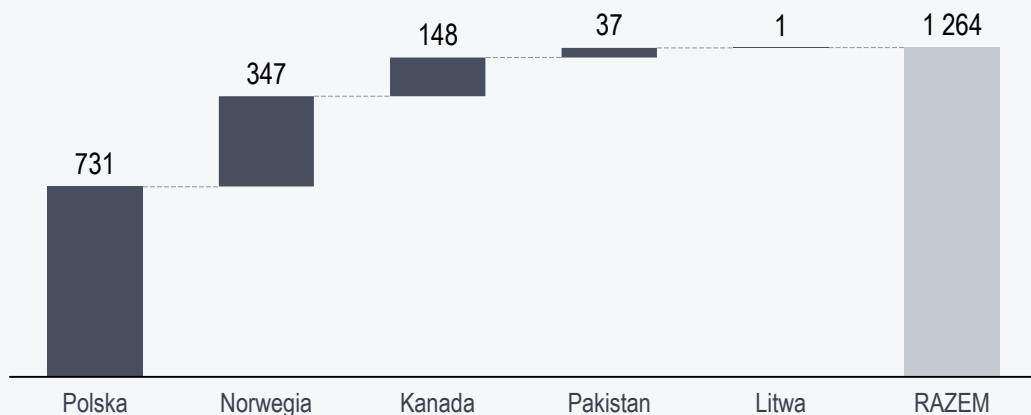
# Wydobycie – dane operacyjne

Stabilny poziom zasobów, spadek średniej produkcji węglowodorów o (-) 4% (r/r)



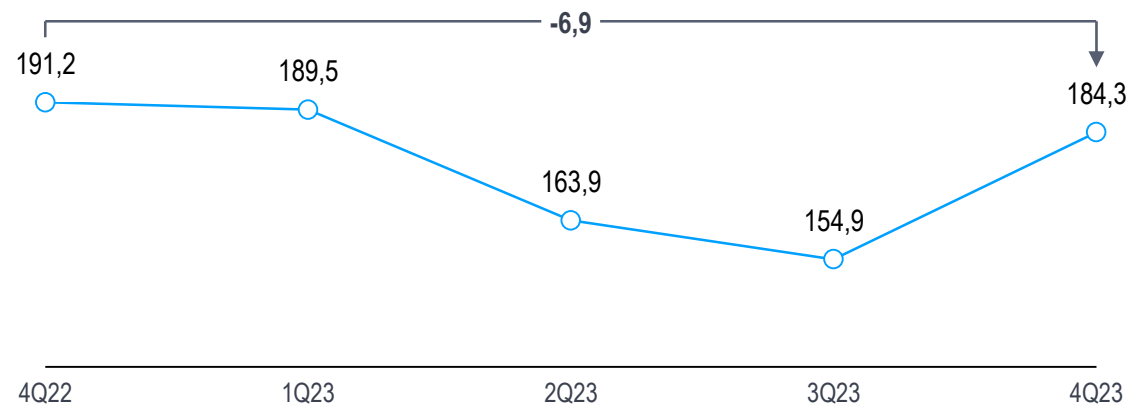
## Zasoby ropy i gazu (2P)\*

mln boe



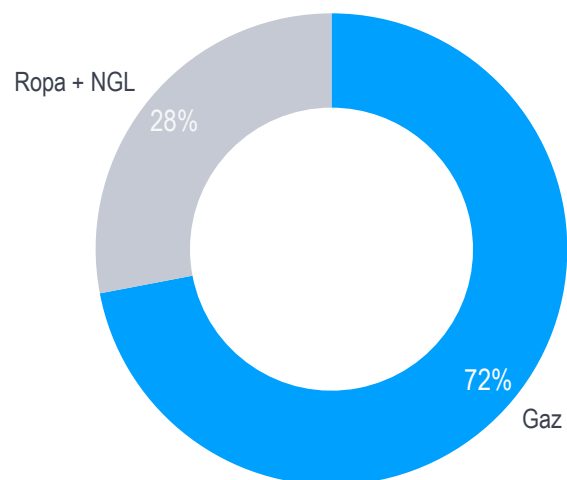
## Średnia produkcja

tys. boe/d



## Średnia produkcja – udział węglowodorów

%



### Polska

Zasoby 2P\*: 731,2 mln boe (18% ropa / 82% gaz)  
Średnia produkcja: 80,0 tys. boe/d  
(23% ropa / 77% gaz)

### Pakistan

Zasoby 2P\*: 36,7 mln boe (100% gaz)  
Średnia produkcja: 5,9 tys. boe/d  
(100% gaz)

### Norwegia

Zasoby 2P\*: 347,3 mln boe (33% ropa / 67% gaz)  
Średnia produkcja: 82,1 tys. boe/d  
(29% ropa / 71% gaz)

### Litwa

Zasoby 2P\*: 1,1 mln boe (100% ropa)  
Średnia produkcja: 0,3 tys. boe/d  
(100% ropa)

### Kanada

Zasoby 2P\*: 148,1 mln boe (59% ropa + NGL / 41% gaz)  
Średnia produkcja: 16,0 tys. boe/d  
(53% ropa + NGL / 47% gaz)

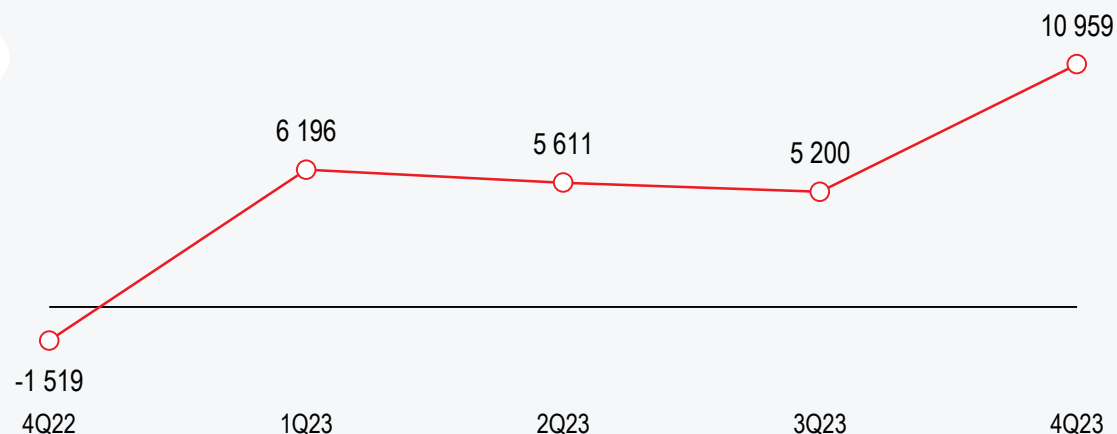
# Gaz (obróć i magazynowanie oraz dystrybucja) – EBITDA

Dodatni wpływ (r/r) otrzymanych rekompensat, niższe koszty pozyskania gazu



## EBITDA

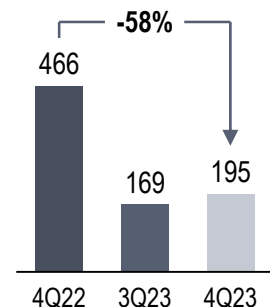
mln PLN



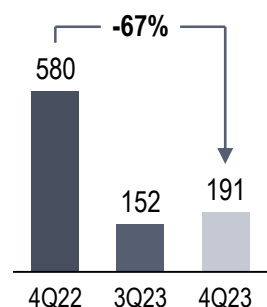
## Ceny na rynkach gazu

PLN/MWh

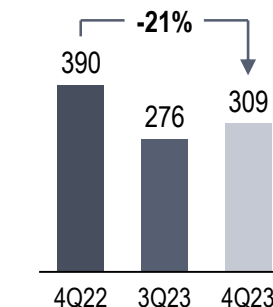
Cena gazu ziemnego TGEgasDA (PLN/MWh)



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

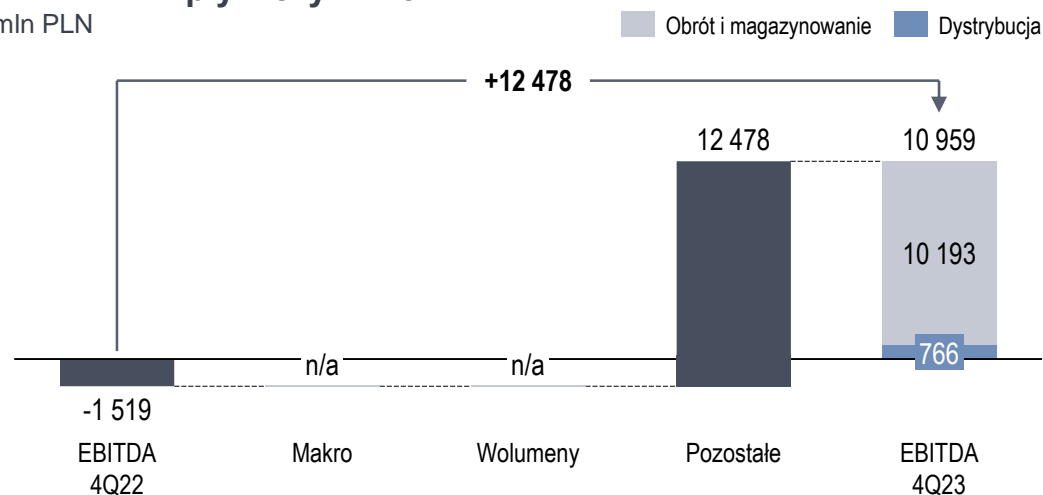


Średnioważona cena z transakcji na TGE (PLN/MWh)



## EBITDA – wpływ czynników

mln PLN



## Hurt

- Wzrost wolumenów sprzedaży gazu przez ORLEN S.A. o 28% (r/r) w efekcie wyższej konsumpcji przy niższych kosztach pozyskania gazu z segmentu Wydobycie oraz z importu w efekcie spadku cen na rynku spot i w kontraktach miesięcznych.

## Detal i MŚP

- Spadek wolumenów sprzedaży gazu o (-) 3% (r/r). Niższa cena zakupu – spadek średnioważonej ceny z transakcji na TGE o (-) 21% (r/r).
- Taryfa detaliczna: 517 PLN/MWh (17.01-20.11), 484 PLN/MWh (20.11-31.12).
- Cena gazu dla detalu w 2023 r. zamrożona na poziomie 200 PLN/MWh.
- Cena gazu dla biznesu: 201 PLN/MWh (1.10-30.11), 263 PLN/MWh (1-31.12).
- Pozostałe obejmują dodatni (r/r) wpływ rekompensat otrzymanych przez PGNiG Obrót Detaliczny z Funduszu Wyплаты Różnicy Ceny w wys. 5,4 mld PLN oraz wyższy wynik Grupy PGNiG w efekcie pełnej konsolidacji (w 4Q22 wynik Grupy PGNiG konsolidowany był za 2 miesiące).

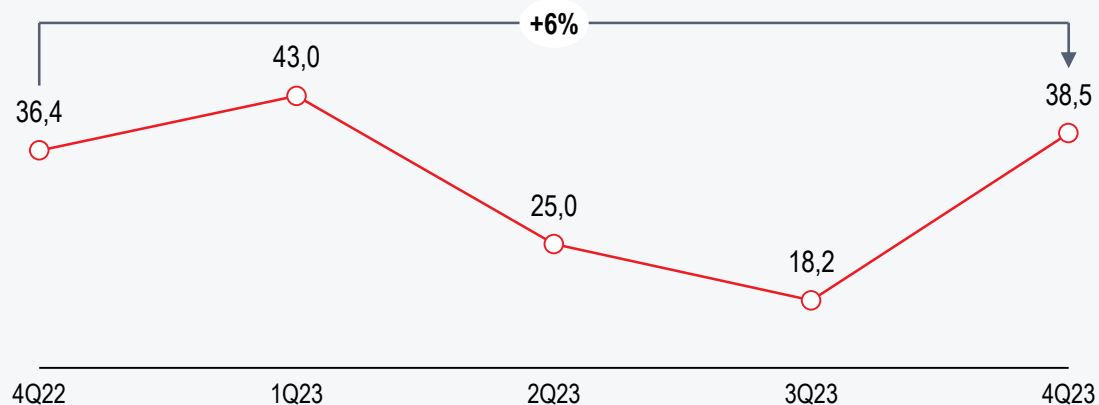
# Gaz (obróć i magazynowanie oraz dystrybucja) – dane operacyjne



Wzrost wolumenów sprzedaży o 3% (r/r)

## Wolumen dystrybuowanego gazu

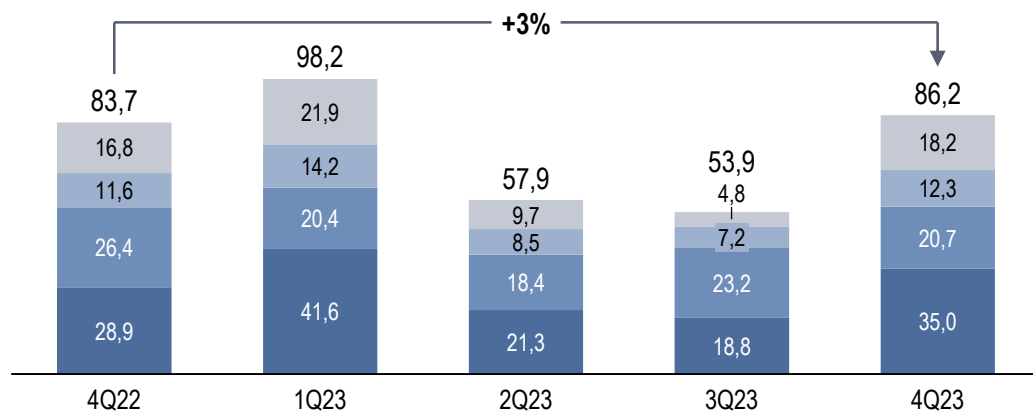
TWh



## Sprzedaż gazu wg grup odbiorców

TWh

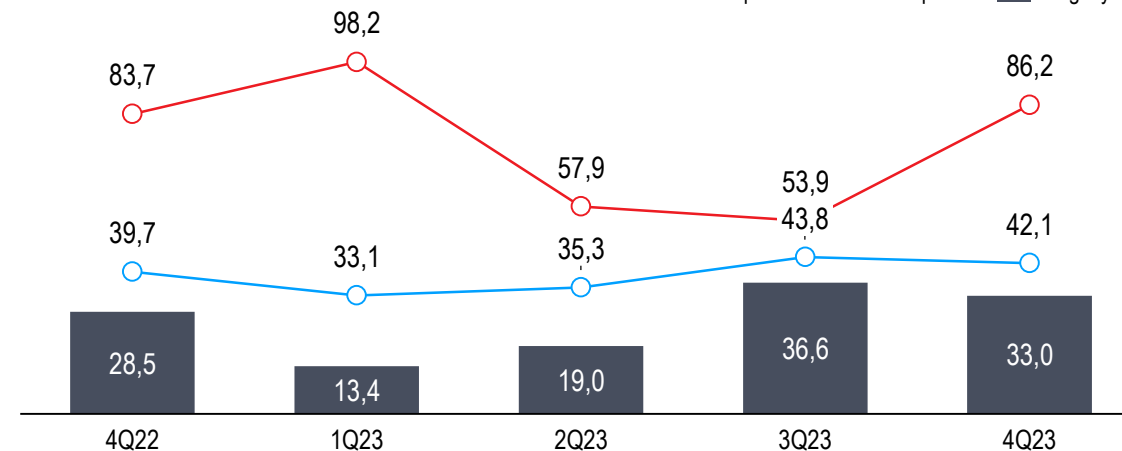
TGE Przemysł MŚP Odbiorcy taryfowi



## Sprzedaż gazu, stan magazynów i wolumen importu

TWh

—○— sprzedaż —○— import ■ magazyny



## Obrót i magazynowanie

- Sprzedaż gazu poza Grupę ORLEN wyniosła 86,2 TWh tj. wzrost o 3% (r/r) w wyniku wyższego popytu. Sprzedaż wewnętrzna w Grupie ORLEN wyniosła 33,3 TWh.
- Wzrost importu gazu do Polski o 6% (r/r) do poziomu 42,1 TWh przy niższych cenach rynkowych.
- 47% importu stanowiło LNG tj. spadek udziału o (-) 5 p.p. (r/r). W terminalu LNG w Świnoujściu rozładowano 17 statków, w tym: 10 na podstawie umów tj. Qatargas (5) i Cheniere (5) oraz 7 dostaw spot.
- Na koniec 4Q23, zapas magazynowy gazu w Grupie ORLEN (Polska i zagranica) wyniósł 33,0 TWh, a napełnienie magazynów gazu w kraju wynosiło 95%.

## Dystrybucja

- Wzrost wolumenów dystrybuowanego gazu o 6% (r/r) do poziomu 38,5 TWh przy wyższej kwartalnej średniej temperaturze o 0,5°C (r/r).
- Wzrost średnich taryfowych stawek dystrybucji od 1 stycznia 2023 r. o 21% w stosunku do poprzedniej taryfy obowiązującej w 2022 r.

**01**  
KLUCZOWE  
WYDARZENIA

**02**  
OTOCZENIE  
RYNKOWE

**03**  
WYNIKI FINANSOWE  
I OPERACYJNE

**04**  
SYTUACJA  
FINANSOWA

**05**  
PERSPEKTYWY



# 04

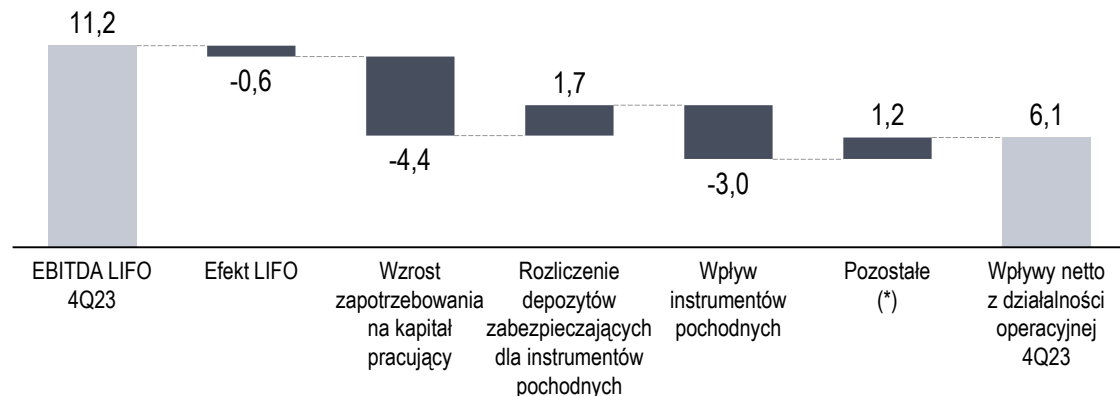
## Sytuacja finansowa

# Przepływy pieniężne



## Przepływy z działalności operacyjnej

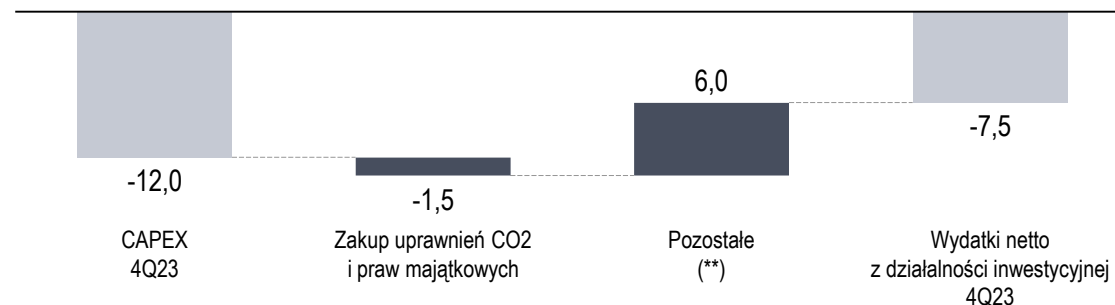
mld PLN



\* głównie: zapłacony podatek dochodowy (-) 1,6 mld PLN, zmiana stanu rezerw 3,4 mld PLN, rozliczenie dotacji na prawa majątkowe (-) 1,1 mld PLN

## Przepływy z działalności inwestycyjnej

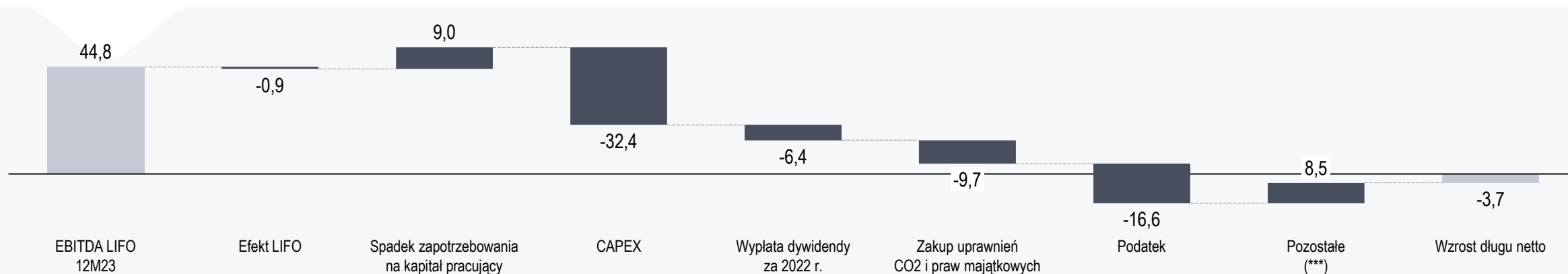
mld PLN



\*\* głównie: zmiana stanu zaliczek i zobowiązań inwestycyjnych 2,1 mld PLN, rozpoznanie praw do użytkowania 1,5 mld PLN, nabycie akcji i udziałów pomniejszone o środki pieniężne 1,3 mld PLN, nabycie/zbycie obligacji 0,9 mld PLN

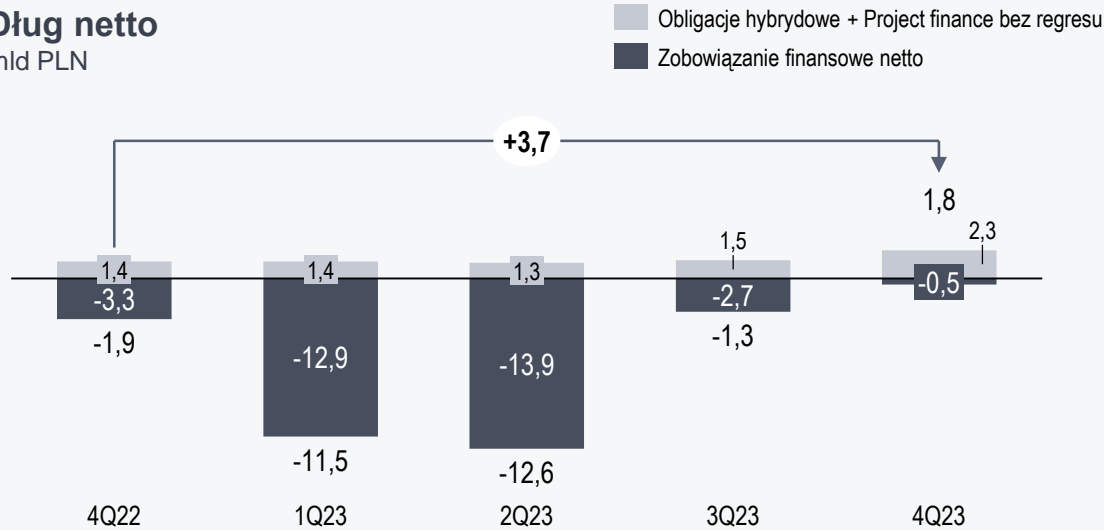
## Wolne przepływy pieniężne 12M23

mld PLN



\*\*\* głównie: zwiększenia z tytułu praw do użytkowania aktywów 3,1 mld PLN, rozliczenie depozytów zabezpieczających oraz instrumentów pochodnych (-) 1,1 mld PLN, zmiana stanu rezerw 9,7 mld PLN, zmiana stanu zaliczek i zobowiązań inwestycyjnych 1,6 mld PLN, rozliczenie dotacji na prawa majątkowe (-) 4,2 mld PLN, efekt różnic kursowych i odsetkowych korygujących działalność operacyjną oraz wpływ różnic kursowych na zmianę stanu środków pieniężnych (-) 1,3 mld PLN, dokapitalizowanie w inwestycjach we wspólne przedsięwzięcia (-) 1,1 mld PLN, płatności zobowiązań z tytułu umów leasingu (-) 1,4 mld PLN, rezerwa na rekultywację 0,6 mld PLN, otrzymane dotacje 0,4 mld PLN, odsetki otrzymane 0,2 mld PLN, wpływy ze sprzedaży akcji/udziałów w związku z realizacją środków zaradczych 0,3 mld PLN, zmiana stanu zobowiązań do zwrotu wynagrodzenia (-) 1,0 mld PLN, wydatki netto z tytułu pożyczek (-) 1,6 mld PLN, nabycie akcji i udziałów pomniejszone o środki pieniężne 1,2 mld PLN

## Dług netto mld PLN

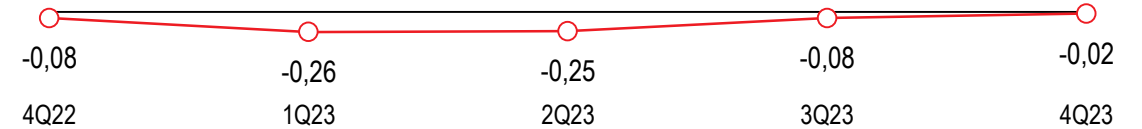


## Dług netto/EBITDA\*

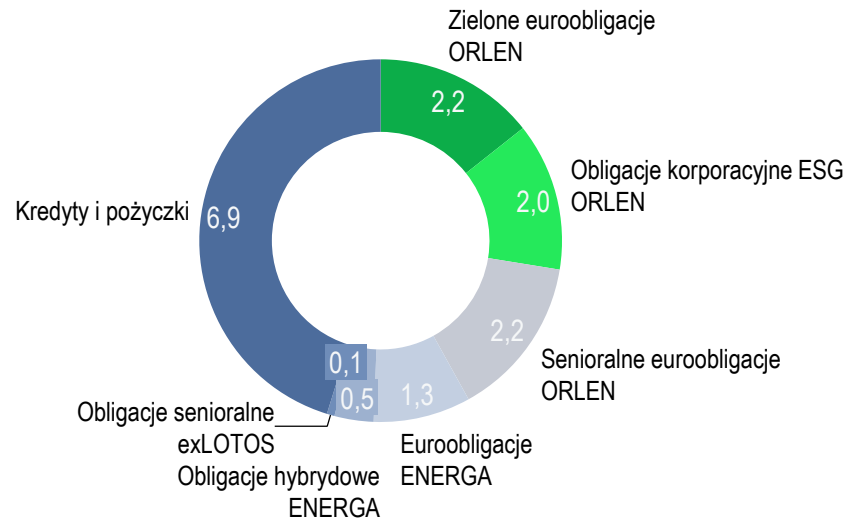
Maksymalny poziom kowenantu bankowego = 3,5x

Maksymalny poziom określony w Strategii 2030 = 2,5x

Aktualny poziom kowenantu bankowego = (-) 0,02x



## Dług brutto – źródła finansowania mld PLN



- Wzrost zadłużenia netto o 3,7 mld PLN (r/r) w efekcie czego na koniec 4Q23 dług netto wyniósł 1,8 mld PLN. Wzrost długu netto o 3,0 mld PLN (kw/kw) głównie w efekcie wpływów netto z działalności operacyjnej w wysokości 6,1 mld PLN przy wydatkach netto z działalności inwestycyjnej na poziomie (-) 7,5 mld PLN oraz płatności zobowiązań z tytułu leasingu w wysokości (-) 0,3 mld PLN, zapłaconych odsetek (-) 0,3 mld PLN, otrzymanych dotacji 0,3 mld PLN, efektu netto wyceny i przeszacowania zadłużenia z tytułu różnic kursowych oraz zmiany stanu środków pieniężnych (-) 1,2 mld PLN.
- Struktura walutowa długu brutto: EUR 55%, PLN 42%, USD 3%.
- Średnioważony termin zapadalności zadłużenia: 2026 r.
- Rating inwestycyjny:
  - A3 perspektywa stabilna (Moody's).
  - BBB+ perspektywa stabilna (Fitch).

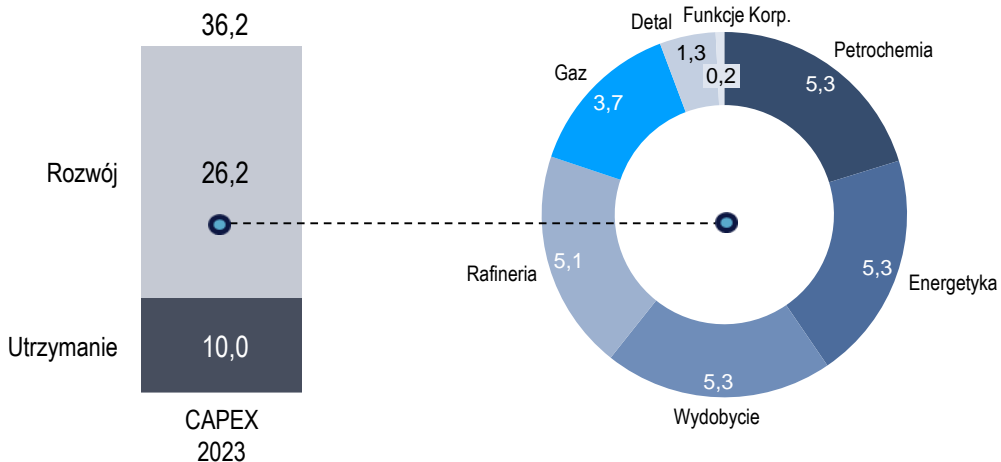


# Nakłady inwestycyjne



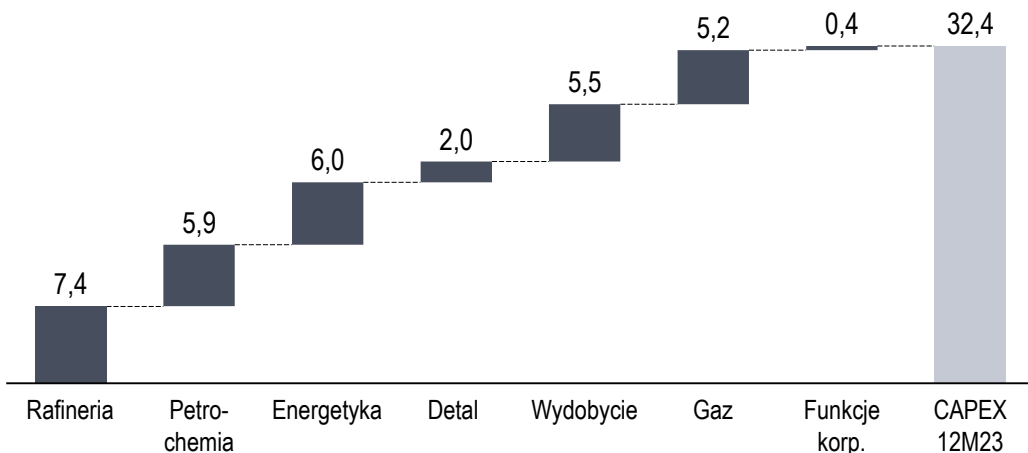
## Planowany CAPEX w 2023 r.

mld PLN



## Zrealizowany CAPEX za 12M23 – podział na segmenty

mld PLN



## Główne projekty rozwojowe w 2023 r.



### Rafineria

- Budowa instalacji Hydrokrakingu – Litwa
- Budowa instalacji Bioetanolu 2 Gen. – ORLEN Południe
- Budowa instalacji Visbreakingu – Płock
- Budowa instalacji HVO – Płock
- Budowa instalacji Hydrokrakingowego 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

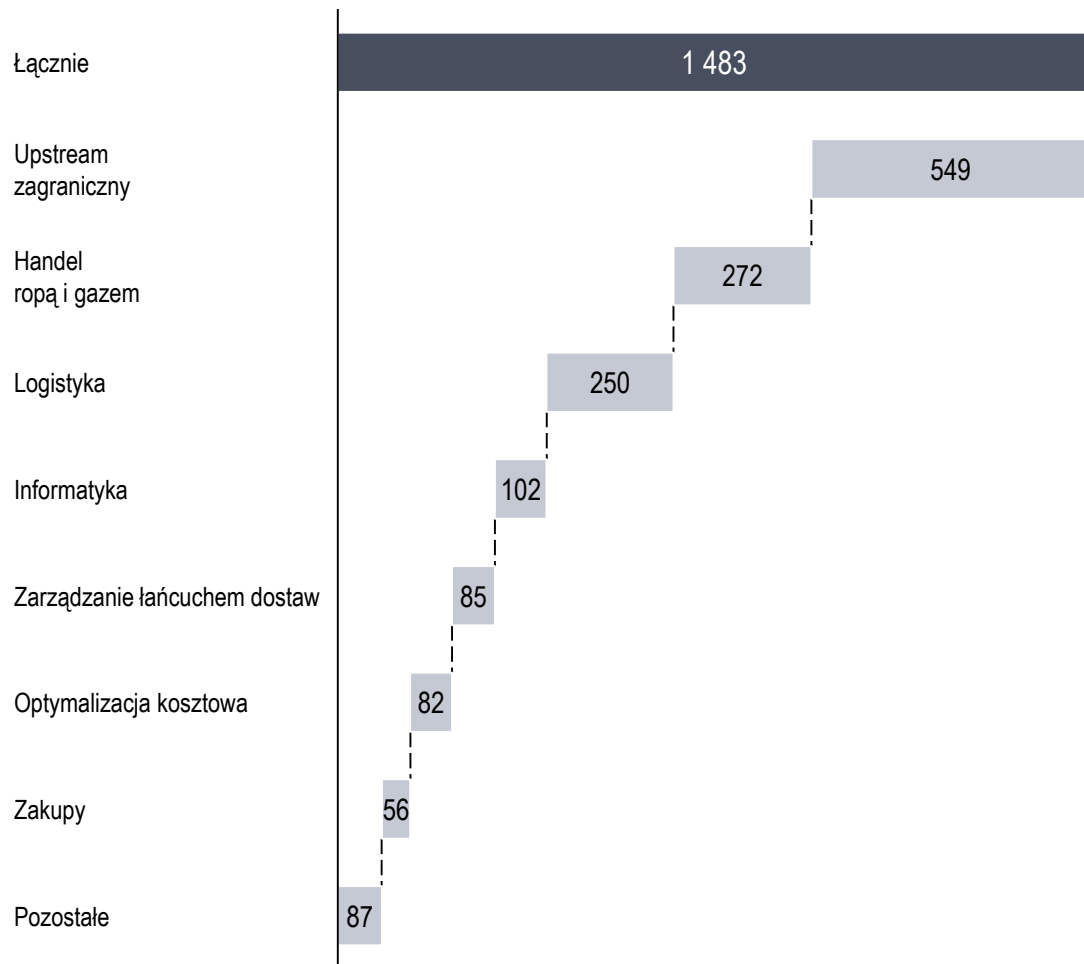
- Budowa i modernizacja przyłączy odbiorców do sieci – PSG

# Synergie wynikające z połączenia ORLEN z Grupą Lotos i Grupą PGNiG



## Zrealizowany efekt finansowy netto do końca 4Q23

mIn PLN



## Efekty finansowe wynikające z synergii

### Perspektywa długoterminowa

- > 20 mld PLN – szacowany łączny efekt finansowy netto synergii w perspektywie 10 lat.
- Łączny efekt finansowy netto Programu PMI (Post Merger Integration) liczony jest jako suma wpływu na EBITDA oraz wpływu pozostałych efektów finansowych skorygowanych o budżet wdrożenia (CAPEX i OPEX wymaganych do wdrożenia projektów).
- W Programie PMI przewidziano 534 kluczowych kamieni milowych.

### Zrealizowany efekt finansowy netto do końca 4Q23

- + 1,5 mld PLN – zrealizowany efekt finansowy netto do końca 4Q23, w tym:
- + 526 mIn PLN – wpływ na EBITDA:
  - Logistyka – obniżenie kosztów stałych w wyniku redukcji sieci terminali, renegocjacja warunków umów przewozowych dla Unimot oraz Saudi Aramco.
  - Zarządzanie łańcuchem dostaw – optymalizacja produkcji w rafineriach w wyniku połączonego rynku paliw.
  - Optymalizacja kosztowa – konsolidacja i rozwój programu efektywnościowego.
- + 1007 mIn PLN – efekty finansowe:
  - Upstream zagraniczny – optymalizacja warunków zobowiązań gwarancyjnych, uwolnienie środków pieniężnych i optymalizacja kosztów.
  - Handel ropą i gazem – uwolnienie kapitału obrotowego.
  - Informatyka – wykorzystanie zasobów wewnętrznych.
  - Zakupy – wykorzystanie umów ramowych IT negocjowanych z poziomu ORLEN S.A.
- Budżet wdrożenia wyniósł 50 mIn PLN.
- Do końca 4Q23 zostało ukończonych 114 kamieni, co stanowi 21% zaplanowanych w Programie kamieni milowych.

**01**  
KLUCZOWE  
WYDARZENIA

**02**  
OTOCZENIE  
RYNKOWE

**03**  
WYNIKI FINANSOWE  
I OPERACYJNE

**04**  
SYTUACJA  
FINANSOWA

**05**  
PERSPEKTYWY

# 05

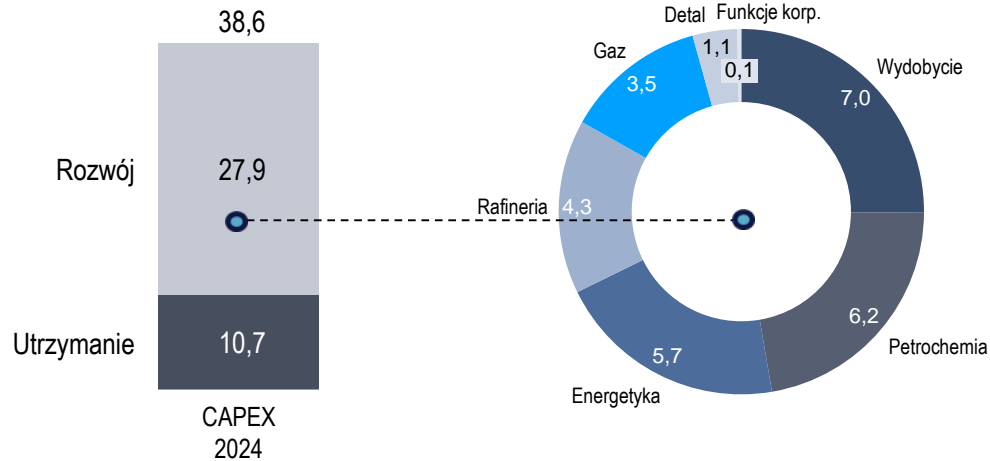
## Perspektywy



# Nakłady inwestycyjne

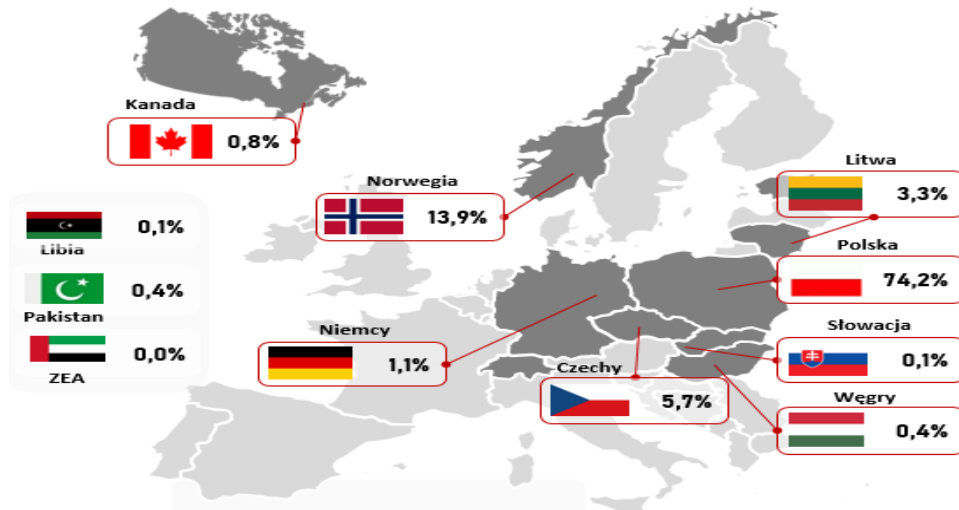
## Planowany CAPEX w 2024 r.

mld PLN



## Planowany CAPEX w 2024 r. – podział na kraje

%



## Główne projekty rozwojowe w 2024 r.



### Rafineria

- Budowa instalacji Hydrokrakingu – Litwa
- Budowa instalacji Bioetanolu 2 Gen. – ORLEN Południe
- Budowa instalacji Visbreakingu – Płock
- Budowa instalacji HVO – Płock
- Budowa instalacji Hydrokrakingowego Bloku Olejowego – Gdańsk
- Budowa morskiego terminala przeładunkowego na Martwej Wiśle – Gdańsk



### Petrochemia

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



### Energetyka

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



### Detal

- Rozbudowa, modernizacja oraz rebranding sieci stacji paliw
- Rozbudowa sieci sprzedaży pozapaliwowej
- Rozbudowa sieci paliw alternatywnych



### Wydobycie

- Projekty wydobywcze w Norwegii, w tym: zagospodarowanie złóż Tommeliten Alpha i Fenris oraz obszaru Yggdrasil
- Projekty wydobywcze w Polsce



### Gaz

- Modernizacja sieci gazowej oraz przyłączenie nowych odbiorców do sieci – PGNiG PSG

# Otoczenie makroekonomiczne 1Q24\*



		1Q23	4Q23	1Q24*	Δ (kw/kw)	Δ (r/r)
Ropa Brent	USD/bbl	81	84	81	-4%	0%
Modelowa marża rafineryjna <sup>1</sup>	USD/bbl	18,3	13,9	14,8	6%	-19%
Dyferencjał <sup>2</sup>	USD/bbl	5,1	-2,0	-1,2	40%	-
Cena gazu ziemnego TTF month-ahead	PLN/MWh	249	191	128	-33%	-49%
Cena gazu ziemnego TGEgasDA	PLN/MWh	272	195	156	-20%	-43%
Cena energii elektrycznej TGeBase	PLN/MWh	619	400	390	-3%	-37%
Prawa do emisji CO2	EUR/t	87	76	64	-16%	-26%
<b>Produkty rafineryjne<sup>4</sup> - marża (crack) z notowań</b>						
ON	USD/t	245	217	211	-3%	-14%
Benzyna	USD/t	300	201	219	9%	-27%
Ciężki olej opałowy	USD/t	-239	-192	-189	2%	-21%
<b>Produkty petrochemiczne<sup>4</sup> - marża (crack) z notowań</b>						
Polietylen <sup>5</sup>	EUR/t	464	381	371	-3%	-20%
Polipropylen <sup>5</sup>	EUR/t	432	353	349	-1%	-19%
Etylen	EUR/t	668	621	624	0%	-7%
Propylen	EUR/t	564	484	492	2%	-13%
Paraksylen	EUR/t	544	440	407	-8%	-25%
<b>Średnie kursy walut<sup>6</sup></b>						
USD/PLN	USD/PLN	4,39	4,11	4,01	-2%	-9%
EUR/PLN	EUR/PLN	4,71	4,42	4,36	-1%	-7%

\* Dane na dzień 09.02.2024

(1) 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.

(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.

## Makro

- Ropa Brent – oczekujemy porównywalnej ceny ropy (r/r) na poziomie ok. 82 USD/bbl. Przyrost wydobywania poza OPEC+ będzie w dalszym ciągu przewyższał przyrost światowego popytu na ropę. Aby utrzymać ceny ropy powyżej 80 USD/bbl OPEC+ będzie musiał ograniczać wydobycie ropy.
- Marża rafineryjna – oczekujemy spadku marż rafineryjnych (r/r) do poziomu ok. 12 USD/bbl w efekcie planowanego oddania do użytku nowych rafinerii (Dangote w Nigerii i Olmeca w Meksyku). Pojawienie się paliw z tych rafinerii na rynku doprowadzi do nadwyżki podaży i obniżenia marż rafineryjnych do naturalnych poziomów. Proces redukcji marż rozpocznie się nie wcześniej, niż z końcem 2024 r. i będzie przebiegał stopniowo, a w międzyczasie marże rafineryjne pozostaną relatywnie silne.
- Dyferencjał – oczekujemy spadku dyferencjału (r/r) do poziomu ok. (-) 0,6 USD/bbl (premia) w efekcie zmiany struktury przerabianych rop związanej z ograniczeniem przerobu rosyjskiej ropy REBCO w Grupie ORLEN.
- Marża petrochemiczna – oczekujemy wzrostu marż petrochemicznych o ok. 5% (r/r) w efekcie stabilizacji notowań gazu ziemnego poprawiającej konkurencyjność gospodarki europejskiej i wpływającej na zwiększenie użycia jednostek produkcyjnych.
- Gaz ziemny – oczekujemy spadku cen gazu (r/r) do poziomu ok. 170 PLN/MWh w efekcie wysokiego zakontraktowania importu gazu do Europy (w szczególności LNG), relatywnie wysokich stanów magazynowych oraz powolnego odbudowywania popytu.
- Energia elektryczna – oczekujemy spadku cen energii elektrycznej (r/r) do poziomu ok. 450 PLN/MWh w efekcie wzrostu produkcji energii elektrycznej z OZE tj. tanich źródeł oraz spadku notowań praw do emisji CO<sub>2</sub>.

## Gospodarka

- PKB\* – Polska 2,8%, Niemcy (-) 0,4%, Czechy 0,7%, Litwa 1,8%, Słowacja 2,0%, Węgry 2,6%.
- Prognozowany wzrost sprzedaży paliw w Polsce w efekcie poprawy sytuacji rynkowej przy niższej sprzedaży paliw na pozostałych rynkach (r/r).
- Prognozowany wzrost zużycia gazu (r/r) w efekcie niższych cen surowca oraz wzrostu popytu ze strony przemysłu.
- Prognozowana stabilizacja krajowego zużycia energii elektrycznej (r/r).

## Regulacje

- Ustawa o szczególnej ochronie niektórych odbiorców paliw gazowych – gazowa składka na Fundusz Wyплаты Różnicy Ceny w obszarze wydobycia gazu ziemnego w Polsce (ujemny wpływ na wynik segmentu Wydobycie w wysokości ok. (-) 15,5 mld PLN) oraz wpływy z tytułu rekompensat w obszarze sprzedaży i dystrybucji gazu w Polsce wynikające z ustalenia ceny maksymalnej poniżej taryfy (dodatni wpływ w wysokości do 5,0 mld PLN).
- Narodowy Cel Wskaźnikowy – wzrost poziomu bazowego z 8,9 do 9,1% (zredukowany wskaźnik dla ORLEN S.A. wynosi 6,6%).
- E10 – wprowadzenie na stacjach ORLEN w Polsce benzyny ze zwiększoną zawartością bioetanolu od początku 2024 r.



Napędzamy przyszłość.  
Odpowiedzialnie.



# 06

## Slajdy pomocnicze



# Wyniki – podział na kwartały



mln PLN	1Q22	2Q22	3Q22	4Q22	12M22	1Q23	2Q23	3Q23	4Q23	12M23
Przychody	45 447	57 804	72 915	106 268	282 434	110 270	74 621	75 424	98 327	372 640
EBITDA LIFO	2 786	8 204	19 485	16 118	38 787	17 153	8 703	8 220	11 162	44 808
efekt LIFO	2 174	1 321	-553	-1 845	1 097	-1 171	-384	1 283	-634	-906
EBITDA	4 960	9 525	18 932	14 273	39 884	15 982	8 319	9 503	10 528	43 902
Amortyzacja	-1 400	-1 447	-1 549	-3 328	-3 557	-3 049	-2 872	-2 834	-3 557	-3 557
EBIT LIFO	1 386	6 757	17 936	12 790	35 230	14 104	5 831	5 386	7 605	41 251
EBIT	3 560	8 078	17 383	10 945	36 327	12 933	5 447	6 669	6 971	40 345
Wynik netto	2 845	3 683	14 751	18 583	39 862	9 109	4 544	3 459	7 269	27 565

Wyniki operacyjne przed odpisami aktualizującymi wartość aktywów trwałych: 1Q22 (-) 27 mln PLN / 2Q22 (-) 2860 mln PLN / 3Q22 (-) 53 mln PLN / 4Q22 (-) 3 101 mln PLN / 12M22 (-) 6 041 mln PLN / 1Q23 (-) 529 mln PLN / 2Q23 (-) 77 mln PLN / 3Q23 (-) 1086 mln PLN / 4Q23 (-) 542 mln PLN / 12M23 (-) 3 873 mln PLN  
 Wyniki operacyjne nie uwzględniają zysku na okazjnym nabyciu: 3Q22 8546 mln PLN (Grupa Lotos) / 4Q22 6 641 mln PLN (Grupy PGNiG) / 12M22 15 187 mln PLN (Grupy Lotos i Grupy PGNiG) / 4Q23 11 mln PLN (Energop) / 12M23 11 mln PLN (Energop)  
 Wyniki operacyjne nie uwzględniają rozliczenia PPA: 4Q22 7 772 mln PLN / 12M22 7 032 mln PLN / 4Q23 2 401 mln PLN / 12M23 9 895 mln PLN

# EBITDA LIFO – podział na segmenty



mln PLN	1Q22	2Q22	3Q22	4Q22	12M22	1Q23	2Q23	3Q23	4Q23	12M23
<b>Rafineria, w tym:</b>	<b>900</b>	<b>4 656</b>	<b>7 319</b>	<b>10 413</b>	<b>24 940</b>	<b>5 485</b>	<b>2 536</b>	<b>1 866</b>	<b>594</b>	<b>10 481</b>
NRV	-30	26	-27	7	-24	-59	-121	-69	96	-153
hedging	-1 913	-2 558	729	-65	-3 807	365	51	-804	361	-27
wycena kontraktów terminowych CO2	-568	21	-175	125	-597	52	0	0	0	52
<b>Petrochemia, w tym:</b>	<b>451</b>	<b>1 643</b>	<b>698</b>	<b>581</b>	<b>3 373</b>	<b>98</b>	<b>-120</b>	<b>-136</b>	<b>-345</b>	<b>-503</b>
NRV	0	0	-11	-15	-26	-1	-16	17	-6	-6
hedging	48	58	63	57	226	86	100	106	93	385
wycena kontraktów terminowych CO2	-614	23	-84	84	-591	0	0	0	0	0
<b>Energetyka, w tym:</b>	<b>1 004</b>	<b>1 176</b>	<b>1 607</b>	<b>147</b>	<b>3 934</b>	<b>3 275</b>	<b>555</b>	<b>1 349</b>	<b>-799</b>	<b>4 352</b>
hedging	50	-62	134	126	248	38	11	6	7	62
wycena kontraktów terminowych CO2	-543	21	128	68	-326	11	0	0	0	11
<b>Detal</b>	<b>585</b>	<b>697</b>	<b>856</b>	<b>632</b>	<b>2 770</b>	<b>233</b>	<b>662</b>	<b>601</b>	<b>633</b>	<b>2 128</b>
<b>Wydobycie, w tym:</b>	<b>162</b>	<b>336</b>	<b>781</b>	<b>6 272</b>	<b>7 188</b>	<b>2 273</b>	<b>-114</b>	<b>-212</b>	<b>578</b>	<b>2 131</b>
hedging	-80	-24	15	2	-87	0	9	-12	6	3
<b>Gaz, w tym:</b>	<b>n/a</b>	<b>n/a</b>	<b>n/a</b>	<b>-1 519</b>	<b>-2 068</b>	<b>6 196</b>	<b>5 611</b>	<b>5 200</b>	<b>10 959</b>	<b>27 959</b>
hedging	n/a	n/a	n/a	150	150	83	1 002	977	1 589	3 651
wycena kontraktów terminowych CO2	n/a	n/a	n/a	116	116	85	6	-25	-3	63
<b>Funkcje korporacyjne</b>	<b>-316</b>	<b>-304</b>	<b>8 229</b>	<b>-402</b>	<b>-1 339</b>	<b>-399</b>	<b>-438</b>	<b>-431</b>	<b>-469</b>	<b>-1 737</b>
<b>Wyłączenia</b>	<b>n/a</b>	<b>n/a</b>	<b>-5</b>	<b>-6</b>	<b>-11</b>	<b>-8</b>	<b>11</b>	<b>-17</b>	<b>11</b>	<b>-3</b>
<b>EBITDA LIFO, w tym:</b>	<b>2 786</b>	<b>8 204</b>	<b>19 485</b>	<b>16 118</b>	<b>38 787</b>	<b>17 153</b>	<b>8 703</b>	<b>8 220</b>	<b>11 162</b>	<b>44 808</b>
NRV	-30	26	-38	-8	-50	-60	-137	-52	90	-159
hedging	-1 895	-2 586	941	270	-3 270	572	1 173	273	2 056	4 074
wycena kontraktów terminowych CO2	-1 725	65	-131	393	-1 398	148	6	-25	-3	126

Wyniki operacyjne przed odpisami aktualizującymi wartość aktywów trwałych: 1Q22 (-) 27 mln PLN / 2Q22 (-) 2860 mln PLN / 3Q22 (-) 53 mln PLN / 4Q22 (-) 3 101 mln PLN / 12M22 (-) 6 041 mln PLN / 1Q23 (-) 529 mln PLN / 2Q23 (-) 77 mln PLN / 3Q23 (-) 1086 mln PLN / 4Q23 (-) 542 mln PLN / 12M23 (-) 3 873 mln PLN  
Wyniki operacyjne nie uwzględniają zysku na okazijnym nabyciu: 3Q22 8546 mln PLN (Grupa Lotos) / 4Q22 6 641 mln PLN (Grupy PGNiG) / 12M22 15 187 mln PLN (Grupy Lotos i Grupy PGNiG) / 4Q23 11 mln PLN (EnerGOP) / 12M23 11 mln PLN (EnerGOP)  
Wyniki operacyjne nie uwzględniają rozliczenia PPA: 4Q22 7 772 mln PLN / 12M22 7 032 mln PLN / 4Q23 2 401 mln PLN / 12M23 9 895 mln PLN

# Wyniki – podział na spółki



4Q23 mln PLN	ORLEN	ORLEN Lietuva	ORLEN Unipetrol	Grupa ENERGA	Pozostałe	Grupa ORLEN
Przychody	64 487	7 250	7 750	6 597	12 243	98 327
EBITDA LIFO	9 198	70	409	-505	4 402	13 574
Efekt LIFO	-266	-61	-306	-	-1	-634
EBITDA	8 932	9	103	-505	4 401	12 940
Amortyzacja	1 266	21	263	315	1 692	3 557
EBIT	7 666	-12	-160	-820	2 709	9 383
EBIT LIFO	7 932	49	146	-820	2 710	10 017
Wynik netto	6 607	38	74	-853	1 403	7 269

- **ORLEN Lietuva** – spadek EBITDA LIFO o (-) 712 mln PLN (r/r) w efekcie niższych marż (cracków) na lekkich i średnich destylatach, niższych (r/r) wolumenów sprzedaży w segmencie rafineryjnym oraz odpisów na zapasach NRV (r/r). Pozytywne efekty transakcji zabezpieczających (r/r), wyższych (r/r) marż handlowych, wykorzystania historycznych warstw zapasów i niższych (r/r) kosztów emisji CO2.
- **ORLEN Unipetrol** – spadek EBITDA LIFO o (-) 1 263 mln PLN (r/r) w efekcie istotnego wzrostu cen ropy Ural (brak wpływu dyferencjału ropy Ural/Brent), spadku marż na lekkich i średnich destylatach. Dodatkowo spadek wolumenów sprzedaży w segmencie rafineryjnym i petrochemicznym przy wyższych wolumenach w detalu oraz wyższe (r/r) koszty ogólne i pracy. Pozytywny wpływ (r/r) transakcji zabezpieczających, marż handlowych, wykorzystania historycznych warstw zapasów i niższych (r/r) kosztów emisji CO2.
- **Grupa ENERGA** – wyższa o 22 mln PLN (r/r) EBITDA na skutek dodatnich efektów zmiany stanu rezerw (r/r) na kontrakty rodzące obciążenia w Linii Biznesowej Sprzedaż oraz niższego (r/r) zużycia węgla w Linii Biznesowej Wytwarzanie częściowo ograniczonych niekorzystnym wpływem strat sieciowych w Linii Biznesowej Dystrybucja oraz niższej sprzedaży e.e. w Linii Biznesowej Sprzedaż. Dodatkowo ujemny wpływ (r/r) transakcji zabezpieczających i ujęcie rezerwy na kary URE.
- **była Grupa PGNiG** – brak możliwości kalkulacji efektów biznesowych z uwagi na nieporównywalność okresów konsolidacji – ujęcie w 4Q23 wyników dawnej Grupy PGNiG w konsolidacji Grupy ORLEN w wysokości 14 242 mln PLN (w tym 2 401 mln PLN w efekcie ujęcia finalnych wartości godziwych aktywów i zobowiązań na dzień przejęcia). W 4Q22 wyniki dawnej Grupy PGNiG (za listopad-grudzień) w wysokości 18 428 mln PLN, w tym 6 641 mln PLN zysku z tytułu okazynego nabycia Grupy PGNiG z listopada 2022 i 7 757 mln PLN ujęcia finalnych wartości godziwych aktywów i zobowiązań na dzień przejęcia.

# Dane produkcyjne rafinerii Grupy ORLEN



<b>Grupa ORLEN</b>	<b>4Q22</b>	<b>3Q23</b>	<b>4Q23</b>	<b>Δ (r/r)</b>	<b>Δ (kw/kw)</b>	<b>12M22</b>	<b>12M23</b>	<b>12M/12M</b>
Przerób ropy naftowej (tys.t)	11 234	10 048	9 472	-16%	-6%	37 090	38 529	4%
Wykorzystanie mocy przerobowych	98%	94%	88%	-10 pp	-6 pp	94%	90%	-4 pp
<b>ORLEN S.A. <sup>1</sup></b>								
Przerób ropy naftowej (tys.t)	6 629	5 538	5 296	-20%	-4%	21 056	21 599	3%
Wykorzystanie mocy przerobowych	98%	93%	89%	-9 pp	-4 pp	102%	91%	-11 pp
Uzysk paliw <sup>4</sup>	85%	85%	90%	5 pp	5 pp	84%	85%	1 pp
Uzysk lekkich destylatów <sup>5</sup>	28%	31%	29%	1 pp	-2 pp	30%	29%	-1 pp
Uzysk średnich destylatów <sup>6</sup>	57%	54%	61%	4 pp	7 pp	54%	56%	2 pp
<b>ORLEN Unipetrol <sup>2</sup></b>								
Przerób ropy naftowej (tys.t)	2 054	2 000	1 839	-10%	-8%	7 467	7 500	0%
Wykorzystanie mocy przerobowych	94%	91%	84%	-10 pp	-7 pp	86%	86%	0 pp
Uzysk paliw <sup>4</sup>	81%	82%	80%	-1 pp	-2 pp	81%	80%	-1 pp
Uzysk lekkich destylatów <sup>5</sup>	36%	36%	36%	0 pp	0 pp	36%	36%	0 pp
Uzysk średnich destylatów <sup>6</sup>	45%	46%	44%	-1 pp	-2 pp	45%	44%	-1 pp
<b>ORLEN Lietuva <sup>3</sup></b>								
Przerób ropy naftowej (tys.t)	2 465	2 445	2 245	-9%	-8%	8 241	9 096	10%
Wykorzystanie mocy przerobowych	96%	95%	87%	-9 pp	-8 pp	81%	89%	8 pp
Uzysk paliw <sup>4</sup>	78%	79%	78%	0 pp	-1 pp	80%	78%	-2 pp
Uzysk lekkich destylatów <sup>5</sup>	33%	36%	36%	3 pp	0 pp	32%	35%	3 pp
Uzysk średnich destylatów <sup>6</sup>	45%	43%	42%	-3 pp	-1 pp	48%	43%	-5 pp

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

<sup>2</sup> Moce przerobowe ORLEN Unipetrol wynoszą 8,7 mt/r, w tym: Litvinov 5,4 mt/r i Kralupy 3,3 mt/r.

<sup>3</sup> Moce przerobowe ORLEN Lietuva wynoszą 10,2 mt/r.

<sup>4</sup> Uzysk paliw to suma uzysku średnich destylatów i uzysku lekkich destylatów.

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

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

# Słownik pojęć

**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.

**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

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.