



ZEPAK
Energia dla Ciebie

Wyniki 2024

2 maja 2024

Kluczowe dane operacyjne i finansowe	2024		Zmiana r/r
Sprzedaż energii elektrycznej:	2,05	TWh	-22,64%
• sprzedaż energii elektrycznej z własnej produkcji:	1,43	TWh	-5,92%
• sprzedaż energii elektrycznej z obrotu:	0,62	TWh	-45,13%
Uzyskana średnia cena sprzedaży energii elektrycznej ⁽¹⁾ :	752,75	zł/MWh	-37,35%
Średnia cena zakupu EUA:	350,71	zł/MWh	-6,02%
Przychody ze sprzedaży:	2 185	mln zł	-43,46%
EBITDA:	282	mln zł	-61,34%
Wynik netto:	263	mln zł	-63,62%
Nakłady inwestycyjne:	312	mln zł	-12,37%
Środki pieniężne ⁽²⁾ :	506	mln zł	-5,25%

⁽¹⁾ Średnia cena liczona jako przychody ze sprzedaży energii (razem z usługami systemowymi) podzielone przez wolumen sprzedaży.

⁽²⁾ Środki pieniężne i ich ekwiwalenty oraz pozostałe aktywa finansowe krótkoterminowe.

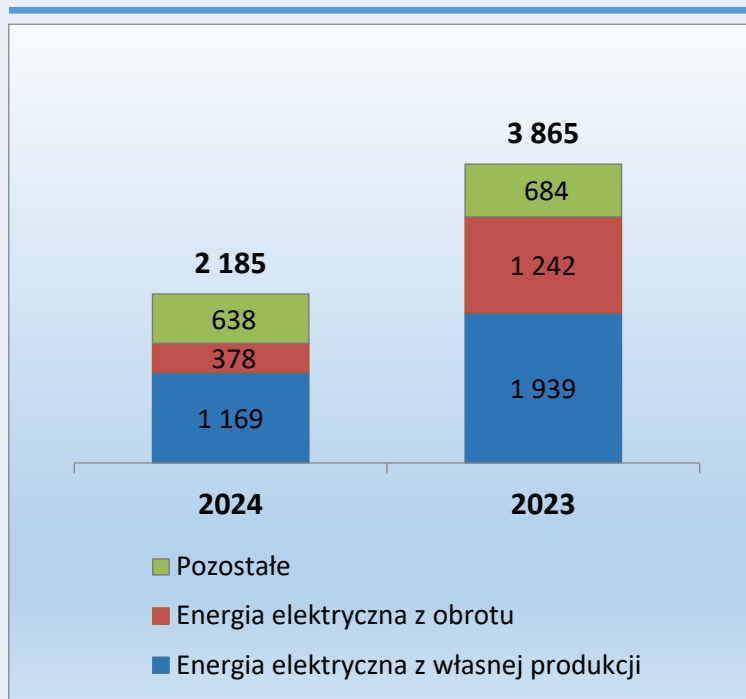
Podsumowanie 4Q 2024

Kluczowe dane operacyjne i finansowe	4Q 2024		Zmiana r/r
Sprzedaż energii elektrycznej:	0,55	TWh	+22,22%
• sprzedaż energii elektrycznej z własnej produkcji:	0,46	TWh	+130,00%
• sprzedaż energii elektrycznej z obrotu:	0,09	TWh	-64,00%
Uzyskana średnia cena sprzedaży energii elektrycznej ⁽¹⁾ :	836,41	zł/MWh	-39,74%
Średnia cena zakupu EUA:	288,28	zł/MWh	-3,05%
Przychody ze sprzedaży:	623	mln zł	-24,85%
EBITDA:	128	mln zł	-69,88%
Wynik netto:	124	mln zł	-76,29%
Nakłady inwestycyjne:	90	mln zł	-

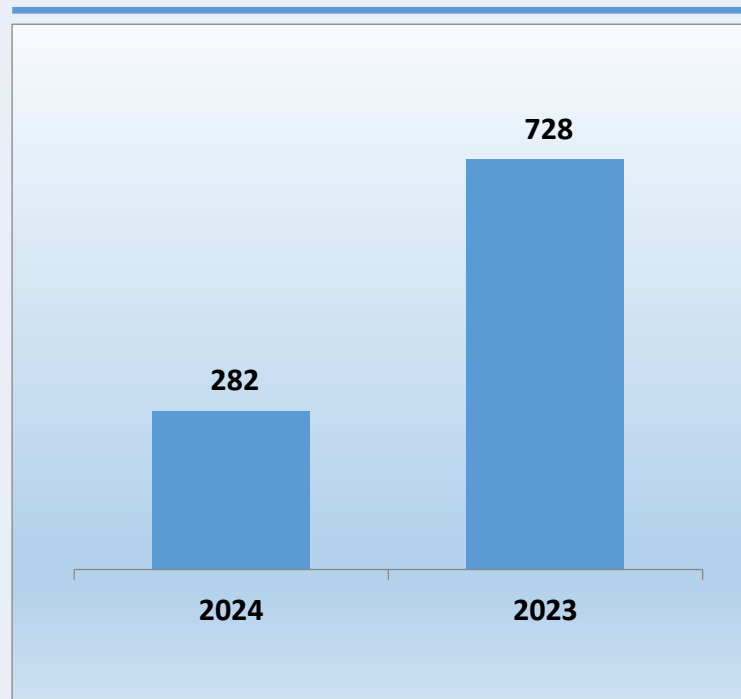
⁽¹⁾ Średnia cena liczona jako przychody ze sprzedaży energii (razem z usługami systemowymi) podzielone przez wolumen sprzedaży.

Podsumowanie 2024 [mln zł]

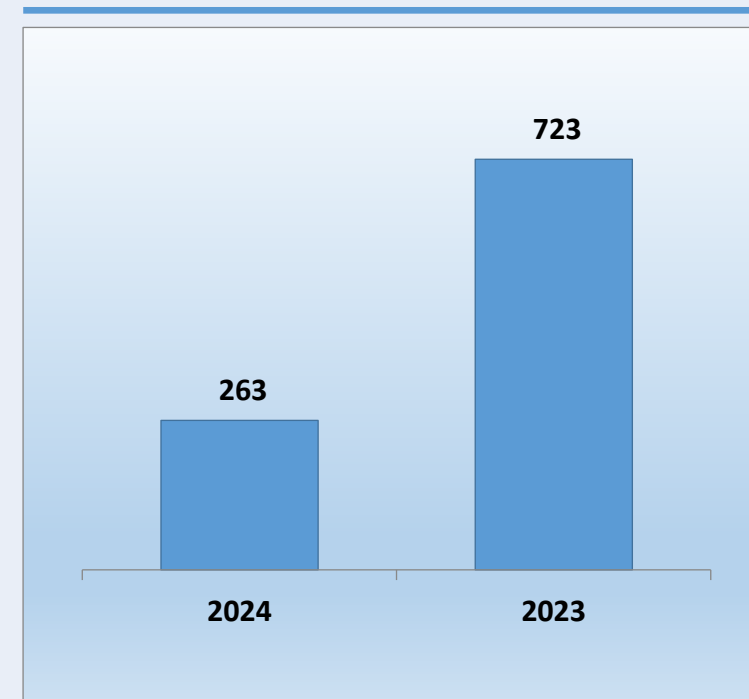
PRZYCHODY



EBITDA



WYNIK NETTO



Warunki prowadzenia działalności Grupy ZE PAK w 2024 roku uległy istotnej zmianie w stosunku do 2023 roku:

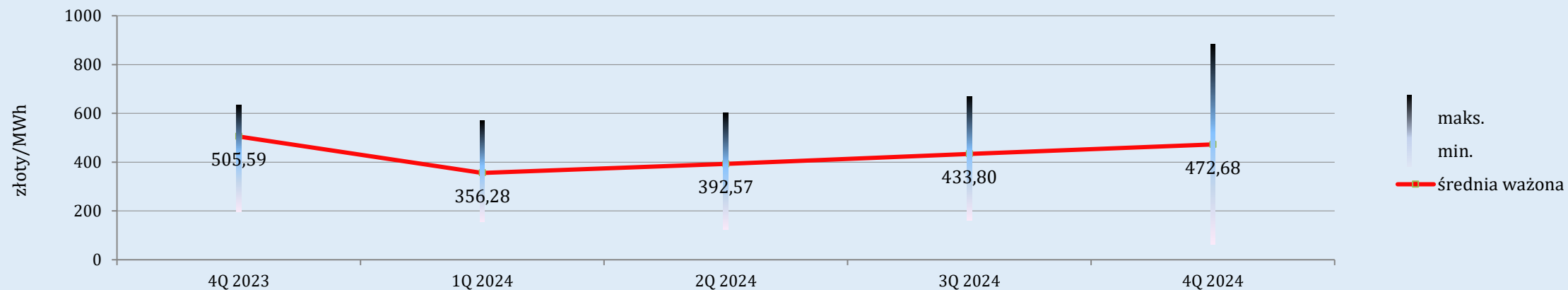
- pogorszeniu uległa relacja średniej uzyskanej ceny sprzedaży energii do średniej poniesionej ceny zakupu uprawnień do emisji dwutlenku węgla,
- ubytek po stronie przychodowej jest trudny do zrekompensowania po stronie kosztowej z uwagi na duży udział kosztów stałych (zwłaszcza w segmencie wydobywania).

WYBRANE DANE Z RYNKU ENERGII

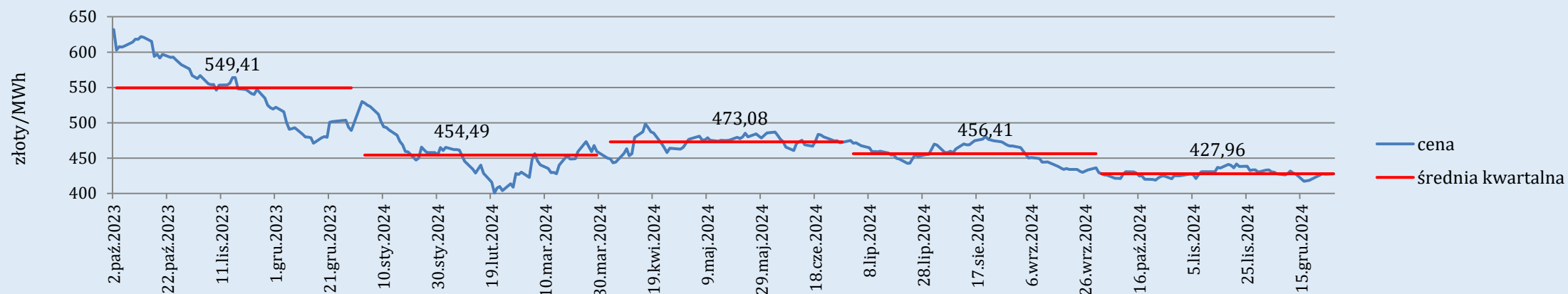


Ceny energii elektrycznej

Ceny energii (TGeBase)

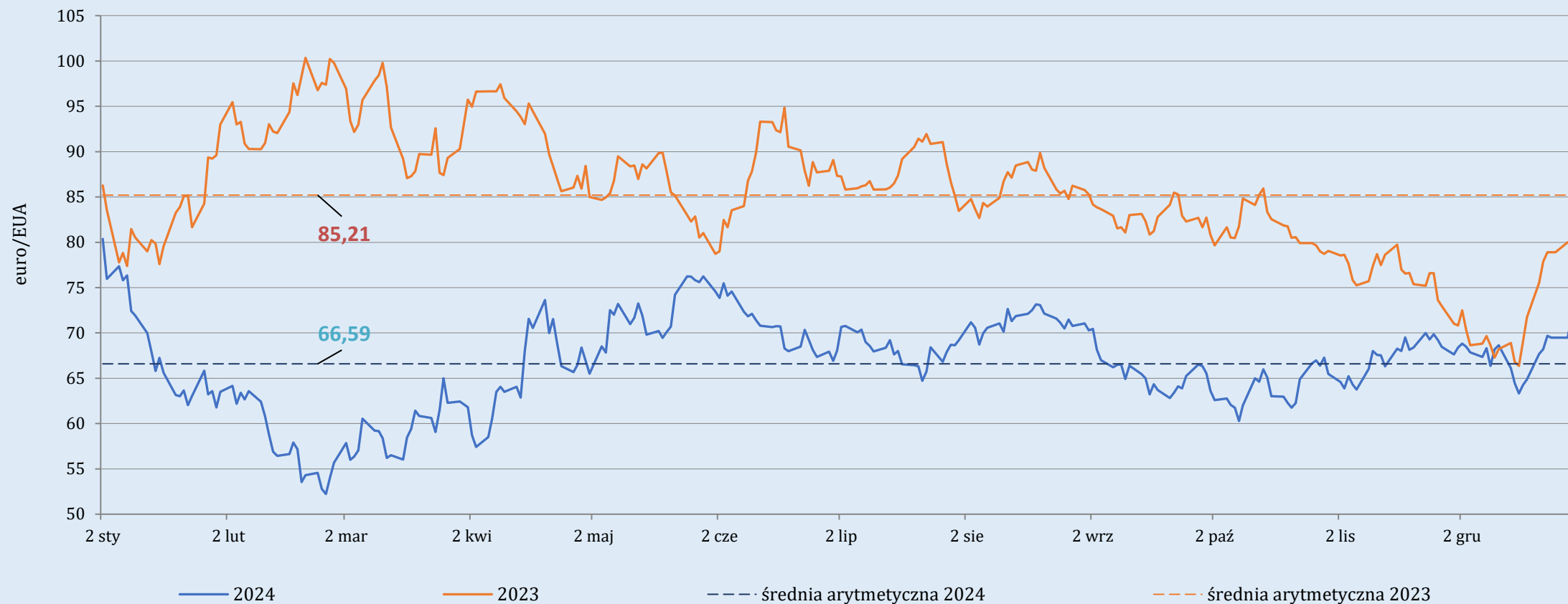


Ceny kontraktu terminowego na dostawę energii elektrycznej (pasmo z dostawą roczną)



Ceny kontraktu terminowego na dostawę EUA

Ceny kontraktu terminowego na dostawę EUA

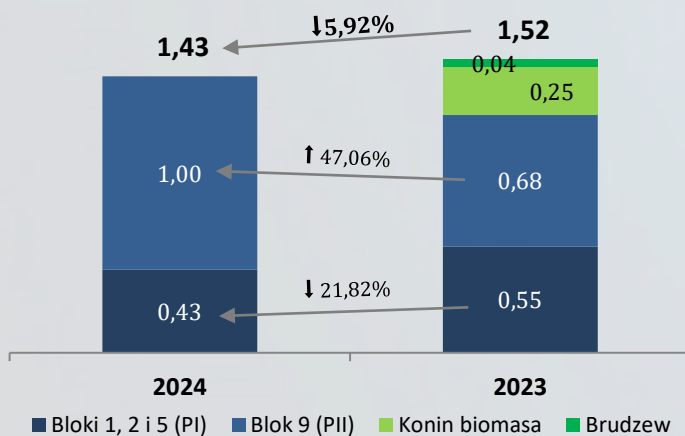


INFORMACJE OPERACYJNE

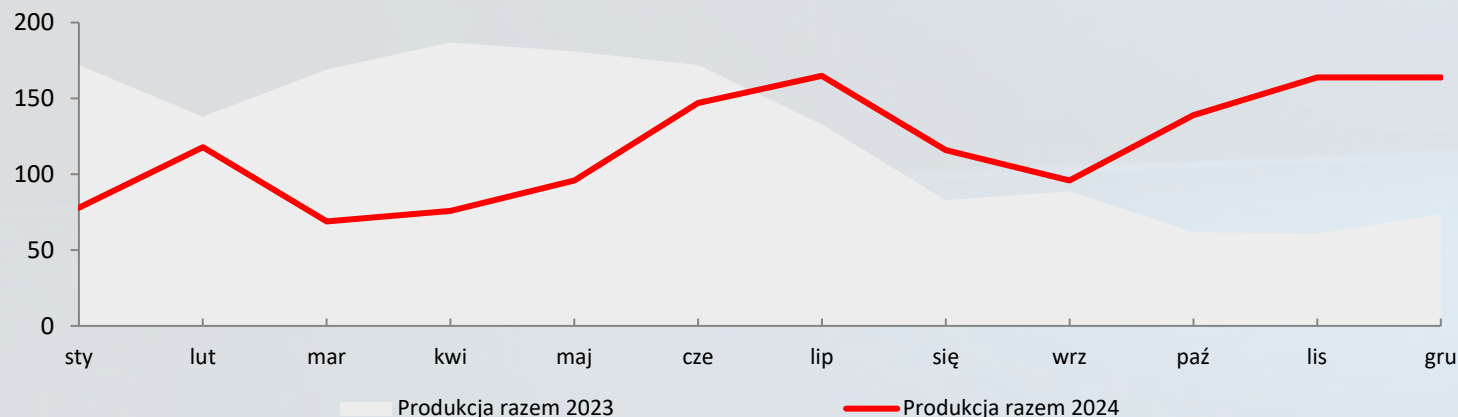
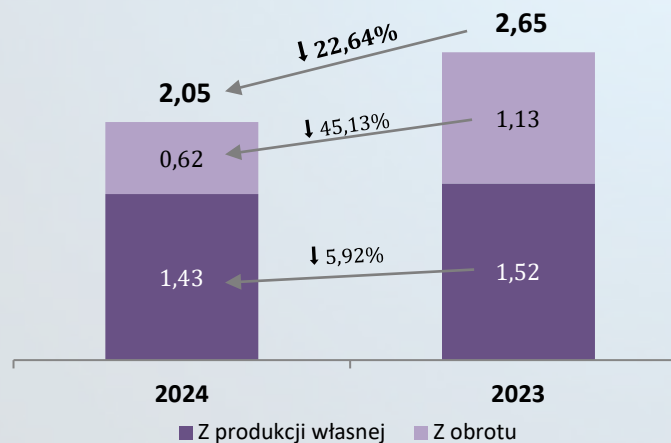


Produkcja netto i sprzedaż energii elektrycznej

PRODUKCJA NETTO [TWh]



SPRZEDAŻ [TWh]

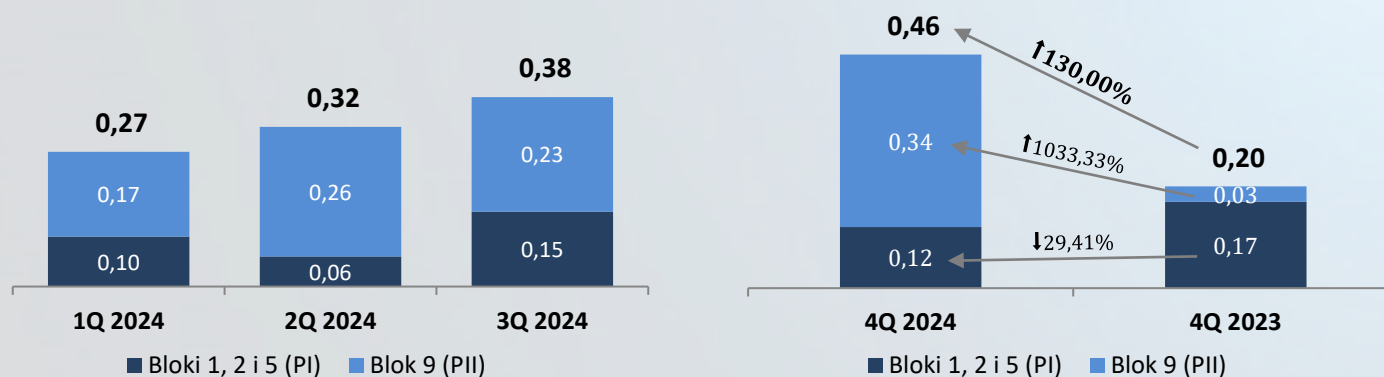


Grupa w 2024 roku, po sprzedaży w 2023 roku pakietu kontrolnego PAK – PCE, produkowała energię elektryczną wyłącznie z węgla brunatnego.

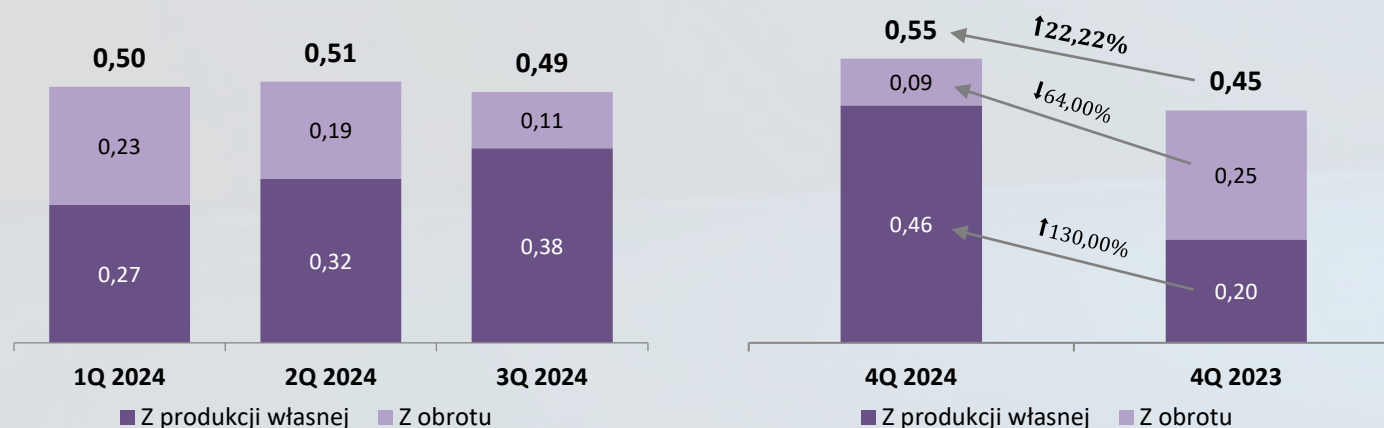
W 2024 roku dysponowano większą ilością węgla, co przełożyło się na większą produkcję energii elektrycznej z węgla o 0,2 TWh, tj. o 16,26%.

Kwartalna produkcja netto i sprzedaż energii elektrycznej

PRODUKCJA NETTO [TWh]



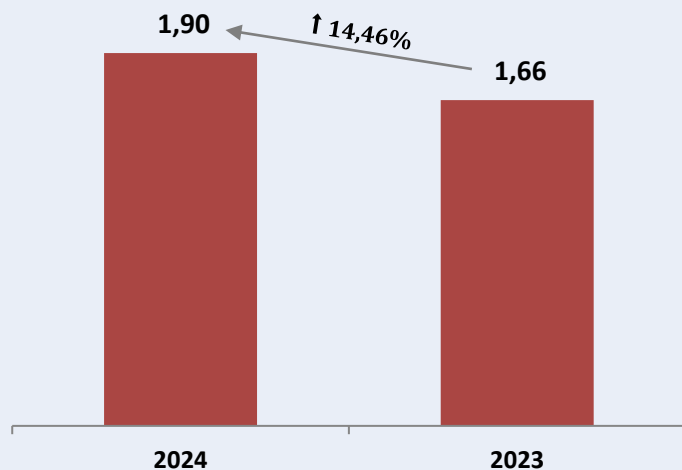
SPRZEDAŻ ENERGII ELEKTRYCZNEJ [TWh]



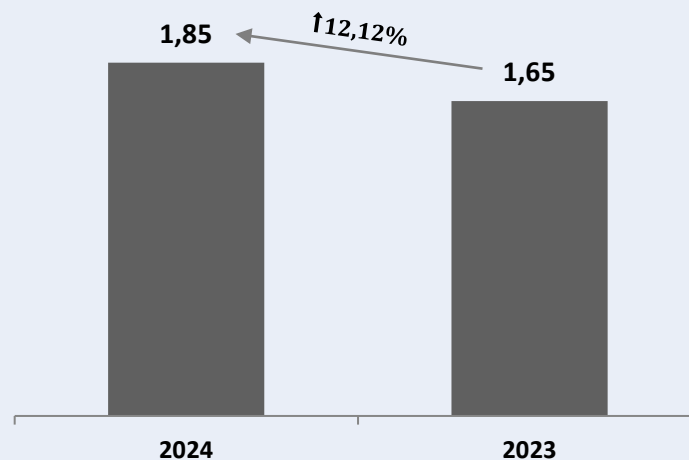
W 4Q 2024 roku zanotowano wzrost wolumenu sprzedaży energii elektrycznej ogółem o 22,22%, na który złożyły się wzrost wolumenu energii własnej o 130,00% i spadek wolumenu energii zakupionej o 64,00% przy jednoczesnym spadku średniej ceny energii elektrycznej o 39,74%, co przełożyło się na spadek przychodów ze sprzedaży energii elektrycznej o 24,32%.

Zużycie węgla i emisja CO₂

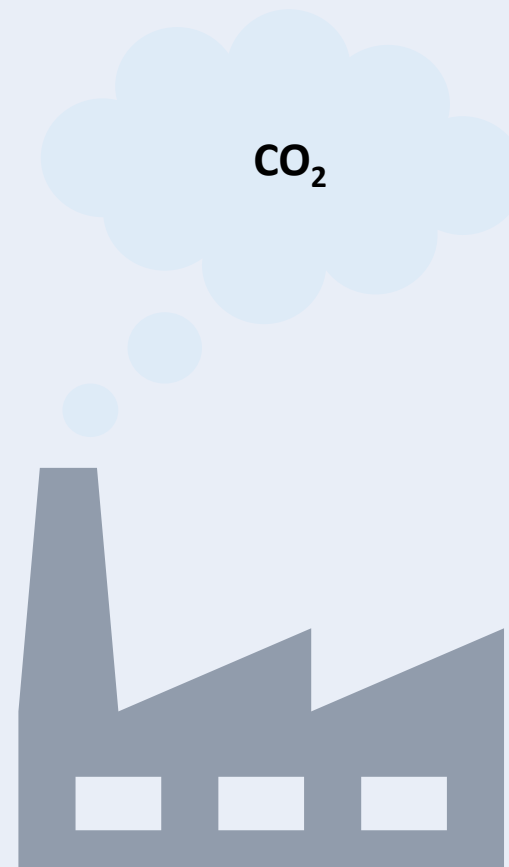
ZUŻYCIE WĘGLA [mln ton]



EMISJA CO₂ [mln ton]

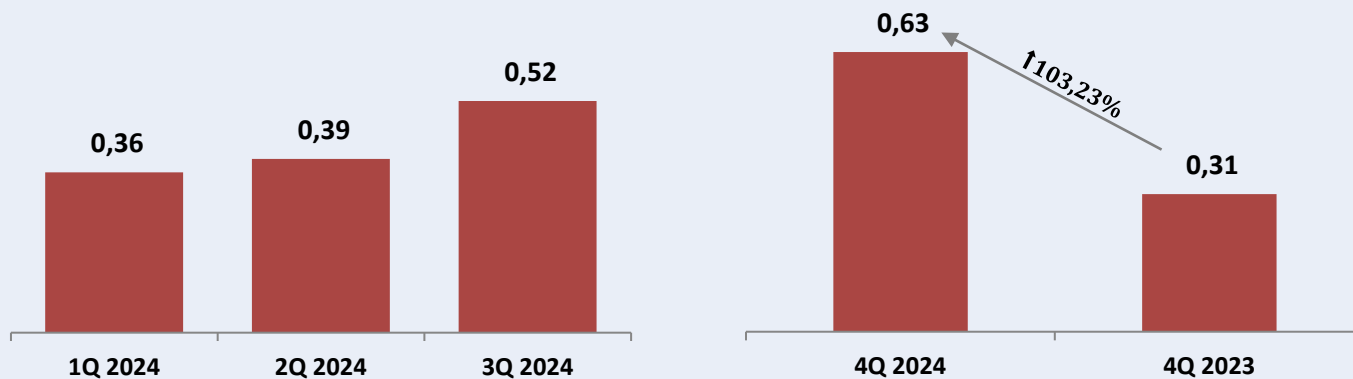


Dane dotyczące zużycia węgla i emisji CO₂ zarówno w 2024 roku, jak i samym 4Q 2024 pokazują wzrost zużycia węgla i większą emisję, co wynika z wyższych wolumenów produkowanej energii w stosunku do analogicznych okresów roku poprzedniego.

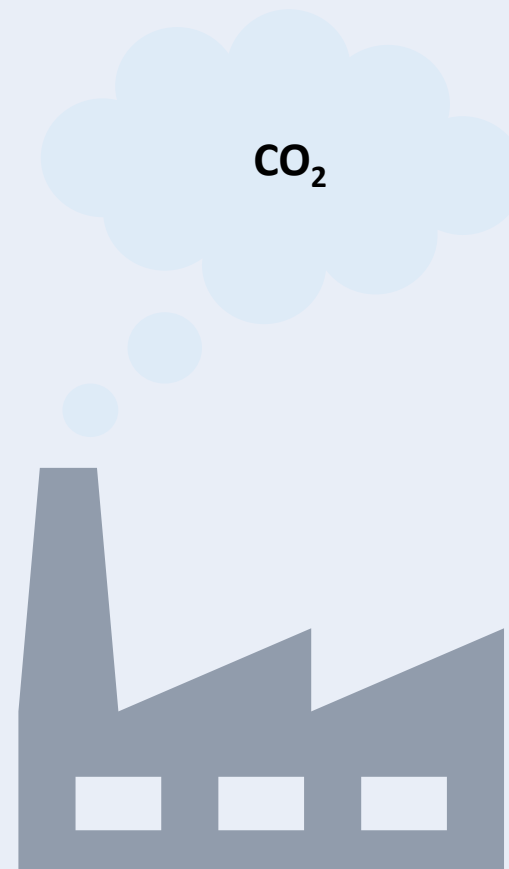
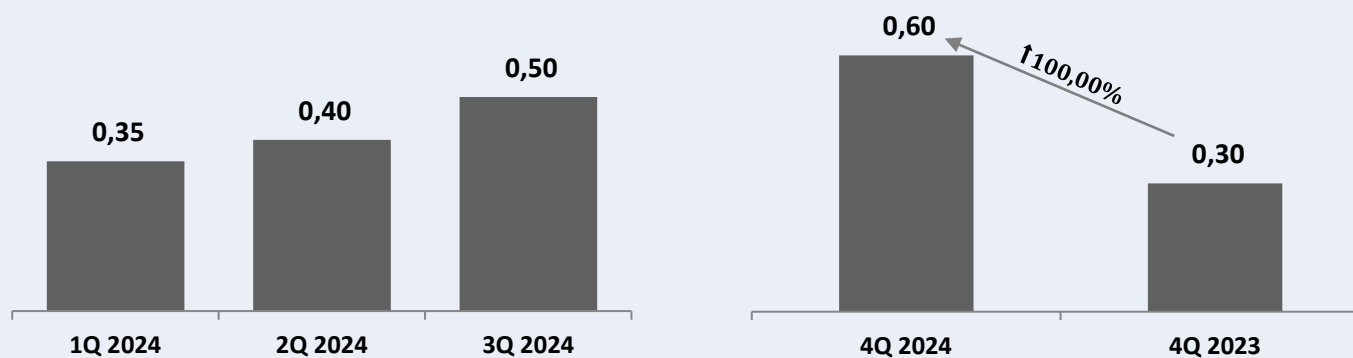


Kwartalne zużycie węgla i emisja CO₂

ZUŻYCIE WĘGLA [mln ton]

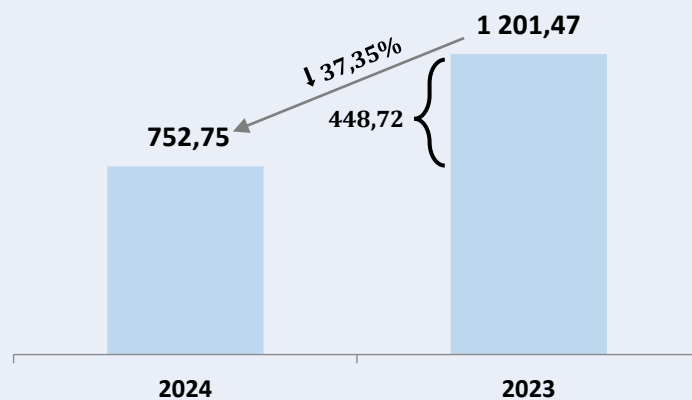


EMISJA CO₂ [mln ton]

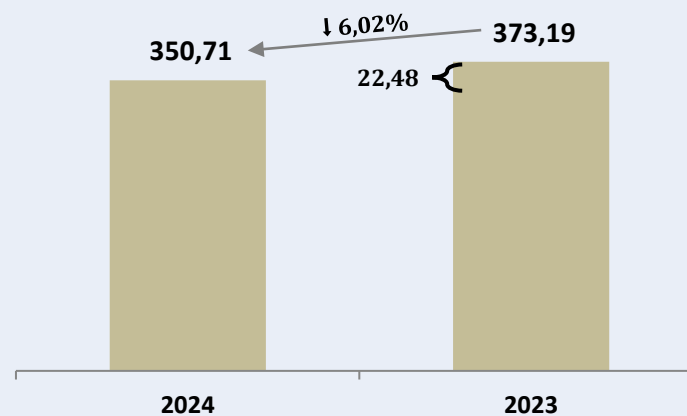


Średnie ceny sprzedaży energii elektrycznej i zakupu CO₂

Cena sprzedaży energii elektrycznej ⁽¹⁾



Cena zakupu pozwoleń do emisji CO₂ (EUA) ⁽²⁾

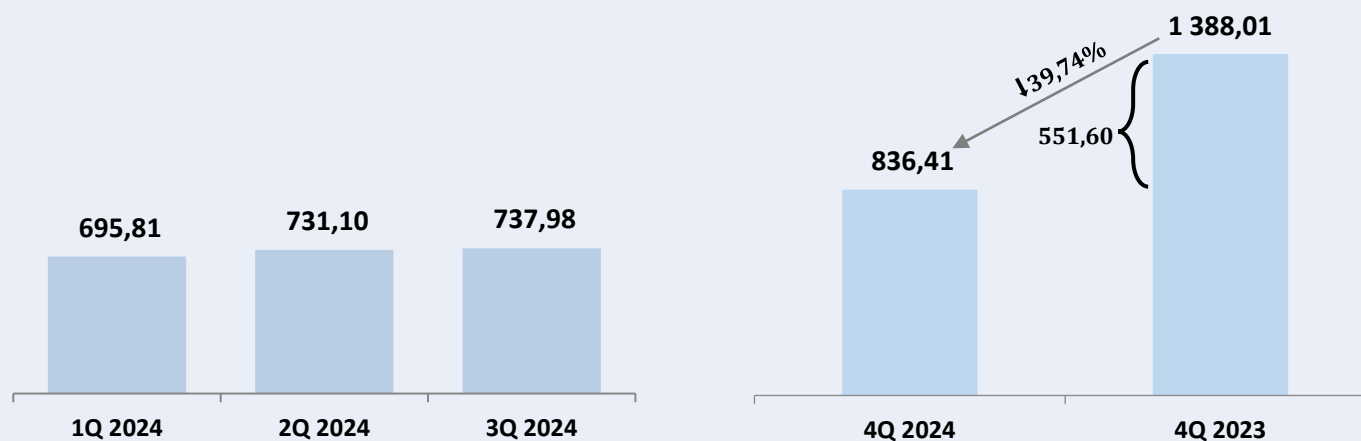


⁽¹⁾ Średnia cena liczona jako przychody ze sprzedaży energii (własnej, z obrotu oraz usług systemowych) podzielone przez wolumen sprzedaży.

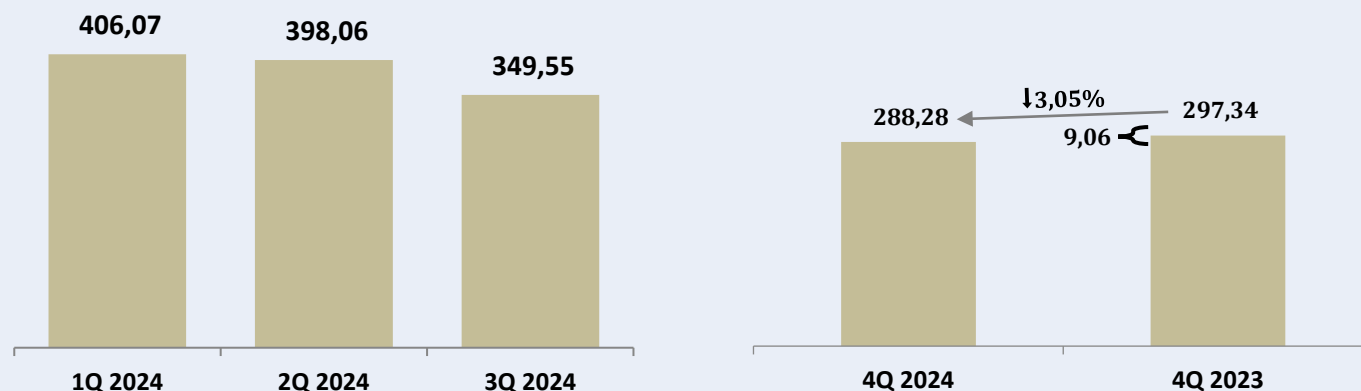
⁽²⁾ Średnia cena liczona jako koszty zakupu pozwoleń do emisji poniesione na pokrycie emisji za dany okres podzielone przez wolumen wyemitowanych uprawnień.

Kwartalne średnie ceny sprzedaży energii elektrycznej i zakupu CO₂

Cena sprzedaży energii elektrycznej [zł/MWh]



Cena zakupu pozwoleń do emisji CO₂ (EUA) [zł/EUA]



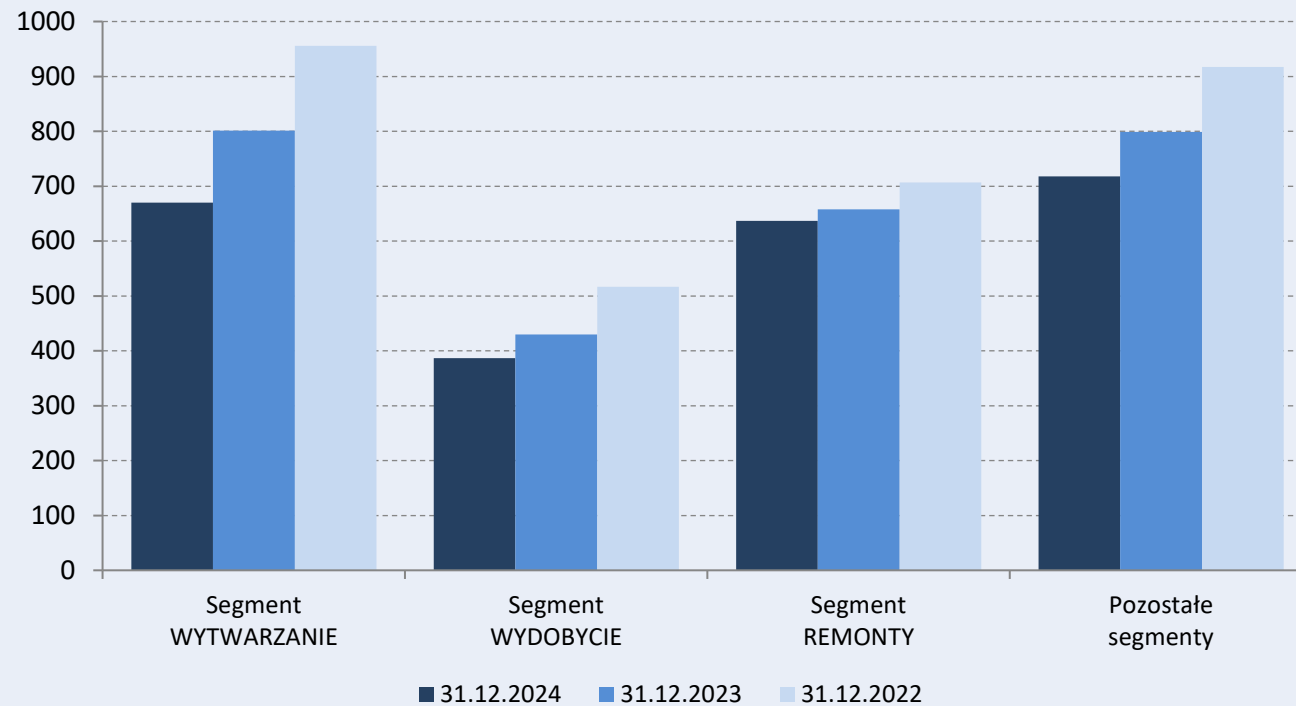
ZATRUDNIENIE



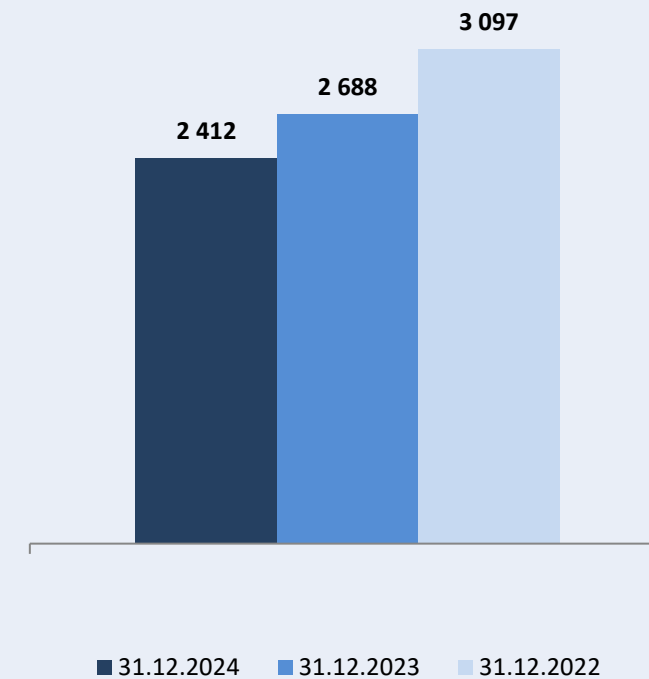
Stan zatrudnienia

[etaty]

WEDŁUG SEGMENTÓW



RAZEM

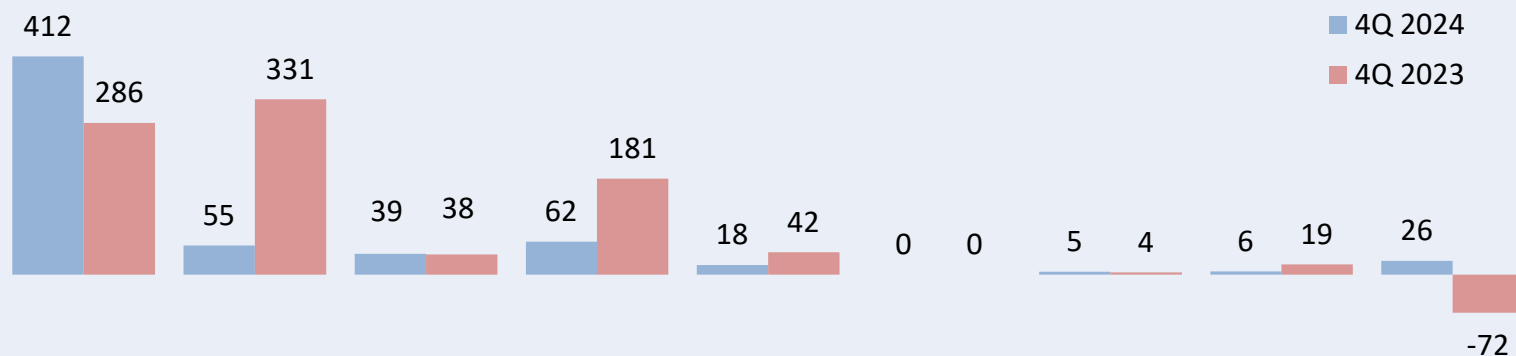
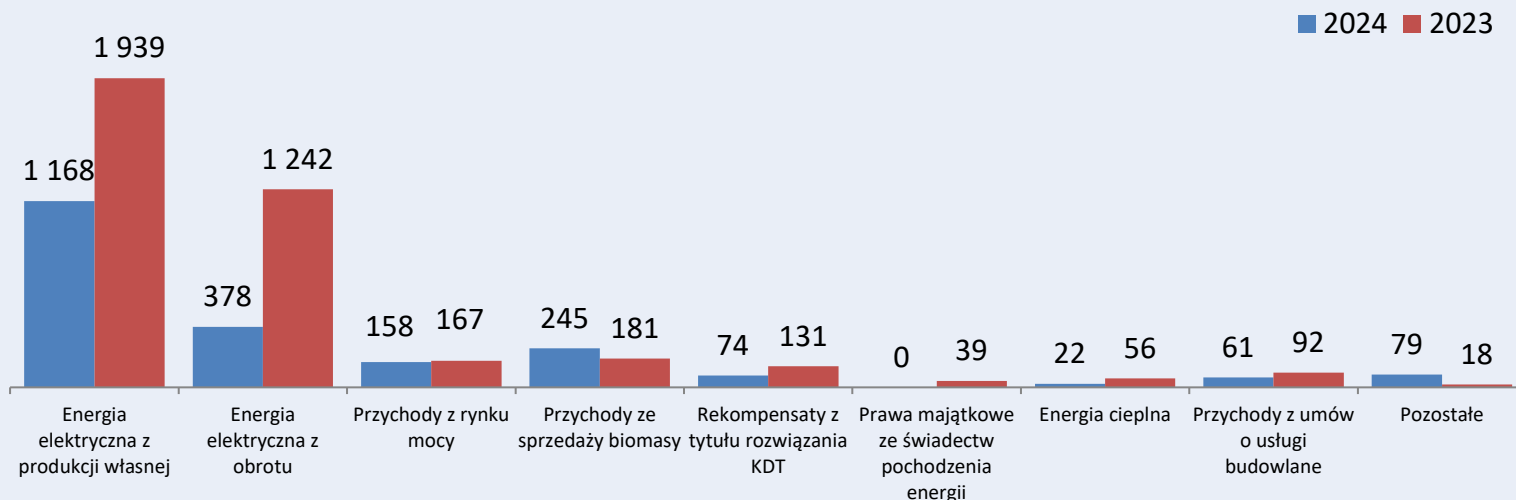


INFORMACJE FINANSOWE



Przychody⁽¹⁾

[mln PLN]



Za spadek o 770,1 mln zł przychodów ze sprzedaży wyprodukowanej energii elektrycznej odpowiada niższa ceny o 37,35% i niższy wolumen energii o 5,92%.

Na zmniejszenie o 863,9 mln zł przychodów z energii elektrycznej zakupionej, obok niższej ceny energii elektrycznej, wpłynęło brak wolumenu sprzedaży realizowanego w analogicznym okresie ubiegłego roku przez PAK – Volt.

Za niższe o 9,5 mln zł przychody z rynku mocy odpowiadają niższe przychody zrealizowane na rynku wtórnym, pomimo wyższej zakontraktowanej ceny w aukcji dla 2024 roku.

Wyższe o 64,0 mln zł przychody ze sprzedaży biomasy są rezultatem wyłączenia w ramach konsolidacji przychodów realizowanych w 1P 2023 roku.

Niższe o 56,8 mln zł rekompensaty KDT to efekt wyczerpania w 2024 roku puli środków w ramach przyznanej pomocy.

Brak przychodów z praw majątkowych w 2024 roku w związku z nieposiadaniem jednostek, z których są wytwarzane zielone certyfikaty.

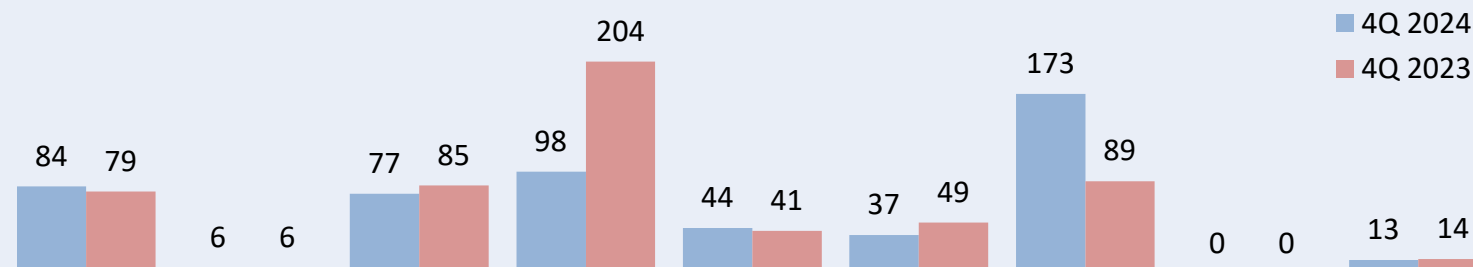
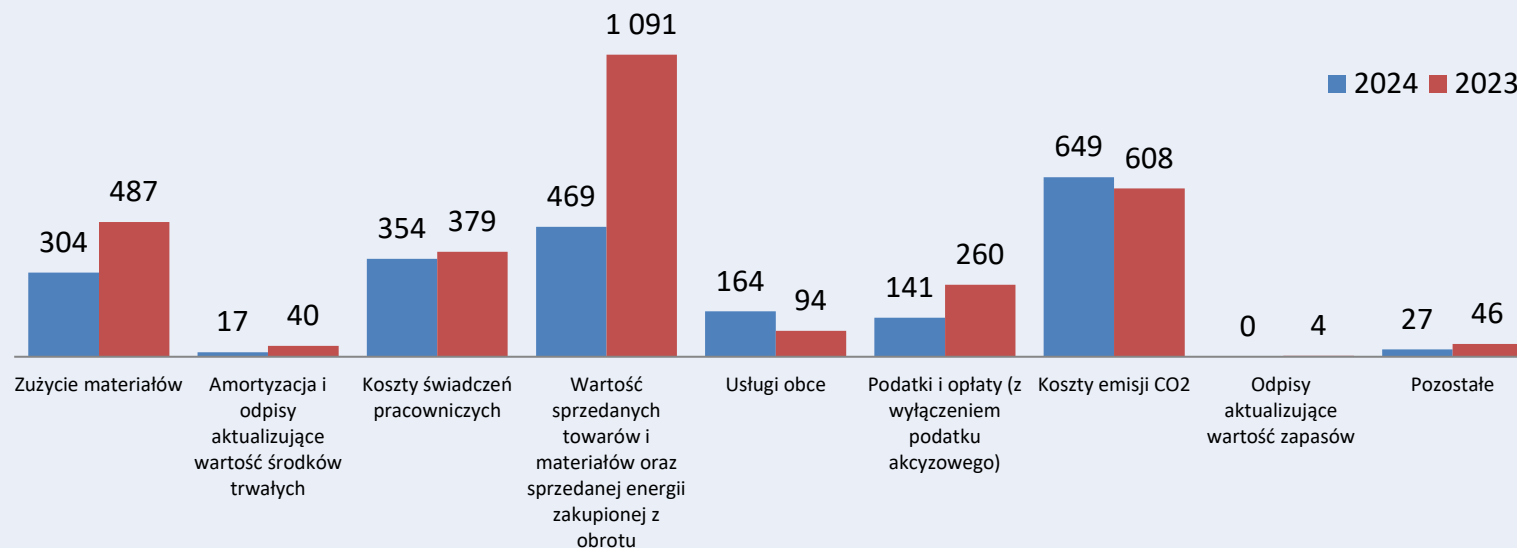
Spadek o 34,0 mln zł przychodów ze sprzedaży ciepła nastąpił w efekcie spadku wolumenu sprzedaży w związku z zaprzestaniem konsolidowania sprzedaży ciepła do miasta Konin realizowanego aktualnie przez Grupę Polsat Plus.

Spadek o 31,0 mln zł przychodów z umów o usługi budowlane jest rezultatem mniejszego zakresu realizacji w spółce PAK Serwis w segmencie remontowym.

⁽¹⁾ Przychody łącznie z działalności kontynuowanej i zaniechanej.

Koszty rodzajowe⁽¹⁾

[mln PLN]



Za spadek o 182,2 mln zł zużycia materiałów przede wszystkim odpowiada brak kosztów zużywanej biomasy oraz spadek ceny kupowanej energii elektrycznej na własne potrzeby.

Za spadek o 20,8 mln zł amortyzacji odpowiada brak amortyzacji, która przypisana była do sprzedanej części biznesu dotyczącego OZE.

Za spadek o 25,4 mln zł kosztów świadczeń pracowniczych odpowiada spadek stanu zatrudnienia o 276 etatów.

Za spadek o 622,2 mln zł wartości zakupionej energii do odsprzedaży i pozostałych materiałów odpowiada przede wszystkim niższa cena zakupu i mniejszy wolumen obrotu energią, w tym brak wolumenu realizowanego w analogicznym okresie ubiegłego roku przez spółkę PAK – Volt.

Wyższe o 70,0 mln zł usługi obce to rezultat większego zakresu wykorzystania usług obcych, jak również realizowany w 2024 remont kapitalny bloku 9 (El. Pątnów II).

Za spadek o 119,6 mln zł wysokości podatków odpowiada brak opłaty na fundusz wypłaty różnicy ceny.

Wyższe o 41,0 mln zł koszty emisji są wynikiem wzrostu wolumenu emisji o 12,12%, przy jednoczesnym obniżeniu ceny uprawnień o 6,02%.

⁽¹⁾ Koszty rodzajowe łącznie z działalności kontynuowanej i zaniechanej.

EBITDA 2024⁽¹⁾

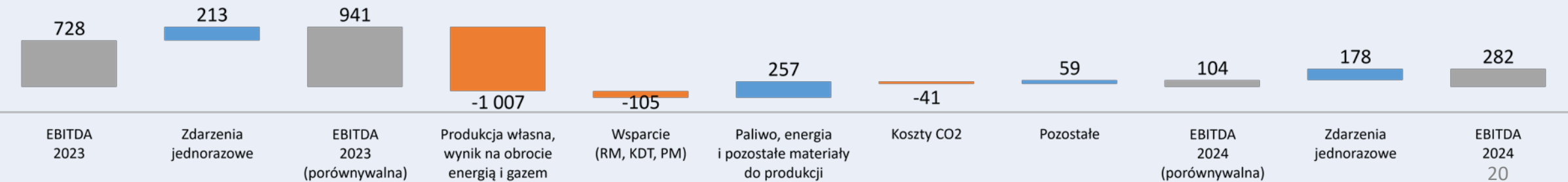
[mln PLN]



	2024	2023
Przychody ze sprzedaży	2 185	3 865
Zmiana %	(43,46)%	(7,98)%
Koszt własny sprzedaży	(1 823)	(2 606)
Zysk brutto ze sprzedaży	363	1 259
Marża %	16,61%	32,57%
Pozostałe przychody operacyjne	56	72
Koszty sprzedaży	(1)	(8)
Koszty ogólnego zarządu	(158)	(162)
Pozostałe koszty operacyjne	(50)	(502)
Udział w zysku jednostek stowarzyszonych wycenionych metodą praw własności	55	29
EBIT	265	688
Marża %	12,13%	17,80%
Amortyzacja i odpisy aktualizujące	17	40
EBITDA ⁽²⁾	282	728
Marża %	12,91%	18,84%

- (1) EBITDA razem z działalności kontynuowanej i zaniechanej.
- (2) **EBITDA** niższa o 447 mln PLN (-61,34%) -> po doprowadzeniu do porównywalności **niższa o 837 mln PLN (-88,95%)**
- porównywalna EBITDA za 2024 rok wyniosła 104 mln zł -> wartość 282 mln zł uwzględnia udział w zysku jednostek stowarzyszonych wycenianych metodą praw własności (+55) oraz efekt zmniejszenia salda rezerwy na przyszłą rekultywację eksploatowanych odkrywek węgla (+123)
- porównywalna EBITDA za 2023 rok wyniosła 941 mln zł -> wartość 728 mln zł to efekt zwiększenia salda rezerwy na przyszłą rekultywację eksploatowanych odkrywek węgla (-263) oraz rozwiązania rezerwy na likwidację środków trwałych w elektrowniach (+21) oraz uwzględnia udział w zysku jednostek stowarzyszonych wycenianych metodą praw własności (+29)
- (-1007) brak opłaty na fundusz wypłaty różnicy ceny, wyższe przychody z usług systemowych, niższe przychody z ciepła, niższy wynik zrealizowany na sprzedaży energii zakupionej, niższe przychody z energii własnej
- (-105) niższe przychody z Rynku Mocy, niższe przychody z KDT, brak przychodów z praw majątkowych
- (+257) brak kosztów biomasy, niższe koszty energii (w kopalniach), podobne koszty pozostałych paliw i materiałów (mazut, olej opałowy, sorbent, pozostałe materiały chemiczne do produkcji) wyższe koszty węgla zakupionego
- (-41) wyższe koszty uprawnień do emisji dwutlenku węgla
- (+59) lepszy wynik na pozostałej działalności operacyjnej, wyższe pozostałe przychody, niższe koszty świadczeń pracowniczych i niższe pozostałe koszty, ale wyższe koszty usług obcych i mniejsze przychody z umów budowlanych, wyższe pozostałe podatki, wyższe pozostałe koszty zużycia materiałów

Zmiany EBITDA



EBITDA 4Q 2024⁽¹⁾

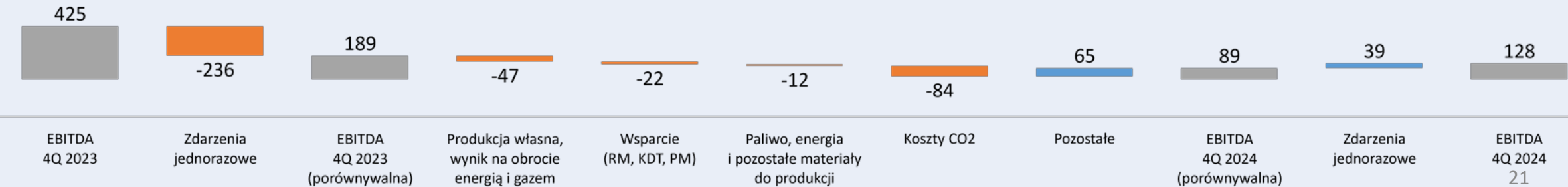
[mln PLN]



	4Q 2024	4Q 2023
Przychody ze sprzedaży	623	829
Zmiana %	(24,84)%	(25,13)%
Koszt własny sprzedaży	(453)	(453)
Zysk brutto ze sprzedaży	170	376
Marża %	27,28%	45,35%
Pozostałe przychody operacyjne	15	(30)
Koszty sprzedaży	0	0
Koszty ogólnego zarządu	(47)	(42)
Pozostałe koszty operacyjne	(23)	86
Udział w zysku (stracie) jednostek stowarzyszonych wycenionych metodą praw własności	7	29
EBIT	122	419
Marża %	19,58%	50,54%
Amortyzacja	6	6
EBITDA ⁽²⁾	128	425
Marża %	20,54%	51,27%

- (1) EBITDA razem z działalności kontynuowanej i zaniechanej.
- (2) **EBITDA** niższa o 297 mln PLN (-69,88%) -> po doprowadzeniu do porównywalności **niższa o 100 mln PLN (-51,91%)**
- porównywalna EBITDA za 4Q 2024 wyniosła 89 mln zł -> wartość 128 mln zł uwzględnia udział w zysku jednostek stowarzyszonych wycenianych metodą praw własności (+7) oraz efekt zmniejszenia salda rezerwy na przyszłą rekultywację eksploatowanych odkrywek węgla (+32)
- porównywalna EBITDA za 4Q 2023 wyniosła 189 mln zł -> wartość 425 mln zł to efekt zmniejszenia salda rezerwy na przyszłą rekultywację eksploatowanych odkrywek węgla (+186) oraz rozwiązania rezerwy na likwidację środków trwałych w elektrowniach (+21) oraz uwzględnia udział w zysku jednostek stowarzyszonych wycenianych metodą praw własności (+29)
- (-47) wyższe przychody z energii własnej, wyższe przychody z usług systemowych, brak opłaty na fundusz wypłaty różnicy ceny, trochę wyższe przychody z ciepła, niższy wynik zrealizowany na sprzedaży energii zakupionej,
- (-22) wyższe przychody z Rynku Mocy, brak przychodów z KDT
- (-12) niższe koszty energii (w kopalniach), wyższe koszty pozostałych paliw i materiałów (mazut, olej opałowy, sorbent, pozostałe materiały chemiczne do produkcji), wyższe koszty węgla zakupionego
- (-84) wyższe koszty uprawnień do emisji dwutlenku węgla
- (+65) wyższe pozostałe przychody, niższe koszty świadczeń pracowniczych i niższe pozostałe koszty, ale wyższe koszty usług obcych i mniejsze przychody z umów budowlanych, wyższe pozostałe podatki, wyższe pozostałe koszty zużycia materiałów

Zmiany EBITDA



Działalność finansowa, podatek i wynik netto⁽¹⁾

[mln PLN]



	2024	2023	4Q 2024	4Q 2023
EBIT	265	688	122	419
Przychody finansowe ⁽²⁾	28	66	8	12
Koszty finansowe ⁽³⁾	(51)	(135)	(13)	(59)
Zysk ze zbycia inwestycji oraz wyceny zatrzymanej inwestycji	-	219	-	219
Zysk (Strata) brutto	241	839	117	592
Podatek dochodowy (obciążenie podatkowe) ⁽⁴⁾	21	(116)	7	(69)
<i>Efektywna stopa podatkowa</i>	<i>(8,71)%</i>	<i>13,83%</i>	<i>(5,98)%</i>	<i>11,66%</i>
Zysk (Strata) netto za okres obrotowy	263	723	124	523
<i>Marża %</i>	<i>12,04%</i>	<i>18,71%</i>	<i>19,90%</i>	<i>63,09%</i>

⁽¹⁾ Wartości razem z działalności kontynuowanej i zaniechanej.

⁽²⁾ Za wysokość przychodów finansowych odpowiadają przede wszystkim przychody odsetkowe (24,9 mln zł), które są niższe o 33,7 mln zł od zrealizowanych w 2023 roku.

⁽³⁾ Za wysokość kosztów finansowych przede wszystkim odpowiadają odwrócona wartość dyskonta rezerwy na rekultywację, strata zrealizowana na sprzedaży wierzytelności oraz zrealizowane ujemne różnice kursowe. W analogicznym okresie ubiegłego roku największą wartość stanowiły koszty odsetkowe i ujemne różnice kursowe.

⁽⁴⁾ Na dodatnią wartość podatków w wysokości 21,4 milionów złotych składa się głównie bieżący podatek w wysokości 2,5 mln zł i ujemny odroczony podatek w wysokości 23,5 mln zł związany głównie z powstaniem i odwróceniem różnic przejściowych.

EBIT --> zysk netto



Skonsolidowany rachunek przepływów pieniężnych

[mln PLN]



	2024	2023
zysk (strata) brutto	242	839
amortyzacja	17	38
wynik na działalności inwestycyjnej i finansowej	(64)	368
zmiany kapitału obrotowego ⁽¹⁾	925	561
podatek dochodowy	(16)	(94)
nabycie uprawnień do emisji CO ₂ ⁽²⁾	(628)	(1 698)
inne	4	(453)
Środki pieniężne netto z działalności operacyjnej	480	(439)
wydatki inwestycyjne w rzeczowe aktywa trwałe oraz wartości niematerialne i prawne ⁽³⁾	(482)	(576)
pozostałe wpływy i wydatki	4	87
Środki pieniężne netto z działalności inwestycyjnej	(478)	(489)
spłaty kredytów, pożyczek, leasingów i papierów dłużnych	(30)	-
odsetki zapłacone	(0)	(1)
Środki pieniężne netto z działalności finansowej	(30)	(1)
Zmiana stanu środków pieniężnych i ekwiwalentów	(28)	(929)
Stan środków na początek	534	1 463
Stan środków na koniec	506	534

- (1) Za wyższą dodatnią zmianą kapitału obrotowego odpowiada przede wszystkim zmniejszenie stanu należności (w poprzednim roku należności wzrosły w trakcie roku).
- (2) Poziom wydatków na zakup uprawnień do emisji dwutlenku węgla w 2024 roku prawie dokładnie odpowiada poziomowi kosztów emisji w wyniku dokonanego w grudniu 2024 roku wykupowi ponad 90% zawartych kontraktów. Na wysoki poziom wydatków w 2023 roku złożyły się transakcje wykupu, które dotyczyły 2023 roku, jak i w dużej mierze 2022 roku.
- (3) Na wydatki inwestycyjne składają się głównie wydatki na rozwój projektu budowy bloku gazowo-parowego w Turku oraz projektu budowy farmy wiatrowej Opole.

INWESTYCJE



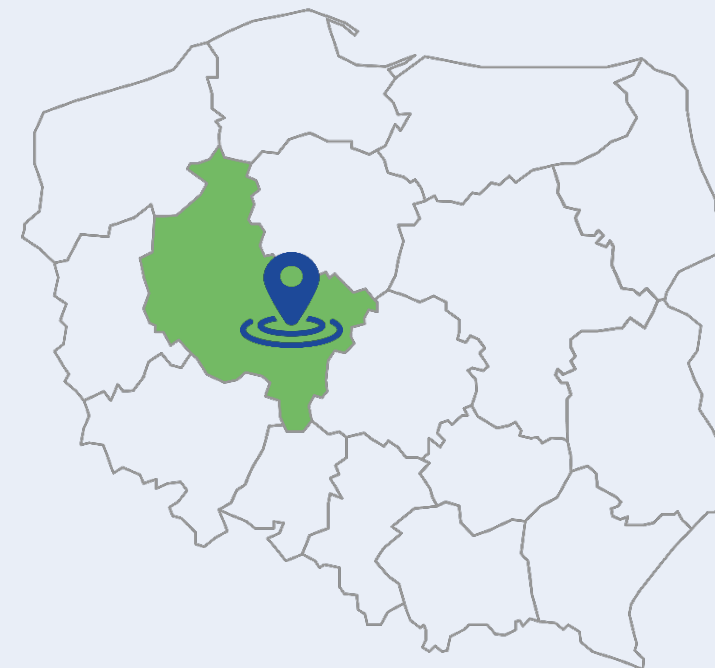
Projekt budowy bloku gazowo-parowego (CCGT – Combined Cycle Gas Turbine) w Turku

NAZWA PROJEKTU	LOKALIZACJA	MOC ZAINSTALOWANA	FAZA PROJEKTU	PRODUKCJA
CCGT Adamów	Blok: miasto Turek, woj. wielkopolskie Gazociągi: gmina Turek, gmina Przykona w miejscu nieistniejącej węglowej elektrowni Adamów	562 MW	Realizacja	3 kw. 2027

KLUCZOWE PARAMETRY

Jednostka jednowałowa: z jedną turbiną gazową SGT4 4000F, generatorem SGEN5-3000W, kotłem odzyskowym (HRSG), turbozespołem parowym kondensacyjnym SST5-5000 i chłodnią wentylatorową mokrą

- » Moc zainstalowana netto: 562 MW
- » Wygrana aukcja rynku mocy: 400 390 PLN/MW/rok (przez 17 lat), 493 MW
- » Oczekiwany czas eksploatacji: 25 lat



Projekt budowy bloku gazowo-parowego (CCGT – Combined Cycle Gas Turbine) w Turku

STATUS PRAC

- Produkcja wszystkich kluczowych urządzeń elektrowni (turbina gazowa, turbina parowa, generator, skraplacz, kocioł odzysknicowy, transformator blokowy) jest w toku i przebiega zgodnie z harmonogramem. Transport na budowę pierwszych elementów rozpocznie się w 1 kwartale 2025.
- W 2 kwartale 2024 roku zakończono mobilizację na budowie oraz rozpoczęto prace budowlane (wykopy pod budynki główne).
- W 4 kwartale 2024 wykonano na placu budowy dodatkowe badania geotechniczne gruntu w związku ze zidentyfikowanymi ryzykami terenu budowy (podziemne nieciągłości w gruncie). Po analizie wyników tych badań prace fundamentowe rozpoczną się w 1 kwartale 2025.
- Zaawansowanie realizacji umowy EPC na koniec 2024 roku: 33,4%
- Oddanie elektrowni do eksploatacji przewidywane jest w trzecim kwartale 2027 roku.



Wykopy pod budynki główne elektrowni



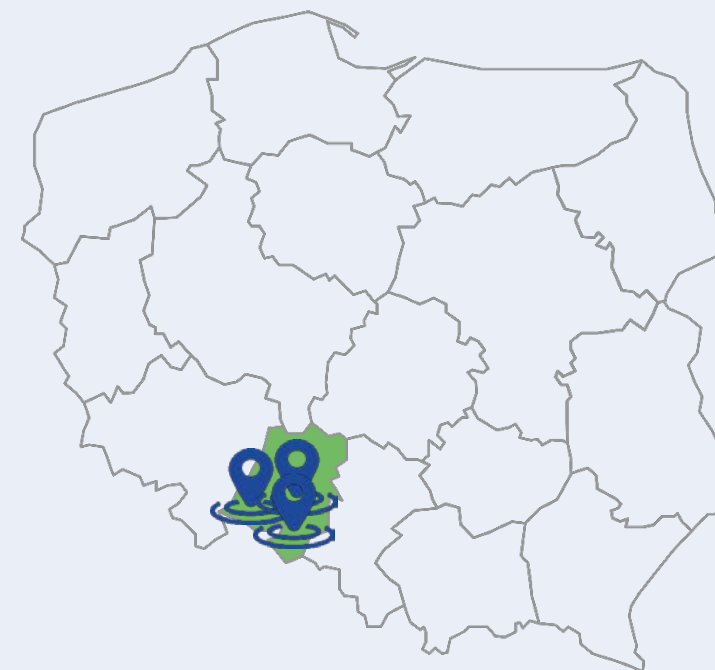
Plac budowy przyszłej elektrowni CCGT Adamów



NAZWA PROJEKTU	LOKALIZACJA	MOC	IŁOŚĆ TURBIN	ETAP PROJEKTU	PRODUKCJA
FW Opole	Województwo: opolskie Powiat: kędzierzyńsko- kozielski, prudnicki, głubczycki	ok. 500 MW	ok. 130	Dewelopment	2030 r.

STATUS PRAC

- Projekt został nabyty w czerwcu 2024 r. poprzez przejęcie udziałów w spółkach Energia Przykona sp. z o.o. i Neo Energia Przykona X sp. z o.o.
- W ramach projektu planowana jest budowa farm wiatrowych o łącznej mocy ok. 500 MW, na obszarze trzech powiatów województwa opolskiego.
- Projekt posiada ważne warunki przyłączeniowe.
- Aktualnie trwają prace deweloperskie w celu przygotowania projektu do budowy.



Niniejsza prezentacja („Prezentacja”) ma charakter wyłącznie informacyjny i nie należy jej traktować jako porady inwestycyjnej.

Prezentacja została sporządzona przez ZE PAK SA („Spółka”).

Odbiorcy Prezentacji ponoszą wyłączną odpowiedzialność za własne analizy i oceny rynku oraz sytuacji rynkowej Spółki i potencjalnych wyników Spółki w przyszłości, dokonane w oparciu o informacje zawarte w Prezentacji.

Spółka ani żaden jej podmiot zależny nie ponosi odpowiedzialności za skutki decyzji podjętych na podstawie lub w oparciu o informacje zawarte w Prezentacji.

Spółka ani żaden jej podmiot zależny nie ma obowiązku przekazywania do publicznej wiadomości aktualizacji i zmian informacji, danych oraz oświadczeń znajdujących się w Prezentacji.

Spółka zwraca uwagę osobom zapoznającym się z Prezentacją, że jedynym wiarygodnym źródłem danych dotyczących wyników finansowych Spółki, a także prognoz, zdarzeń oraz wskaźników jej dotyczących są raporty bieżące i okresowe przekazywane przez Spółkę w ramach wykonywania obowiązków informacyjnych spółki publicznej.