

SKONSOLIDOWANE SPRAWOZDANIE FINANSOWE

Grupy Kapitałowej PGE Polska Grupa Energetyczna S.A.
za rok 2024

zakończony dnia 31 grudnia 2024 roku
zgodne z MSSF UE (w milionach złotych)



Polska Grupa Energetyczna

Zastrzeżenie: ten dokument nie stanowi wersji oficjalnej skonsolidowanego sprawozdania finansowego i jest kopią w formacie pdf sprawozdania, które zostało opublikowane w formacie xhtml

WYBRANE SKONSOLIDOWANE DANE FINANSOWE GRUPY KAPITAŁOWEJ PGE

	Rok zakończony 31 grudnia		Rok zakończony 31 grudnia	
	2024	2023	2024	2023
	mln PLN		mln EUR	
Przychody ze sprzedaży	64.483	95.964	14.981	21.192
Strata z działalności operacyjnej	(65)	(3.431)	(15)	(758)
Strata brutto	(772)	(4.055)	(179)	(895)
Strata netto	(3.088)	(4.902)	(717)	(1.083)
Strata netto przypadająca akcjonariuszom jednostki dominującej	(3.163)	(5.012)	(735)	(1.107)
Całkowite dochody	(2.360)	(6.673)	(548)	(1.474)
Środki pieniężne netto z działalności operacyjnej	10.806	3.269	2.511	722
Środki pieniężne netto z działalności inwestycyjnej	(10.300)	(11.451)	(2.393)	(2.529)
Środki pieniężne netto z działalności finansowej	(2.176)	2.328	(506)	514
Zmiana netto stanu środków pieniężnych i ich ekwiwalentów	(1.670)	(5.854)	(388)	(1.293)
Strata netto na akcję przypadająca akcjonariuszom jednostki dominującej (w PLN/EUR na akcję)	(1,41)	(2,23)	(0,33)	(0,49)
Rozwodniona strata netto na akcję przypadającą akcjonariuszom jednostki dominującej (w PLN/EUR na akcję)	(1,41)	(2,23)	(0,33)	(0,49)
Średnioważona liczba akcji wyemitowanych akcji zwykłych zastosowana do obliczenia zysku na jedną akcję	2.243.712.994	2.243.712.994	2.243.712.994	2.243.712.994

	Stan na dzień		Stan na dzień	
	31 grudnia 2024	31 grudnia 2023	31 grudnia 2024	31 grudnia 2023
	mln PLN		mln EUR	
Aktywa trwale	76.302	78.340	17.857	18.017
Aktywa obrotowe	27.692	35.103	6.481	8.073
Aktywa razem	103.994	113.443	24.337	26.091
Kapitał własny	45.529	47.855	10.655	11.006
Kapitał własny przypadający akcjonariuszom jednostki dominującej	44.471	46.874	10.407	10.781
Kapitał podstawowy	19.184	19.184	4.490	4.412
Zobowiązania długoterminowe	23.749	23.378	5.558	5.377
Zobowiązania krótkoterminowe	34.716	42.210	8.125	9.708
Liczba akcji stan na koniec okresu sprawozdawczego	2.243.712.994	2.243.712.994	2.243.712.994	2.243.712.994
Wartość księgowa na akcję (w PLN/EUR na akcję)	19,82	20,89	4,64	4,80
Rozwodniona wartość księgowa na akcję (w PLN/EUR na akcję)	19,82	20,89	4,64	4,80

Powyższe dane finansowe zostały przeliczone na EUR według następujących zasad:

- poszczególne pozycje aktywów oraz kapitałów i zobowiązań – według średniego kursu określonego przez Narodowy Bank Polski na dzień 31 grudnia 2024 roku - 4,2730 EUR/PLN oraz 31 grudnia 2023 roku - 4,3480 EUR/PLN.
- poszczególne pozycje sprawozdania z całkowitych dochodów oraz sprawozdania z przepływów pieniężnych – według kursu stanowiącego średnią arytmetyczną średnich kursów określonych przez Narodowy Bank Polski na ostatni dzień każdego miesiąca okresu obrotowego od 1 stycznia 2024 roku do 31 grudnia 2024 roku - 4,3042 EUR/PLN; dla okresu od 1 stycznia 2023 roku do 31 grudnia 2023 roku - 4,5284 EUR/PLN.

SPIS TREŚCI

SKONSOLIDOWANE SPRAWOZDANIE Z CAŁKOWITYCH DOCHODÓW	6
SKONSOLIDOWANE SPRAWOZDANIE Z SYTUACJI FINANSOWEJ	7
SKONSOLIDOWANE SPRAWOZDANIE ZE ZMIAN W KAPITAŁACH WŁASNYCH	8
SKONSOLIDOWANE SPRAWOZDANIE Z PRZEPŁYWÓW PIENIĘŻNYCH	9
INFORMACJE OGÓLNE, PODSTAWY SPORZĄDZENIA SPRAWOZDANIA FINANSOWEGO I INNE INFORMACJE OBJAŚNIAJĄCE	10
1. Informacje ogólne	10
1.1 Informacje o jednostce dominującej	10
1.2 Informacje o Grupie Kapitałowej PGE	11
1.3 Skład Grupy Kapitałowej PGE	12
1.4 Rozliczenie nabycia nowych spółek zależnych	16
2. Podstawa sporządzenia sprawozdania finansowego	16
2.1 Oświadczenie o zgodności	16
2.2 Waluta prezentacji i waluta funkcjonalna	16
2.3 Nowe standardy i interpretacje, które zostały opublikowane, a nie weszły jeszcze w życie	16
2.4 Profesjonalny osąd kierownictwa i szacunki	17
3. Testy na utratę wartości rzeczowych aktywów trwałych, wartości niematerialnych, prawa do użytkowania składników aktywów oraz wartości firmy	18
3.1 Założenia do testów na utratę wartości	18
3.2 Opis założeń dla segmentu Energetyka Konwencjonalna	21
3.3 Opis założeń dla segmentu PGE Energetyka Kolejowa	23
3.4 Analiza przesłanek dla segmentu Ciepłownictwo	24
3.5 Analiza przesłanek dla segmentu Energetyka Odnawialna	25
3.6 Analiza przesłanek dla PGE Gryfino Dolna Odra	26
3.7 Analiza przesłanek dla projektu Morska Energetyka Wiatrowa	26
3.8 Rzeczowe aktywa trwałe segmentu Dystrybucja	27
4. Wybrane, istotne zasady rachunkowości	27
5. Zmiana zasad rachunkowości i prezentacji danych	29
NOTY OBJAŚNIAJĄCE DO SKONSOLIDOWANEGO SPRAWOZDANIA FINANSOWEGO	30
NOTY OBJAŚNIAJĄCE DO SEGMENTÓW OPERACYJNYCH	30
6. Informacje dotyczące segmentów działalności	30
6.1 Informacje dotyczące segmentów operacyjnych	32
6.2 Informacje dotyczące obszarów geograficznych	34
NOTY OBJAŚNIAJĄCE DO SKONSOLIDOWANEGO SPRAWOZDANIA Z CAŁKOWITYCH DOCHODÓW	35
7. Przychody i koszty	35
7.1 Przychody ze sprzedaży	35
7.2 Koszty w układzie rodzajowym i kalkulacyjnym	40
7.3 Pozostałe przychody i koszty operacyjne	43
7.4 Przychody i koszty finansowe	44
7.5 Udział w wyniku jednostek wykazywanych metodą praw własności	45
8. Podatek dochodowy	45
8.1 Podatek w sprawozdaniu z całkowitych dochodów	46
8.2 Efektywna stawka podatkowa	46

NOTY OBJAŚNIAJĄCE DO SKONSOLIDOWANEGO SPRAWOZDANIA Z SYTUACJI FINANSOWEJ 47

9.	Rzeczowe aktywa trwałe	47
10.	Wartości niematerialne oraz wartość firmy	51
11.	Prawa do użytkowania składników aktywów	54
12.	Udziały i akcje wykazywane metodą praw własności	56
13.	Podatek odroczony w sprawozdaniu z sytuacji finansowej.....	57
13.1	Aktywa z tytułu podatku odroczonego	58
13.2	Zobowiązania z tytułu podatku odroczonego	59
14.	Zapasy	60
15.	Uprawnienia do emisji CO ₂ na własne potrzeby	61
16.	Pozostałe aktywa krótko i długoterminowe.....	62
16.1	Pozostałe aktywa długoterminowe	62
16.2	Pozostałe aktywa krótkoterminowe	62
17.	Środki pieniężne i ich ekwiwalenty	63
18.	Majątek socjalny oraz zobowiązania ZFŚS.....	64
19.	Kapitały własne.....	64
19.1	Kapitał podstawowy.....	65
19.2	Kapitał zapasowy	66
19.3	Kapitał z wyceny instrumentów finansowych	66
19.4	Różnice kursowe z przeliczenia	66
19.5	Niepodzielony wynik finansowy oraz ograniczenia w wypłacie dywidendy	66
19.6	Kapitały własne przypisane udziałom niekontrolującym	67
19.7	Zysk/(strata) przypadający na jedną akcję	67
19.8	Dywidendy wypłacone i zaproponowane do zapłaty	68
20.	Rezerwy	68
20.1	Rezerwa na koszty rekultywacji	71
20.2	Rezerwa na koszty emisji CO ₂	72
20.3	Rezerwa na prawa majątkowe przeznaczone do umorzenia	72
20.4	Rezerwa na umowy rodzące obciążenia	72
20.5	Pozostałe rezerwy	73
21.	Świadczenia pracownicze	73
22.	Rozliczenia międzyokresowe przychodów i dotacje rządowe.....	75
22.1	Długoterminowe rozliczenia międzyokresowe przychodów i dotacje rządowe	75
22.2	Krótkoterminowe rozliczenia międzyokresowe przychodów i dotacje rządowe.....	76
23.	Pozostałe zobowiązania niefinansowe	76
23.1	Pozostałe zobowiązania niefinansowe długoterminowe	76
23.2	Pozostałe zobowiązania niefinansowe krótkoterminowe	76

NOTY OBJAŚNIAJĄCE DO INSTRUMENTÓW FINANSOWYCH 77

24.	Instrumenty finansowe	77
24.1	Opis istotnych pozycji w ramach poszczególnych kategorii instrumentów finansowych	78
24.2	Wartość godziwa instrumentów finansowych.....	86
24.3	Hierarchia wartości godziwej	86
24.4	Wpływ poszczególnych kategorii instrumentów finansowych na przychody i koszty finansowe	91
24.5	Zabezpieczenia spłaty wierzytelności i zobowiązań.....	91
25.	Cele i zasady zarządzania ryzykiem finansowym.....	92
25.1	Ryzyko rynkowe.....	92

25.2	Ryzyko płynności.....	97
25.3	Ryzyko kredytowe	98
25.4	Ryzyko klimatyczne	102
25.5	Ryzyko rynkowe (finansowe) – analiza wrażliwości	106
25.6	Rachunkowość zabezpieczeń	109

NOTY OBJAŚNIAJĄCE DO SPRAWOZDANIA Z PRZEPIYWÓW PIENIĘŻNYCH 113

26.	Sprawozdanie z przepływów pieniężnych	113
26.1	Przepływy środków pieniężnych z działalności operacyjnej.....	113
26.2	Przepływy środków pieniężnych z działalności inwestycyjnej	114
26.3	Przepływy środków pieniężnych z działalności finansowej	115

POZOSTAŁE NOTY OBJAŚNIAJĄCE 116

27.	Zobowiązania i należności warunkowe. Sprawy sądowe	116
27.1	Zobowiązania warunkowe	116
27.2	Pozostałe istotne kwestie związane ze zobowiązaniami warunkowymi.....	117
27.3	Inne sprawy sądowe i sporne	118
28.	Przyszłe zobowiązania inwestycyjne	122
29.	Rozliczenia podatkowe	123
30.	Informacja o podmiotach powiązanych	125
30.1	Jednostki stowarzyszone i współkontrolowane.....	125
30.2	Spółki zależne od Skarbu Państwa	125
30.3	Wynagrodzenie kadry kierowniczej	126
31.	Wynagrodzenie firmy audytorskiej	127
32.	Istotne zdarzenia oraz zdarzenia po zakończeniu okresu sprawozdawczego	127
32.1	Wpływ wojny na terytorium Ukrainy na działalność Grupy PGE	127
32.2	Projekt wydzielenia wytwórczych aktywów węglowych	128
32.3	Realizacja przez PGE Paliwa sp. z o.o. decyzji związanych z zakupem i sprzedażą węgla.....	129
32.4	Zmiany regulacyjne na rynku energii elektrycznej	129
32.5	Zawarcie porozumienia i utworzenie spółki celowej na potrzeby związane z projektem budowy elektrowni jądrowej.....	132
32.6	Realizacja oraz finansowanie Projektu Baltica 2	133
32.7	Podpisanie umów pożyczek z BGK w ramach Krajowego Planu Odbudowy i Zwiększenia Odporności.....	134
33.	Zatwierdzenie sprawozdania finansowego.....	135
34.	Słownik pojęć i skrótów	136

SKONSOLIDOWANE SPRAWOZDANIE Z CAŁKOWITYCH DOCHODÓW

	Nota	Rok zakończony 31 grudnia 2024	Rok zakończony 31 grudnia 2023 dane przekształcone *
PRZYCHODY ZE SPRZEDAŻY	7.1	64.483	95.964
Koszt własny sprzedaży	7.2	(63.165)	(87.931)
ZYSK BRUTTO ZE SPRZEDAŻY		1.318	8.033
Koszty sprzedaży i dystrybucji	7.2	(928)	(8.151)
Koszty ogólnego zarządu	7.2	(1.943)	(1.853)
Pozostałe przychody/(koszty) operacyjne netto	7.3	1.488	(1.460)
STRATA Z DZIAŁALNOŚCI OPERACYJNEJ		(65)	(3.431)
Przychody/(Koszty) finansowe netto, w tym:	7.4	(628)	(626)
<i>Przychody odsetkowe obliczone z zastosowaniem metody efektywnej stopy procentowej</i>		520	1.184
Udział w zysku/(stracie) jednostek wykazywanych metodą praw własności	7.5	(79)	2
STRATA BRUTTO		(772)	(4.055)
Podatek dochodowy	8.1	(2.316)	(847)
STRATA NETTO		(3.088)	(4.902)
INNE CAŁKOWITE DOCHODY			
Pozycje, które mogą w przyszłości zostać rozliczone z wynikiem:		554	(1.068)
Wycena dłużnych instrumentów finansowych	19.3	(4)	11
Wycena instrumentów zabezpieczających	19.3	689	(1.325)
Różnice kursowe z przeliczenia jednostek działających za granicą		(1)	(4)
Podatek odroczone	8.1	(130)	250
Pozycje, które nie będą mogły w przyszłości zostać rozliczone z wynikiem:		174	(703)
Zyski i straty aktuarialne z wyceny rezerw na świadczenia pracownicze	21	216	(868)
Podatek odroczone	8.1	(42)	164
Udział w wyniku jednostek wykazywanych metodą praw własności	7.5	-	1
INNE DOCHODY NETTO		728	(1.771)
RAZEM CAŁKOWITE DOCHODY		(2.360)	(6.673)
STRATA NETTO PRZYPADAJĄCA NA:			
akcjonariuszy jednostki dominującej		(3.163)	(5.012)
udziały niekontrolujące		75	110
CAŁKOWITE DOCHODY PRZYPADAJĄCE NA:			
akcjonariuszy jednostki dominującej		(2.434)	(6.782)
udziały niekontrolujące		74	109
ZYSK/(STRATA) NETTO NA JEDNĄ AKCJĘ PRZYPADAJĄCY AKCJONARIUSZOM JEDNOSTKI DOMINUJĄCEJ (W ZŁOTYCH)	19.7	(1,41)	(2,23)
ROZWODNIONY ZYSK/(STRATA) NETTO NA JEDNĄ AKCJĘ PRZYPADAJĄCY AKCJONARIUSZOM JEDNOSTKI DOMINUJĄCEJ (W ZŁOTYCH)		(1,41)	(2,23)

SKONSOLIDOWANE SPRAWOZDANIE Z SYTUACJI FINANSOWEJ

	Nota	Stan na dzień 31 grudnia 2024	Stan na dzień 31 grudnia 2023
Rzeczowe aktywa trwałe	9	66.941	68.508
Wartości niematerialne	10	1.938	1.952
Prawa do użytkowania składników aktywów	11	1.893	1.852
Należności finansowe	24.1.1	289	254
Instrumenty pochodne i inne aktywa wyceniane w wartości godziwej przez wynik finansowy	24.1.2	310	278
Udziały i akcje oraz pozostałe instrumenty kapitałowe		94	102
Udziały i akcje wykazywane metodą praw własności	12	371	453
Pozostałe aktywa długoterminowe	16.1	1.244	1.147
Uprawnienia do emisji CO ₂ na własne potrzeby	15	69	20
Aktywa z tytułu podatku odroczonego	13.1	3.153	3.774
AKTYWA TRWAŁE		76.302	78.340
Zapasy	14	2.889	3.773
Uprawnienia do emisji CO ₂ na własne potrzeby	15	10.844	10.517
Należności z tytułu podatku dochodowego	26.1	291	967
Instrumenty pochodne i inne aktywa wyceniane w wartości godziwej przez wynik finansowy	24.1.2	169	116
Należności z tytułu dostaw i usług i pozostałe należności finansowe	24.1.1	7.931	10.516
Pozostałe aktywa krótkoterminowe	16.2	1.205	3.181
Środki pieniężne i ich ekwiwalenty	17	4.363	6.033
AKTYWA OBROTOWE		27.692	35.103
SUMA AKTYWÓW		103.994	113.443
Kapitał podstawowy	19.1	19.184	19.184
Kapitał zapasowy	19.2	22.252	28.146
Kapitał z wyceny instrumentów finansowych	19.3	(540)	(1.095)
Różnice kursowe z przeliczenia	19.4	(2)	(1)
Zyski zatrzymane	19.5	3.577	640
KAPITAŁ WŁASNY PRZYPISANY AKCJONARIUSZOM JEDNOSTKI DOMINUJĄCEJ		44.471	46.874
Kapitał własny przypadający udziałom niekontrolującym	19.6	1.058	981
RAZEM KAPITAŁ WŁASNY		45.529	47.855
Rezerwy długoterminowe	20	9.109	9.746
Kredyty bankowe, pożyczki, obligacje i leasing	24.1.3	10.461	10.384
Instrumenty pochodne	24.1.2	782	351
Zobowiązania z tytułu odroczonego podatku dochodowego	13.2	1.470	1.055
Rozliczenia międzyokresowe przychodów i dotacje rządowe	22.1	1.539	1.147
Pozostałe zobowiązania finansowe	24.1.4	205	524
Pozostałe zobowiązania niefinansowe	23.1	183	171
ZOBOWIĄZANIA DŁUGOTERMINOWE		23.749	23.378
Rezerwy krótkoterminowe	20	18.475	23.263
Kredyty bankowe, pożyczki, obligacje i leasing	24.1.3	2.731	4.513
Instrumenty pochodne	24.1.2	509	1.682
Zobowiązania z tytułu dostaw i usług i pozostałe zobowiązania finansowe	24.1.4	8.172	7.609
Zobowiązania z tytułu podatku dochodowego		802	260
Rozliczenia międzyokresowe przychodów i dotacje rządowe	22.2	181	105
Pozostałe zobowiązania niefinansowe	23.2	3.846	4.778
ZOBOWIĄZANIA KRÓTKOTERMINOWE		34.716	42.210
RAZEM ZOBOWIĄZANIA		58.465	65.588
SUMA KAPITAŁÓW I ZOBOWIĄZAŃ		103.994	113.443

SKONSOLIDOWANE SPRAWOZDANIE ZE ZMIAN W KAPITAŁACH WŁASNYCH

	Kapitał podstawowy	Kapitał zapasowy	Kapitał z wyceny instrumentów finansowych	Różnice kursowe z przeliczenia	Zyski zatrzymane	Razem	Udziały niekontrolujące	Razem kapitał własny
Nota	19.1	19.2	19.3	19.4	19.5		19.6	
1 STYCZNIA 2024	19.184	28.146	(1.095)	(1)	640	46.874	981	47.855
Zysk/(Strata) netto za okres sprawozdawczy	-	-	-	-	(3.163)	(3.163)	75	(3.088)
Inne całkowite dochody	-	-	555	(1)	175	729	(1)	728
CAŁKOWITE DOCHODY	-	-	555	(1)	(2.988)	(2.434)	74	(2.360)
Rozliczenie wyniku z lat ubiegłych	-	(5.894)	-	-	5.894	-	-	-
Dywidenda	-	-	-	-	-	-	(1)	(1)
Udział w zmianie kapitałów jednostek współkontrolowanych	-	-	-	-	37	37	-	37
Rozliczenie zakupu dodatkowych udziałów w spółkach zależnych	-	-	-	-	(4)	(4)	4	-
Pozostałe zmiany	-	-	-	-	(2)	(2)	-	(2)
31 GRUDNIA 2024	19.184	22.252	(540)	(2)	3.577	44.471	1.058	45.529

	Kapitał podstawowy	Kapitał zapasowy	Kapitał z wyceny instrumentów finansowych	Różnice kursowe z przeliczenia	Zyski zatrzymane	Razem	Udziały niekontrolujące	Razem kapitał własny
Nota	19.1	19.2	19.3	19.4	19.5		19.6	
1 STYCZNIA 2023	19.184	25.049	(32)	4	9.333	53.538	845	54.383
Zysk/(Strata) netto za okres sprawozdawczy	-	-	-	-	(5.012)	(5.012)	110	(4.902)
Inne całkowite dochody	-	-	(1.063)	(5)	(702)	(1.770)	(1)	(1.771)
CAŁKOWITE DOCHODY	-	-	(1.063)	(5)	(5.714)	(6.782)	109	(6.673)
Rozliczenie wyniku z lat ubiegłych	-	3.097	-	-	(3.097)	-	-	-
Dywidenda	-	-	-	-	-	-	(2)	(2)
Udział w zmianie kapitałów jednostek współkontrolowanych	-	-	-	-	129	129	-	129
Rozliczenie zakupu dodatkowych udziałów w spółkach zależnych	-	-	-	-	(12)	(12)	2	(10)
Podwyższenie kapitału przez udziałowców	-	-	-	-	-	-	28	28
Pozostałe zmiany	-	-	-	-	1	1	(1)	-
31 GRUDNIA 2023	19.184	28.146	(1.095)	(1)	640	46.874	981	47.855

SKONSOLIDOWANE SPRAWOZDANIE Z PRZEPIYWÓW PIENIĘŻNYCH

	Nota	Rok zakończony 31 grudnia 2024	Rok zakończony 31 grudnia 2023
PRZEPIYWY ŚRODKÓW PIENIĘŻNYCH Z DZIAŁALNOŚCI OPERACYJNEJ			
Strata brutto		(772)	(4.055)
Podatek dochodowy zapłacony	26.1	(236)	(1.954)
Korekty o pozycje:			
Udział w zysku / stracie jednostek wycenianych metodą praw własności		79	(2)
Amortyzacja, likwidacja oraz odpisy aktualizujące		12.279	13.455
Odsetki i dywidendy, netto		484	(13)
Zysk na działalności inwestycyjnej	26.1	(221)	488
Zmiana stanu należności	26.1	2.587	(737)
Zmiana stanu zapasów	26.1	791	1.236
Zmiana stanu uprawnień do emisji CO ₂ na własne potrzeby		(376)	(5.669)
Zmiana stanu zobowiązań z wyjątkiem kredytów i pożyczek	26.1	(679)	(1.004)
Zmiana stanu pozostałych aktywów niefinansowych i rozliczeń międzyokresowych	26.1	1.834	(1.073)
Zmiana stanu rezerw	26.1	(5.048)	2.815
Pozostałe		84	(218)
ŚRODKI PIENIĘŻNE NETTO Z DZIAŁALNOŚCI OPERACYJNEJ		10.806	3.269
PRZEPIYWY ŚRODKÓW PIENIĘŻNYCH Z DZIAŁALNOŚCI INWESTYCYJNEJ			
Sprzedaż RAT i WN		20	43
Nabycie RAT i WN	26.2	(10.346)	(9.733)
Założenie lokat powyżej 3 m-cy	26.2	(413)	(237)
Rozwiązanie lokat powyżej 3 m-cy	26.2	354	256
Nabycie aktywów finansowych		(25)	(61)
Nabycie jednostki konsolidowanej metodą pełną, po potrąceniu przejętych środków pieniężnych	26.2	-	(1.820)
Odsetki otrzymane	26.2	137	72
Udzielenie pożyczek	26.2	(20)	-
Sprzedaż pozostałych aktywów finansowych		-	25
Pozostałe		(7)	4
ŚRODKI PIENIĘŻNE NETTO Z DZIAŁALNOŚCI INWESTYCYJNEJ		(10.300)	(11.451)
PRZEPIYWY ŚRODKÓW PIENIĘŻNYCH Z DZIAŁALNOŚCI FINANSOWEJ			
Wpływy z tytułu emisji akcji akcjonariuszom niekontrolującym	26.3	37	157
Wpływy z tytułu zaciągnięcia pożyczek, kredytów	26.3	6.914	9.114
Splata pożyczek, kredytów, leasingu	26.3	(8.790)	(6.365)
Zapłacone odsetki	26.3	(687)	(702)
Otrzymane dotacje do aktywów trwałych		352	128
Pozostałe		(2)	(4)
ŚRODKI PIENIĘŻNE NETTO Z DZIAŁALNOŚCI FINANSOWEJ		(2.176)	2.328
ZMIANA NETTO STANU ŚRODKÓW PIENIĘŻNYCH I ICH EKWIWALENTÓW			
<i>Różnice kursowe netto</i>		(13)	(40)
ŚRODKI PIENIĘŻNE NA POCZĄTEK OKRESU	17	6.033	11.887
ŚRODKI PIENIĘŻNE NA KONIEC OKRESU	17	4.363	6.033

INFORMACJE OGÓLNE, PODSTAWY SPORZĄDZENIA SPRAWOZDANIA FINANSOWEGO I INNE INFORMACJE OBJAŚNIAJĄCE

1. Informacje ogólne

1.1 Informacje o jednostce dominującej

PGE Polska Grupa Energetyczna S.A. została utworzona aktem notarialnym z dnia 2 sierpnia 1990 roku i w dniu 8 września 1990 roku zarejestrowana w Sądzie Rejonowym w Warszawie, XVI Wydział Gospodarczy. Spółka jest wpisana do Krajowego Rejestru Sądowego prowadzonego przez Sąd Rejonowy Lublin-Wschód w Lublinie z siedzibą w Świdniku, VI Wydział Gospodarczy Krajowego Rejestru Sądowego pod numerem KRS 0000059307. Siedziba Spółki znajduje się w Polsce w Lublinie przy Alei Kraśnickiej 27.

W skład Zarządu Spółki na dzień 1 stycznia 2024 roku wchodzili:

- Wojciech Dąbrowski – Prezes Zarządu,
- Wanda Buk – Wiceprezes Zarządu,
- Przemysław Kołodziejak – Wiceprezes Zarządu,
- Lechosław Rojewski – Wiceprezes Zarządu,
- Rafał Włodarski – Wiceprezes Zarządu.

Na dzień zatwierdzenia do publikacji niniejszego skonsolidowanego sprawozdania finansowego skład Zarządu jest następujący:

- Dariusz Marzec – Prezes Zarządu,
- Maciej Górski – Wiceprezes Zarządu,
- Przemysław Jastrzębski – Wiceprezes Zarządu,
- Robert Kowalski – Wiceprezes Zarządu,
- Marcin Laskowski – Wiceprezes Zarządu.

W bieżącym okresie, do dnia zatwierdzenia do publikacji niniejszego skonsolidowanego sprawozdania finansowego miały miejsce następujące zmiany w składzie Zarządu:

	Okres pełnienia funkcji	
	od	do
Wojciech Dąbrowski	20 lutego 2020	7 lutego 2024
Wanda Buk	1 września 2020	7 lutego 2024
Przemysław Kołodziejak	1 maja 2023	4 kwietnia 2024
Lechosław Rojewski	9 czerwca 2021	28 lutego 2024
Rafał Włodarski	9 stycznia 2023	7 lutego 2024
Eryk Kosiński*	7 lutego 2024	17 marca 2024
Małgorzata Banasik**	7 lutego 2024	8 marca 2024
Dariusz Marzec	18 marca 2024	chwili obecnej
Marcin Laskowski	18 marca 2024	chwili obecnej
Robert Kowalski	15 maja 2024	chwili obecnej
Maciej Górski	24 czerwca 2024	chwili obecnej
Przemysław Jastrzębski	15 lipca 2024	chwili obecnej

* Członek Rady Nadzorczej oddelegowany do czasowego pełnienia funkcji Prezesa Zarządu

** Członek Rady Nadzorczej oddelegowany do czasowego pełnienia funkcji Członka Zarządu

Struktura własnościowa

Struktura akcjonariatu jednostki dominującej była następująca:

	Stan na dzień 31 grudnia 2024	Stan na dzień 31 grudnia 2023
Skarb Państwa	60,86%	60,86%
Pozostali akcjonariusze	39,14%	39,14%
Razem	100,00%	100,00%

Struktura własnościowa na poszczególne dni sprawozdawcze została zaprezentowana na podstawie informacji dostępnych w Spółce.

Według informacji dostępnych w Spółce na dzień publikacji niniejszego sprawozdania finansowego jedynym akcjonariuszem posiadającym co najmniej 5% ogólnej liczby głosów na Walnym Zgromadzeniu Akcjonariuszy PGE S.A. jest Skarb Państwa.

1.2 Informacje o Grupie Kapitałowej PGE

Grupa Kapitałowa PGE Polska Grupa Energetyczna S.A. składa się z jednostki dominującej, którą jest PGE S.A. i 79 jednostek zależnych objętych konsolidacją. Konsolidacją objęte są również 2 jednostki stanowiące tzw. wspólną działalność oraz 5 jednostek stowarzyszonych i 1 jednostka współkontrolowana. Dodatkowe informacje na temat jednostek objętych skonsolidowanym sprawozdaniem finansowym zostały zamieszczone w nocie 1.3.

Niniejsze skonsolidowane sprawozdanie finansowe Grupy Kapitałowej PGE obejmuje okres od 1 stycznia 2024 roku do 31 grudnia 2024 roku oraz zawiera dane porównawcze za okres od 1 stycznia 2023 roku do 31 grudnia 2023 roku oraz na dzień 31 grudnia 2023 roku.

Sprawozdania finansowe wszystkich jednostek zależnych sporządzone zostały za ten sam okres sprawozdawczy co sprawozdanie finansowe jednostki dominującej, przy zastosowaniu spójnych zasad rachunkowości.

Podstawowym przedmiotem działania spółek Grupy Kapitałowej PGE jest prowadzenie działalności obejmującej:

- wytwarzanie energii elektrycznej,
- dystrybucję energii elektrycznej, w tym w sieci trakcyjnej,
- obrót hurtowy i detaliczny energią elektryczną, prawami majątkowymi, uprawnieniami do emisji CO₂ oraz gazem ziemnym,
- wytwarzanie i dystrybucję ciepła,
- świadczenie innych usług związanych z realizacją zadań, o których mowa powyżej.

Działalność prowadzona jest na podstawie odpowiednich koncesji przyznanych poszczególnym jednostkom wchodzącym w skład Grupy Kapitałowej PGE. Działalność GK PGE jest prowadzona w głównej mierze na terytorium Polski.

Kontynuacja działalności

Niniejsze sprawozdanie finansowe zostało sporządzone przy założeniu kontynuowania działalności gospodarczej przez istotne spółki Grupy przez okres co najmniej 12 miesięcy od dnia sprawozdawczego.

Na dzień 31 grudnia 2024 roku spółki PGE Obrót S.A., PGE Górnictwo i Energetyka Konwencjonalna S.A. oraz ENESTA sp. z o.o. w restrukturyzacji wykazują ujemne wartości kapitałów własnych i spełniają warunki art. 397 KSH dotyczące zagrożenia dalszego istnienia spółki.

Ujemne wartości kapitałów własnych spółki PGE Obrót S.A. są w głównej mierze wynikiem poniesienia w 2023 roku straty netto w wysokości (2.458) mln PLN, co z kolei jest przede wszystkim skutkiem zmian regulacyjnych dotyczących detalicznego rynku obrotu energią elektryczną a także zatwierdzenia przez Prezesa URE taryfy dla gospodarstw domowych niepokrywającej w pełni kosztów zakupu energii. PGE Obrót S.A. ma dostęp do finansowania udzielanego przez PGE S.A. W dniu 17 lutego 2025 roku pomiędzy PGE Obrót S.A. a PGE S.A. zawarta została nowa umowa pożyczki na okres 3 lat z limitem wynoszącym 1.500,00 mln PLN. W okresie co najmniej 12 miesięcy od dnia sprawozdawczego PGE S.A. nie zamierza sprzedawać ani likwidować PGE Obrót S.A. a także jest w stanie zapewnić spółce odpowiednie wsparcie. W związku z powyższym założenie kontynuacji działalności przez tę spółkę jest uzasadnione. Wpływ zmian regulacyjnych na działalność GK PGE został opisany w nocie 32.4 niniejszego sprawozdania finansowego.

Ujemne wartości kapitałów własnych PGE Górnictwo i Energetyka Konwencjonalna S.A. wynikają przede wszystkim z ujęcia odpisów z tytułu utraty wartości rzeczowych aktywów trwałych w latach ubiegłych oraz w 2024 roku, co zostało opisane w nocie nr 3.2 niniejszego sprawozdania finansowego. W dniu 26 lipca 2024 roku Walne Zgromadzenie PGE GiEK S.A. podjęło uchwałę w sprawie dalszego istnienia tej spółki. Spółka realizuje działania zmierzające do poprawy efektywności, polegające między innymi na:

- podjęciu działań mających na celu zaprzestanie działalności w wybranych lokalizacjach,
- ograniczeniu kosztów remontów aktywów, które mają zostać wyłączone z eksploatacji w niedalekiej przyszłości,
- ograniczeniu kosztów osobowych.

PGE GiEK S.A. ma dostęp do finansowania udzielanego przez PGE S.A., która jest w stanie zapewnić odpowiednie wsparcie w celu kontynuowania przez PGE GiEK S.A. działalności w okresie co najmniej 12 miesięcy od dnia sprawozdawczego. W związku z powyższym założenie kontynuacji działalności przez tę spółkę jest uzasadnione.

Sytuacja spółki ENESTA sp. z o.o. w restrukturyzacji jest wynikiem zawarcia w 2021 roku niekorzystnych umów na dostawę energii elektrycznej oraz gazu ziemnego, które następnie, również w 2021 roku, zostały rozwiązane. W dniu 21 czerwca 2022 roku otwarte zostało postępowanie restrukturyzacyjne (sanacyjne). We wrześniu 2023 roku nastąpiło podwyższenie kapitału ENESTA o 32 mln PLN a w grudniu 2023 roku o kolejne 34 mln PLN. Udziały w podwyższonym kapitale zostały w całości objęte i opłacone przez PGE Obrót S.A. W celu wsparcia płynności spółki ENESTA, PGE S.A. i PGE Obrót S.A. wydłużyły także terminy płatności stosowane w rozliczeniach z ENESTA oraz wyraziły zgody na ratalne spłaty zobowiązań. W związku z opisanym wsparciem oraz realizacją przez ENESTA planu restrukturyzacyjnego, sprawozdanie finansowe tej spółki zostało sporządzone przy założeniu kontynuacji działalności.

Poza opisanymi powyżej kwestiami, na dzień zatwierdzenia do publikacji niniejszego sprawozdania finansowego nie stwierdza się istnienia okoliczności wskazujących na zagrożenie kontynuowania działalności przez istotne spółki Grupy w ciągu 12 miesięcy od dnia sprawozdawczego. Powyższe okoliczności nie wpływają na założenie kontynuacji działalności jako całości.

1.3 Skład Grupy Kapitałowej PGE

1.3.1 Spółki bezpośrednio i pośrednio zależne objęte konsolidacją metodą pełną

	Nazwa jednostki	Jednostka posiadająca udziały	Udział spółek GK PGE na dzień 31 grudnia 2024	Udział spółek GK PGE na dzień 31 grudnia 2023
SEGMENT: OBRÓT				
1.	PGE Polska Grupa Energetyczna S.A. Lublin	Jednostka dominująca		
2.	PGE Dom Maklerski S.A. Warszawa	PGE S.A.	100,00%	100,00%
3.	PGE Obrót S.A. Rzeszów	PGE S.A.	100,00%	100,00%
4.	ENESTA sp. z o.o. w restrukturyzacji Stalowa Wola	PGE Obrót S.A.	94,51%	92,25%
5.	PGE Paliwa sp. z o.o. Kraków	PGE EC S.A.	100,00%	100,00%
6.	Energoserwis – Kleszczów sp. z o.o. Rogowiec	PGE S.A.	51,00%	51,00%
SEGMENT: ENERGETYKA KONWENCJONALNA				
7.	PGE Górnictwo i Energetyka Konwencjonalna S.A. Bełchatów	PGE S.A.	100,00%	100,00%
8.	MegaSerwis sp. z o.o. Bogatynia	PGE GiEK S.A.	100,00%	100,00%
9.	ELMEN sp. z o.o. Wola Grzymalina	PGE GiEK S.A.	100,00%	100,00%
10.	ELTUR-SERWIS sp. z o.o. Bogatynia	PGE GiEK S.A.	100,00%	100,00%
11.	„Betrans” sp. z o.o. Kalisko	PGE GiEK S.A.	100,00%	100,00%
12.	BESTGUM POLSKA sp. z o.o. Rogowiec	PGE GiEK S.A.	100,00%	100,00%
13.	RAMB sp. z o.o. Piaski	PGE GiEK S.A.	100,00%	100,00%
SEGMENT: CIEPŁOWNICTWO				
14.	PGE Energia Ciepła S.A. Warszawa	PGE S.A.	100,00%	100,00%
15.	PGE Toruń S.A. Toruń	PGE EC S.A.	95,34%	95,22%
16.	Zespół Elektrociepłowni Wrocławskich KOGENERACJA S.A. Wrocław	PGE EC S.A.	58,07%	58,07%
17.	Elektrociepłownia Zielona Góra S.A. Zielona Góra	KOGENERACJA S.A.	100,00%	100,00%

	Nazwa jednostki	Jednostka posiadająca udziały	Udział spółek GK PGE na dzień 31 grudnia 2024	Udział spółek GK PGE na dzień 31 grudnia 2023
18.	„MEGAZEC” sp. z o.o. Bydgoszcz	PGE S.A.	100,00%	100,00%
	SEGMENT: GOSPODARKA OBIEGU ZAMKNIĘTEGO			
19.	PGE Ekoserwis S.A. Wrocław	PGE S.A.	100,00%	100,00%
20.	ZOWER sp. z o.o. Rybnik	PGE Ekoserwis S.A.	100,00%	100,00%
	SEGMENT: ENERGETYKA GAZOWA			
21.	PGE Gryfino Dolna Odra sp. z o.o. (poprzednio PGE Gryfino 2050 sp. z o.o.) Warszawa	PGE S.A.	100,00%	100,00%
22.	PGE Nowy Rybnik sp. z o.o. (poprzednio Rybnik 2050 sp. z o.o.) Rybnik	PGE S.A.	100,00%	100,00%
	SEGMENT: ENERGETYKA ODNAWIALNA			
23.	PGE Energia Odnawialna S.A. Warszawa	PGE S.A.	100,00%	100,00%
24.	Elektrownia Wiatrowa Baltica-1 sp. z o.o. Warszawa	PGE S.A.	100,00%	100,00%
25.	Elektrownia Wiatrowa Baltica-4 sp. z o.o. Warszawa	PGE S.A.	66,19%	66,19%
26.	Elektrownia Wiatrowa Baltica-5 sp. z o.o. Warszawa	PGE S.A.	66,19%	66,19%
27.	Elektrownia Wiatrowa Baltica-6 sp. z o.o. Warszawa	PGE S.A.	66,24%	66,24%
28.	Elektrownia Wiatrowa Baltica-7 sp. z o.o. Warszawa	PGE S.A.	55,04%	55,04%
29.	Elektrownia Wiatrowa Baltica-8 sp. z o.o. Warszawa	PGE S.A.	100,00%	100,00%
30.	Elektrownia Wiatrowa Baltica 9 sp. z o.o. Warszawa	PGE S.A.	100,00%	100,00%
31.	Elektrownia Wiatrowa Baltica 10 sp. z o.o. Warszawa	PGE S.A.	100,00%	100,00%
32.	Elektrownia Wiatrowa Baltica 11 sp. z o.o. Warszawa	PGE S.A.	100,00%	100,00%
33.	Elektrownia Wiatrowa Baltica 12 sp. z o.o. Warszawa	PGE S.A.	100,00%	100,00%
34.	PGE Baltica 2 sp. z o.o. Warszawa	PGE S.A.	100,00%	100,00%
35.	PGE Baltica 3 sp. z o.o. Warszawa	PGE S.A.	100,00%	100,00%
36.	PGE Baltica 5 sp. z o.o. Warszawa	PGE Baltica 3 sp. z o.o.	100,00%	100,00%
37.	PGE Baltica 6 sp. z o.o. Warszawa	PGE Baltica 2 sp. z o.o.	100,00%	100,00%
38.	PGE Baltica sp. z o.o. Warszawa	PGE S.A.	100,00%	100,00%
39.	PGE Soleo 2 sp. z o.o. Warszawa	PGE EO S.A.	100,00%	100,00%
40.	Mithra D sp. z o.o. Poznań	PGE EO S.A.	100,00%	100,00%
41.	Mithra F sp. z o.o. Poznań	PGE EO S.A.	100,00%	100,00%
42.	Mithra G sp. z o.o. Poznań	PGE EO S.A.	100,00%	100,00%
43.	Mithra H sp. z o.o. Poznań	PGE EO S.A.	100,00%	100,00%
44.	Mithra I sp. z o.o. Warszawa	PGE EO S.A.	100,00%	100,00%
45.	Mithra K sp. z o.o. Poznań	PGE EO S.A.	100,00%	100,00%
46.	Mithra M sp. z o.o. Poznań	PGE EO S.A.	100,00%	100,00%
47.	Mithra N sp. z o.o. Poznań	PGE EO S.A.	100,00%	100,00%
48.	Mithra O sp. z o.o. Poznań	PGE EO S.A.	100,00%	100,00%
49.	Mithra P sp. z o.o. Poznań	PGE EO S.A.	100,00%	100,00%
50.	LongWing Polska sp. z o.o. Warszawa	PGE EO S.A.	100,00%	100,00%

	Nazwa jednostki	Jednostka posiadająca udziały	Udział spółek GK PGE na dzień 31 grudnia 2024	Udział spółek GK PGE na dzień 31 grudnia 2023
	SEGMENT: DYSTRYBUCJA			
51.	PGE Dystrybucja S.A. Lublin	PGE S.A.	100,00%	100,00%
	SEGMENT: ENERGETYKA KOLEJOWA			
52.	PGE Energetyka Kolejowa Holding sp. z o.o. Warszawa	PGE S.A.	100,00%	100,00%
53.	PGE Energetyka Kolejowa S.A. Warszawa	PGE EKH sp. z o.o.	100,00%	100,00%
54.	PGE Energetyka Kolejowa Obsługa sp. z o.o. Warszawa	PGE EKH sp. z o.o.	100,00%	100,00%
55.	PGE Energetyka Kolejowa CUW sp. z o.o. Łódź	PGE EKH sp. z o.o.	100,00%	100,00%
56.	Energetyka Kolejowa Budownictwo sp. z o.o. Warszawa	PGE EKH sp. z o.o.	100,00%	100,00%
57.	Energetyka Kolejowa sp. z o.o. Warszawa	PGE EKH sp. z o.o.	100,00%	100,00%
58.	Energetyka Kolejowa Obrót sp. z o.o. Warszawa	PGE EKH sp. z o.o.	100,00%	100,00%
59.	Cedton Investments sp. z o. o. Warszawa	PGE EKH sp. z o.o.	100,00%	100,00%
60.	Remton Investments sp. z o. o. Warszawa	PGE EKH sp. z o.o.	100,00%	100,00%
	SEGMENT: DZIAŁALNOŚĆ POZOSTAŁA			
61.	PGE Systemy S.A. Warszawa	PGE S.A.	100,00%	100,00%
62.	PGE Sweden AB (publ) Sztokholm	PGE S.A.	100,00%	100,00%
63.	PGE Synergia sp. z o.o. Warszawa	PGE S.A.	100,00%	100,00%
64.	ELBIS sp. z o.o. Rogowiec	PGE S.A.	100,00%	100,00%
65.	PGE Inwest 2 sp. z o.o. Warszawa	PGE S.A.	100,00%	100,00%
66.	PGE Ventures sp. z o. o. Warszawa	PGE S.A.	100,00%	100,00%
67.	PGE Inwest 9 sp. z o.o. Warszawa	PGE S.A.	100,00%	100,00%
68.	PGE Inwest 10 sp. z o.o. Warszawa	PGE S.A.	100,00%	100,00%
69.	PGE Inwest 11 sp. z o.o. Warszawa	PGE S.A.	100,00%	100,00%
70.	PGE Inwest 12 sp. z o.o. Warszawa	PGE S.A.	51,00%	100,00%
71.	PGE Asekuracja S.A. Warszawa	PGE S.A.	100,00%	100,00%
72.	PGE Inwest 14 sp. z o.o. Warszawa	PGE EO S.A. PGE S.A.	100,00% -	- 100,00%
	PGE Nowa Energia sp. z o.o. w likwidacji Warszawa	PGE S.A.	-	100,00%
73.	PGE Inwest 20 sp. z o.o. Warszawa	PGE S.A.	100,00%	100,00%
74.	PGE Inwest 21 sp. z o.o. Warszawa	PGE EO S.A. PGE S.A.	100,00% -	- 100,00%
75.	PGE Inwest 22 sp. z o.o. Warszawa	PGE EO S.A. PGE S.A.	100,00% -	- 100,00%
76.	PGE Inwest 23 sp. z o.o. Warszawa	PGE S.A.	100,00%	100,00%
77.	PGE Inwest 24 sp. z o.o. Warszawa	PGE EO S.A. PGE S.A.	100,00% -	- 100,00%
78.	PGE Inwest 25 sp. z o.o. Warszawa	PGE S.A.	100,00%	100,00%
79.	Energetyczne Systemy Pomiarowe sp. z o.o. Białystok	PGE Dystrybucja S.A.	100,00%	100,00%
80.	Elbest Security sp. z o. o. Bełchatów	PGE S.A.	100,00%	100,00%

W powyższej tabeli ujęto następujące zmiany w strukturze spółek Grupy Kapitałowej PGE, podlegających konsolidacji metodą pełną, które miały miejsce do 31 grudnia 2024 roku:

- 17 października 2023 roku Nadzwyczajne Zgromadzenie Wspólników spółki PGE Inwest 12 sp. z o.o. podjęło uchwałę w sprawie podwyższenia kapitału zakładowego spółki o kwotę 35 mln PLN. Podwyższenie kapitału zakładowego spółki zostało objęte przez PGE S.A. oraz NFOŚiGW, w zamian za wkład pieniężny. NFOŚiGW

objął 20.200 udziałów o wartości 20,2 mln PLN a PGE S.A. 14.830 udziałów o wartości 14,8 mln PLN. W efekcie udział PGE S.A. uległ zmniejszeniu do 51 %. Dnia 4 marca 2024 roku podwyższenie kapitału zakładowego spółki zostało zarejestrowane w KRS.

- 18 grudnia 2023 roku Nadzwyczajne Walne Zgromadzenie Wspólników ENESTA sp. z o.o. w restrukturyzacji podjęło uchwałę w sprawie podwyższenia kapitału zakładowego o 34 mln PLN poprzez utworzenie 34.000 nowych udziałów o wartości 1.000,00 PLN każdy. Wszystkie udziały zostały objęte przez PGE Obrót S.A. Opłacenie udziałów przez PGE Obrót S.A. miało miejsce w marcu 2024 roku. W efekcie podwyższenia kapitału udział w kapitale ENESTA sp. z o.o. w restrukturyzacji wzrósł do 94,51%. Jednocześnie kapitał własny przypisany akcjonariuszom jednostki dominującej uległ zmniejszeniu o 4 mln PLN. Podwyższenie kapitału zostało zarejestrowane w KRS w dniu 17 czerwca 2024 roku.
- 16 lutego 2024 roku zakończona została likwidacja PGE Nowa Energia sp. z o.o. w likwidacji i spółka ta została wykreślona z KRS.
- 11 czerwca 2024 roku Zwyczajne Walne Zgromadzenie spółki PGE Toruń S.A. podjęło decyzję o przymusowym odkupie przez PGE Energia Ciepła S.A. od akcjonariuszy mniejszościowych 48 220 akcji zwykłych imiennych stanowiących 0,12% udziału w kapitale zakładowym PGE Toruń S.A. W wyniku przymusowego odkupu akcji i dokonania stosownej zmiany w rejestrze akcjonariuszy PGE Toruń S.A., udział PGE Energia Ciepła S.A. w kapitale zakładowym PGE Toruń S.A. zwiększył się z 95,22% do 95,34%.
- 10 grudnia 2024 roku pomiędzy PGE S.A. jako sprzedającym, PGE EO S.A. jako kupującym zawarte zostały cztery umowy sprzedaży wszystkich posiadanych przez PGE S.A. udziałów w spółkach: PGE Inwest 14 sp. z o.o., PGE Inwest 21 sp. z o.o., PGE Inwest 22 sp. z o.o., PGE Inwest 24 sp. z o.o. Przeniesienie prawa własności udziałów spółek na rzecz PGE Energia Odnawialna S.A. nastąpiło 10 grudnia 2024 roku.

1.3.2 Wspólne działalności podlegające konsolidacji w zakresie przypadających na GK PGE aktywów i zobowiązań oraz przychodów i kosztów

	Nazwa jednostki	Jednostka posiadająca udziały	Udział spółek GK PGE na dzień 31 grudnia 2024	Udział spółek GK PGE na dzień 31 grudnia 2023
SEGMENT: ENERGETYKA ODNAWIALNA				
1.	Elektrownia Wiatrowa Baltica-2 sp. z o.o. Warszawa	PGE Baltica 6 sp. z o.o.	50,00%	50,00%
2.	Elektrownia Wiatrowa Baltica-3 sp. z o.o. Warszawa	PGE Baltica 5 sp. z o.o.	50,00%	50,00%

1.3.3 Spółki stowarzyszone i współzależne objęte konsolidacją metodą praw własności

	Nazwa jednostki	Jednostka posiadająca udziały	Udział spółek GK PGE na dzień 31 grudnia 2024	Udział spółek GK PGE na dzień 31 grudnia 2023
1.	Polimex Mostostal S.A. Warszawa	PGE S.A.	16,33%	16,22%
2.	Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej S.A. Bogatynia	PGE EC S.A.	34,93%	34,93%
3.	ZPBE Energopomiar sp. z o.o. Gliwice	PGE GIEK S.A.	49,79%	49,79%
4.	PGE SOLEO KLESZCZÓW sp. z o.o. Kleszczów	PGE EO S.A.	50,00%	50,00%
5.	PGE PAK Energia Jądrowa S.A. Konin	PGE S.A.	50,00%	50,00%
6.	Elester sp. z o.o. Łódź	PGE EKH sp. z o.o.	39,96%	39,96%
		PGE EK S.A.	50,00%	50,00%

1.4 Rozliczenie nabycia nowych spółek zależnych

Nabycie LongWing Polska sp. z o.o.

Dnia 20 września 2023 roku PGE Energia Odnawialna S.A. nabyła od Solar Energy Ressources S.A R.L. i Ser WindPark Zalesie GmbH 100% udziałów w spółce LongWing Polska sp. z o.o. o wartości 17,5 mln EUR. Nowo nabyta spółka posiada farmę wiatrową Zalesie o mocy 24,85 MW zlokalizowaną w województwie warmińsko-mazurskim.

Łączna wartość transakcji wyniosła 338 mln PLN. Kwota 82 mln PLN stanowiła zapłatę za udziały, zaś kwota 256 mln PLN dotyczyła subrogacji zobowiązań.

W niniejszym sprawozdaniu finansowym dokonano końcowego rozliczenia zgodnie z wymogami MSSF 3 *Połączenie jednostek* i transakcja została wykazana jako nabycie aktywów. Powstała nadwyżka w wysokości 104 mln PLN została przypisana do Rzeczowych aktywów trwałych i będzie amortyzowana przez okres 30 lat.

2. Podstawa sporządzenia sprawozdania finansowego

2.1 Oświadczenie o zgodności

Niniejsze skonsolidowane sprawozdanie finansowe zostało sporządzone zgodnie z Międzynarodowymi Standardami Sprawozdawczości Finansowej zatwierdzonymi przez Unię Europejską. MSSF obejmują standardy i interpretacje zaakceptowane przez Radę Międzynarodowych Standardów Rachunkowości oraz Komitet ds. Interpretacji MSSF (IFRS Interpretations Committee).

2.2 Waluta prezentacji i waluta funkcjonalna

Walutą funkcjonalną jednostki dominującej i walutą prezentacji niniejszego skonsolidowanego sprawozdania finansowego jest polski złoty. Wszystkie wartości liczbowe podano w milionach złotych, o ile nie zaznaczono inaczej.

Następujące kursy zostały przyjęte dla potrzeb wyceny pozycji wyrażonych w walutach innych niż PLN na dzień sprawozdawczy:

	31 grudnia 2024	31 grudnia 2023
USD	4,1012	3,9350
EUR	4,2730	4,3480

2.3 Nowe standardy i interpretacje, które zostały opublikowane, a nie weszły jeszcze w życie

Następujące standardy, zmiany w obowiązujących standardach oraz interpretacje nie zostały przyjęte przez Unię Europejską lub nie są obowiązujące na dzień 1 stycznia 2024 roku:

Standard	Opis zmian	Data obowiązywania
MSSF 14 Regulacyjne pozycje odroczone	Zasady rachunkowości i ujawnień dla regulacyjnych pozycji odroczonej	Zgodnie z decyzją Komisji Europejskiej proces zatwierdzania standardu w wersji wstępnej nie zostanie zainicjowany przed ukazaniem się standardu w wersji ostatecznej.
Zmiany do MSSF 10 i MSR 28	Zawiera wytyczne dotyczące sprzedaży lub wniesienia aktywów przez inwestora do spółki stowarzyszonej lub wspólnego przedsięwzięcia	Prace nad zatwierdzeniem zostały odłożone bezterminowo
Zmiany do MSR 21	Zmiany dotyczą skutków zmian kursów wymiany walut obcych – braku wymienialności	1 stycznia 2025
Coroczne zmiany standardów, wydanie 11	Zmiany dotyczą MSSF 1, MSSF 7, MSSF 9, MSSF 10 i MSR 7	1 stycznia 2026
Zmiany do MSSF 9 i MSSF 7	Zmiany dotyczą ujawnień w klasyfikacji i wycenie instrumentów finansowych	1 stycznia 2026

Zmiany do MSSF 9 i MSSF 7	Zmiany obejmujące kontrakty dotyczące energii odnawialnej	1 stycznia 2026
MSSF 18	Prezentacja i ujawnienia w sprawozdaniach finansowych	1 stycznia 2027
MSSF 19	Ujawnienie informacji	1 stycznia 2027

Ze wstępnej analizy wynika, że jedynie MSSF 18 będzie miał wpływ na zmianę w prezentacji przyszłych sprawozdań finansowych. Zdaniem Grupy pozostałe nowe standardy oraz zmiany standardów nie powinny mieć wpływu na przyszłe sprawozdania finansowe.

Grupa Kapitałowa zamierza przyjąć wymienione powyżej nowe standardy oraz zmiany standardów i interpretacji MSSF UE opublikowane przez Radę Międzynarodowych Standardów Rachunkowości, lecz nieobowiązujące na dzień sprawozdawczy, zgodnie z planowaną datą ich wejścia w życie.

2.4 Profesjonalny osąd kierownictwa i szacunki

W procesie stosowania polityki rachunkowości wobec zagadnień podanych poniżej, największe znaczenie, oprócz szacunków księgowych, miał profesjonalny osąd kierownictwa, który wpływa na wielkości wykazywane w skonsolidowanym sprawozdaniu finansowym, w tym w dodatkowych notach objaśniających. Założenia tych szacunków opierają się na najlepszej wiedzy Zarządu odnośnie bieżących i przyszłych działań i zdarzeń w poszczególnych obszarach. Szczegółowe informacje na temat przyjętych założeń zostały przedstawione poniżej lub w odpowiednich notach objaśniających.

- W ciągu okresu sprawozdawczego Grupa przeprowadziła analizę przesłanek a następnie testy na utratę wartości aktywów trwałych. Wyniki testów zostały opisane w nocie 3 niniejszego sprawozdania finansowego. Szacunek wartości odzyskiwalnej rzeczowych aktywów trwałych opiera się na szeregu istotnych założeń, których realizacja w przyszłości jest niepewna i znajduje się w istotnej części poza kontrolą Grupy Kapitałowej PGE. Grupa przyjęła najbardziej właściwe jej zdaniem wielkości i wartości, tym niemniej nie można wykluczyć, iż realizacja poszczególnych założeń będzie odbiegać od przyjętych przez Grupę.
- Rezerwy są zobowiązaniami, których kwota lub termin zapłaty nie są pewne. W ciągu okresu sprawozdawczego Grupa zmieniła szacunki odnośnie zasadności lub wysokości niektórych rezerw. W szczególności w ciągu okresu sprawozdawczego dokonano aktualizacji rezerwy na koszty rekultywacji oraz rezerwy na świadczenia pracownicze ze względu na zmianę stopy dyskonta. Szczegóły przedstawione są w nocie 20 niniejszego sprawozdania finansowego.
- Na koniec bieżącego okresu sprawozdawczego Grupa dokonała szacunku niezbilansowania energii elektrycznej wprowadzanej do sieci przez prosumentów. Energia wytwarzana i wprowadzana do sieci przez prosumentów zasila sieć w okresie nadprodukcji, tym samym zmniejszając zapotrzebowanie Grupy na zakup z rynku. Jednak w okresie jesienno-zimowym, gdy prosumenci zużywają energię przy braku produkcji pokrywającej ich zapotrzebowanie własne, Grupa musi dokonać zakupu brakującej energii elektrycznej na rynku. Z tego tytułu Grupa utworzyła szacunek zobowiązania w wysokości 166 mln PLN. W poprzednim okresie Grupa nie była w stanie wiarygodnie dokonać takiego szacunku, gdyż nie miała wystarczających informacji i narzędzi pozwalających na dokonanie szacunku. Wykorzystując bieżącą wiedzę, szacunek zobowiązania wyniósłby na 31 grudnia 2023 roku około 57 mln PLN. Dane za okres porównawczy nie podlegały przekształceniu.
- Niepewności związane z rozliczeniami podatkowymi zostały opisane w nocie 29 niniejszego skonsolidowanego sprawozdania finansowego.
- Grupa dokonuje istotnych szacunków w zakresie ujmowanych zobowiązań warunkowych, szczegóły przedstawione są w nocie 27 niniejszego sprawozdania finansowego.
- Wycena instrumentów finansowych jest dokonywana w oparciu o szereg założeń i szacunków na podstawie danych dostępnych w momencie przygotowania sprawozdania finansowego. Zmiany tych założeń i szacunków mogą mieć wpływ na przyszłe sprawozdania finansowe GK PGE.
- W związku z kryzysową sytuacją na rynku energii elektrycznej w 2022 roku w życie weszło szereg regulacji prawnych, które spowodowały po stronie GK PGE konieczność dokonania szacunków przychodów i kosztów w zakresie rekompensat związanych z zakupem węgla, rekompensat i korekt ceny wynikających z ustawy dla gospodarstw domowych, odpisu na Fundusz Wypłaty Różnicy Ceny wynikający z ustawy o środkach nadzwyczajnych w 2023 roku. Szczegółowy opis tych szacunków znajduje się w notach 32.3 i 32.4 niniejszego sprawozdania finansowego.
- Niektóre z przychodów ze sprzedaży opisanych w nocie 7.1 niniejszego skonsolidowanego sprawozdania finansowego są fakturowane w oparciu o cyklicznie dokonywane odczyty układów pomiarowo-rozliczeniowych. Powoduje to konieczność doszacowania przychodów ze sprzedaży w odniesieniu do dostaw, dla których Grupa PGE nie posiada odczytów z urządzeń pomiarowych na dzień sprawozdawczy. Przychody ze sprzedaży na rynku bilansującym energii elektrycznej podlegają korektom po zakończeniu

okresu sprawozdawczego. Ostateczna wartość sprzedaży bądź koszt zakupu energii elektrycznej jest ustalana nawet 14 miesięcy po zakończeniu danego okresu dostawy.

3. Testy na utratę wartości rzeczowych aktywów trwałych, wartości niematerialnych, prawa do użytkowania składników aktywów oraz wartości firmy

Rzeczowe aktywa trwałe stanowią najbardziej istotną pozycję aktywów Grupy Kapitałowej PGE. Z uwagi na zmienne otoczenie makroekonomiczne oraz regulacyjne, Grupa Kapitałowa PGE okresowo weryfikuje przesłanki mogące świadczyć o utracie wartości odzyskiwalnej swojego majątku. Grupa Kapitałowa PGE w ocenie sytuacji rynkowej posługuje się zarówno własnymi narzędziami analitycznymi, jak i wsparciem niezależnych ośrodków analitycznych.

W poprzednich okresach sprawozdawczych Grupa Kapitałowa PGE dokonywała istotnych odpisów z tytułu utraty wartości aktywów trwałych segmentu Energetyka Konwencjonalna, segmentu Ciepłownictwo oraz segmentu Energetyka Odnawialna. Odpis utworzony w segmencie Energetyka Odnawialna został całkowicie odwrócony.

W bieżącym okresie sprawozdawczym Grupa dokonała analizy przesłanek i zidentyfikowała czynniki, które w istotny sposób mogły przyczynić się do zmiany wartości posiadanych aktywów trwałych w powyżej wskazanych segmentach oraz w segmencie Energetyka Kolejowa, PGE Gryfino Dolna Odra sp. z o.o. i spółkach EW Baltica 2 i EW Baltica 3.

Przesłanki zewnętrzne

- Utrzymywanie się kapitalizacji giełdowej PGE S.A. poniżej wartości księgowej aktywów netto.
- Średnia cena energii elektrycznej dla kontraktów terminowych na rok następny w okresie od lipca do listopada 2024 roku wyniosła ok. 442 PLN/MWh i była niższa o 4% w porównaniu do ceny na pierwsze półrocze 2024 roku (462 PLN/MWh)
- W okresie od lipca do listopada 2024 roku średnia ważona notowań instrumentu EUA DEC 24 wyniosła 67 EUR/t i była wyższa o 2% od średniej ceny instrumentu EUA DEC 24 obserwowanej na koniec pierwszego półrocza 2024 roku (66 EUR/t),
- Średnia cena węgla kamiennego w portach ARA w miesięcznych kontraktach kontynuacyjnych w okresie od lipca do listopada 2024 roku wynosiła 117 USD/t i wzrosła w porównaniu do pierwszego półrocza 2024 roku o 9% (107 USD/t),
- Średnia cena gazu w okresie od lipca do listopada 2024 roku wynosiła 38 EUR/MWh i wzrosła w porównaniu do pierwszego półrocza 2024 roku o 27% (30 EUR/MWh),
- Średnia cena węgla krajowego z PSCMI1 w okresie od lipca do listopada 2024 roku wynosiła 22 PLN/GJ i spadła o 4% w porównaniu do pierwszego półrocza 2024 roku (23 PLN/GJ).

W wyniku analizy powyżej wymienionych przesłanek Grupa przeprowadziła testy na utratę wartości aktywów na 30 listopada 2024 roku dla segmentu Energetyka Konwencjonalna oraz na 31 grudnia 2024 roku dla segmentu Energetyka Kolejowa, do którego przypisana jest wartość firmy oraz aktywa z tytułu relacji z klientami. Na podstawie przeprowadzonych testów stwierdzono konieczność dokonania odpisu aktualizującego wartość aktywów trwałych tylko w segmencie Energetyka Konwencjonalna.

Analiza przesłanek wykazała brak podstaw do przeprowadzenia testów dla segmentu Energetyka Odnawialna, Ciepłownictwo, PGE Gryfino Dolna Odra sp. z o.o. oraz spółek EW Baltica 2 i EW Baltica 3.

3.1 Założenia do testów na utratę wartości

Założenia makroekonomiczne

Główne założenia cenowe tj. ceny energii elektrycznej, uprawnień do emisji CO₂, węgla kamiennego, gazu ziemnego oraz założenia dotyczące produkcji z większości instalacji wytwórczych Grupy pochodzą z opracowania przygotowanego w czerwcu 2024 roku („Opracowanie”) przez zewnętrzny, niezależny podmiot będący uznanym ośrodkiem eksperckim na rynku energetycznym („Doradca”). Pierwszy rok projekcji uwzględnia szacunki własne zgodne z Planem Finansowym na 2025 rok. Rok 2026 i 2027 jest oszacowany na bazie bieżącej sytuacji rynkowej oraz prognoz zawartych w Opracowaniu Doradcy. Natomiast kolejne lata prognozy są już w całości oparte na Opracowaniu. Doradca wykorzystał aktualne scenariusze rozwoju ekonomicznego demograficznego kraju oraz szacunki odnośnie zmian kluczowych parametrów rynkowych. Prognozy Doradcy uwzględniają uwarunkowania prawne wynikające z prowadzonej polityki energetycznej, zarówno na szczeblu unijnym jak i krajowym.

Otoczenie, w jakim działa Grupa Kapitałowa PGE, charakteryzuje się wysoką zmiennością uwarunkowań makroekonomicznych, rynkowych oraz regulacyjnych. Zmiany tych uwarunkowań mogą mieć istotny wpływ na sytuację finansową Grupy PGE, dlatego założenia przyjęte do oszacowania wartości użytkowej aktywów podlegają okresowej weryfikacji z wykorzystaniem wiedzy niezależnego Doradcy.

Prognozy cen energii elektrycznej zakładają średnioroczny wzrost cen w latach 2026-2027 na poziomie około 10,9% w stosunku do roku 2025, wzrost cen w 2028 roku w stosunku do 2027 roku na poziomie 15,6%, a następnie średnioroczny wzrost w latach 2029-2040 na poziomie około 4,0%.

Prognozy cen uprawnień do emisji CO₂ zakładają 12,5 % wzrost cen w 2026 roku w porównaniu do roku 2025, wzrost w 2027 roku o 2,2% w stosunku do 2026 roku a następnie średnioroczny wzrost w latach 2028-2030 na poziomie około 7,5%, co odzwierciedla aktualną parametryzację mechanizmu Rezerwy Stabilności Rynkowej (MSR) oraz samego systemu EU ETS, wprowadzone w następstwie przyjęcia pakietu Fit for 55 oraz uwzględnienia efektów przyjęcia planu REPowerEU. Zmiany te powodują wyraźne obniżenie podaży uprawnień w drugiej połowie obecnej dekady. Po 2030 roku przewiduje się średnioroczny wzrost cen uprawnień do emisji CO₂ na poziomie około 6% do 2040 roku, w efekcie kontynuacji polityki prowadzącej do osiągnięcia neutralności klimatycznej w 2050 roku.

Prognozy cen węgla kamiennego po kilku latach dynamicznych wzrostów i spadków zakładają ustabilizowanie cen od 2026 roku w oparciu o obecny i prognozowany poziom notowań na rynku europejskim, co przekłada się na utrzymanie na tym samym poziomie cen w ujęciu nominalnym w latach 2026-2035. Wynika to ze stopniowego spadku globalnego zapotrzebowania na węgiel w związku z wdrażaniem elementów polityki klimatycznej, w tym w szczególności rozwojem OZE. Po 2035 zakładany jest niewielki wzrost, rzędu 2,5% średniorocznie ze względu na rosnące koszty wydobycia.

Prognozy cen gazu ziemnego zakładają 5,2% spadek cen w 2026 roku w odniesieniu do cen z 2025 roku oraz wzrost w 2027 roku o 6,5% w stosunku do roku 2026. Następnie do 2030 roku ceny wzrosną o 1,3% średniorocznie. Na przewidywane ceny gazu w Europie największy wpływ mają koszty importu LNG i związany z tym poziom inwestycji w urządzenia do skraplania i regazyfikacji na całym świecie, a także dynamicznie rosnący popyt na LNG szczególnie w krajach azjatyckich. W okresie po 2030 roku prognoza cen gazu ziemnego zakłada średnioroczny wzrost na poziomie około 2,6%, głównie ze względu na rosnące koszty wydobycia.

Prognozy cen praw majątkowych pochodzenia energii ze źródeł odnawialnych zakładają średnioroczny wzrost cen w 2026 roku w odniesieniu do cen z 2025 roku na poziomie 70%, a następnie średnioroczny spadek w latach 2027 – 2031 na poziomie średnio około 21,4% co związane jest ze zmniejszającym się obowiązkiem ich umorzenia (najpierw wzrostem, a następnie spadkiem).

Prognoza przychodów z rynku mocy dla lat 2024-2029 opiera się na wynikach rozstrzygniętych aukcji głównych i dodatkowych z uwzględnieniem mechanizmów wspólnego bilansowania w ramach spółek Grupy Kapitałowej PGE. Prognoza od 2030 roku została opracowana przez zespół ekspertów PGE S.A. na podstawie założeń dotyczących szacowanych przyszłych przepływów dla jednostek wytwórczych bazujących m.in. na wynikach już rozstrzygniętych aukcji oraz prognozach zewnętrznego eksperta. Dla kontraktów jednorocznych z dostawą od 1 lipca 2025 roku, oraz kontraktów wieloletnich zawartych w ramach aukcji głównych i dodatkowych dla 2025 roku i kolejnych, obowiązuje kryterium emisyjności 550g CO₂/kWh (tzw. EPS 550), co w praktyce wykluczało udział w Rynku Mocy wszystkich jednostek węglowych. W związku z procedowanymi zmianami legislacyjnymi, prognoza przychodów uwzględnia również spodziewane przychody z aukcji uzupełniających dla okresu dostaw od lipca 2025 do końca 2028 roku. Aukcje uzupełniające mają zostać wprowadzone w drodze zmiany ustawy o rynku mocy, której projekt został uchwalony przez Sejm 24 stycznia 2025 roku. Do aukcji uzupełniających dopuszczone zostaną jednostki niespełniające kryterium emisyjności 550g CO₂/kWh. Prognoza przychodów z aukcji uzupełniających została opracowana przez zespół ekspertów PGE S.A. na podstawie najlepszej wiedzy dotyczącej spodziewanej parametryzacji tych aukcji.

Dyspozycyjność jednostek została oszacowana w oparciu o plany remontów z uwzględnieniem statystycznej awaryjności.

Średni ważony koszt kapitału

W roku 2023 światowa gospodarka i rynki finansowe pozostawały pod wpływem reperkusji odbicia gospodarczego po pandemii, tzw. kryzysu energetycznego, zmian w polityce monetarnej, konfliktów zbrojnych na Ukrainie i Bliskim Wschodzie. W rezultacie jednego z najszybszych w historii cyklu zacieśniania polityki pieniężnej, znaczna część państw, w tym Polska, uzyskała efekty obniżenia poziomu inflacji, choć odbyło się to w warunkach obniżonego wzrostu gospodarczego. W roku 2024 poszczególne banki centralne rozpoczęły, lub sygnalizowały przechodzenie do bardziej akomodacyjnej polityki monetarnej, uzależniając tempo obniżek stóp procentowych od napływających danych. W związku z tym utrzymywał się wysoki poziom niepewności co do perspektyw makroekonomicznych, co wpływało na dynamikę sytuacji na rynkach finansowych.

W związku z tymi uwarunkowaniami, Grupa PGE stosuje ścieżkę średnioważonego kosztu kapitału, która uwzględnia bieżące parametry i charakterystykę rynku (m.in. z podwyższonym poziomem rynkowych stóp procentowych), a w kolejnych okresach stopniowo zbliża się do poziomów reprezentujących długoterminową średnią, opartą na pełnym cyklu koniunkturalnym i fundamentalnych relacjach gospodarczych. W ocenie Grupy PGE takie podejście pozwala na uniknięcie nadmiernego wpływu krótkoterminowej zmienności na wycenę aktywów o charakterze długoterminowym.

Kwestie związane z klimatem

W lipcu 2021 roku Komisja Europejska opublikowała pakiet legislacyjny Fit for 55, zmierzający m.in. do osiągnięcia redukcji emisji gazów cieplarnianych w UE o 55% (poprzednio 40%) do 2030 roku w stosunku do roku 1990. Zgodnie z oczekiwaniami uczestników rynku, ujęta w pakiecie reforma systemu EU ETS powinna skutkować znaczącym wzrostem poziomu cen uprawnień do emisji CO₂, co w praktyce nastąpiło już w 2021 roku. Od tego momentu ceny uprawnień do emisji CO₂ utrzymują się na wysokim poziomie, a kolejne wzrosty przewidywane są w drugiej połowie obecnej dekady. Wprowadzane zmiany mogą negatywnie oddziaływać na marże uzyskiwane przez wysokoemisyjne jednostki wytwórcze, w szczególności, w zakresie w którym wzrost cen uprawnień do emisji CO₂ nie zostanie przeniesiony w cenie, po której jednostki te sprzedają wyprodukowaną energię elektryczną lub ciepło. W grudniu 2022 roku Rada i Parlament UE osiągnęły ważne porozumienia w sprawie propozycji pakietu „Fit for 55”, czyli planu UE dotyczącego zwiększenia celu ograniczenia emisji gazów cieplarnianych poniżej 55% do 2030 roku w porównaniu z poziomem z 1990 roku. Kolejnym istotnym elementem pakietu było zwiększenie celu udziału OZE w miksie energetycznym Unii Europejskiej do 42,5% w roku 2030 (poprzednio 32%). Ustanowienie tego celu w porozumieniu z Radą zostało przegłosowane w Parlamencie Europejskim we wrześniu 2023 roku. Istotne z punktu widzenia Segmentu Ciepłownictwo są zmiany regulacyjne wynikające z dyrektywy EED. Zmiany definicji systemu ciepłowniczego efektywnego energetycznie oraz zmiany definicji wysokosprawnej kogeneracji dodatkowo wymuszają podjęcie działań w kierunku transformacji aktywów i zastępowania wysłużonych jednostek węglowych.

W dniu 15 grudnia 2022 roku, dla segmentu Ciepłownictwo został przyjęty w ramach GK PGE Plan Dekarbonizacji do roku 2050, następnie w dniu 5 października 2023 roku przyjęto jego aktualizację. Celem Planu Dekarbonizacji jest kierunkowe określenie działań polegających na transformacji aktywów przy jednoczesnym wypełnieniu wymogów regulacyjnych stawianych przed ciepłownictwem sieciowym oraz utrzymanie w długiej perspektywie obecnego potencjału wytwórczego w celu zaspokojenia potrzeb odbiorców. Plan Dekarbonizacji stanowi operacjonalizację celów określonych bezpośrednio w strategii GK PGE oraz w planie wdrożenia strategii w segmencie Ciepłownictwo. Plan określa możliwe warianty technologiczne dla lokalizacji wytwórczych oraz kierunki, w których zostanie przeprowadzona transformacja majątku produkcyjnego, harmonogram głównych działań, planowane nakłady oraz efekt ekonomiczny i ekologiczny. Transformacja mocy wytwórczych poprzez zastosowanie nowych nisko- lub zeroemisyjnych jednostek wytwórczych planowana jest w perspektywie do 2030 roku, a osiągnięcie neutralności klimatycznej w perspektywie do 2050 roku.

W związku z powyższym segment Ciepłownictwo stopniowo zastępuje źródła węglowe nowymi źródłami odnawialnymi i niskoemisyjnymi. Planowane jest, iż do 2030 roku w większości lokalizacji, w których znajdują się węglowe aktywa ciepłownicze GK PGE, zostaną oddane do eksploatacji instalacje, które spowodują całkowite lub znaczące odejście od paliwa węglowego. Do produkcji ciepła w nowych i zmodernizowanych jednostkach ciepłowniczych zostaną wykorzystane: gaz ziemny (jednostki kogeneracyjne i kotły wodne), geotermia, biomasa, technologie power to heat (kotły elektrodowe i wielkoskalowe pompy ciepła wykorzystujące ciepło odpadowe i energię otoczenia). Plan Dekarbonizacji został uwzględniony przy szacowaniu wartości użytkowej aktywów wytwórczych segmentu Ciepłownictwo.

Plan Dekarbonizacji aktywów segmentu Ciepłownictwo stanowi odpowiedź na obserwowaną dynamikę zmian na rynku energii elektrycznej. Dywersyfikacji źródeł wytwórczych zapewnienia elastyczność pracy oraz zmniejsza ekspozycję cen ciepła na wahania cen nośników energii pierwotnej oraz uprawnień do emisji CO₂. Opisane powyżej zmiany powodują, że przewidywana jest zmiana reżimu pracy jednostek węglowych w najbliższych latach. Sukcesywnie, w miarę przekazywania do eksploatacji nowych urządzeń będzie dochodzić do skrócenia czasu pracy i w konsekwencji wolumenu produkcji ze źródeł konwencjonalnych. Uzasadnionym działaniem jest zatem ograniczenie wydatków inwestycyjnych (CAPEX) i operacyjnych (OPEX) na zadania utrzymaniowe majątku węglowego w ostatnich latach ich eksploatacji co dodatkowo wpływa na przewidywany spadek ich rentowności poprzez stopniowe pogarszanie się dyspozycyjności tych jednostek. Równocześnie powyższe zmiany legislacyjne i rynkowe sprzyjają rozwojowi źródeł zero- oraz niskoemisyjnych, co w przypadku inwestowania przez Grupę w te właśnie technologie pozytywnie przekłada się na wartość użytkową testowanych aktywów. Należy mieć także na uwadze, że instalacje wytwórcze oparte o paliwa kopalne, w obliczu niepewności generacji z OZE (napędzanej czynnikami środowiska: woda, wiatr, słońce), są nadal potrzebne w systemie elektroenergetycznym, aby go zbilansować.

Istotne zmiany w otoczeniu regulacyjnym zarówno w zakresie regulacji krajowych, jak i zagranicznych, które wpływają albo będą wpływać na działalność GK PGE, zostały opisane w nocie 4.6 Otoczenie regulacyjne w Sprawozdaniu Zarządu z działalności GK PGE za 2024 rok zakończony 31 grudnia 2024 roku.

Kwestie związane z klimatem są uwzględnione w założeniach przyjętych do testów na utratę wartości zgodnie z najlepszą wiedzą Grupy, przy wsparciu zewnętrznego, niezależnego Doradcy. Grupa Kapitałowa PGE przyjmuje założenia opracowane przez niezależny ośrodek analityczny, które uwzględniają aktualną sytuację regulacyjną i rynkową. Przyszłe zmiany na rynku energii elektrycznej mogą odbiegać od przyjętych obecnie założeń, co może doprowadzić do istotnych zmian sytuacji finansowej oraz wyników finansowych Grupy PGE. Zmiany te zostaną ujęte w przyszłych sprawozdaniach finansowych.

3.2 Opis założeń dla segmentu Energetyka Konwencjonalna

Rzeczowe aktywa trwałe stanowią najbardziej istotną pozycję aktywów segmentu Energetyka Konwencjonalna. Z uwagi na zmienne otoczenie makroekonomiczne oraz regulacyjne PGE GiEK S.A. okresowo weryfikuje przesłanki mogące świadczyć o utracie wartości odzyskiwalnej swojego majątku. Spółka w ocenie sytuacji rynkowej posługuje się zarówno własnymi narzędziami analitycznymi, jak i wsparciem niezależnych ośrodków analitycznych. W poprzednich okresach sprawozdawczych spółka dokonywała istotnych odpisów z tytułu utraty wartości aktywów trwałych.

Analiza przesłanek

W bieżącym okresie sprawozdawczym spółka dokonała analizy przesłanek i zidentyfikowała czynniki, które w istotny sposób mogły przyczynić się do zmiany wartości posiadanych aktywów, w tym:

- obserwowany w 2024 roku spadek marż rynkowych na sprzedaży energii elektrycznej z konwencjonalnych aktywów wytwórczych (w szczególności na rynku terminowym), który wymusza korektę założeń w zakresie marży zmiennej prognozowanej przez spółkę na kolejne okresy, głównie w pierwszych latach projekcji,
- zmiana w całym okresie projekcji prognozowanych wolumenów sprzedaży energii elektrycznej w następstwie drugiego etapu reformy rynku bilansującego (od 14 czerwca 2024 roku), który wymusza zgłaszanie grafików pracy realizowalnych pod względem technicznym, a co za tym idzie prowadzenie sprzedaży energii z uwzględnieniem tych ograniczeń,
- podejmowane przez Zarząd spółki działania zmierzające do optymalizacji kosztów stałych oraz nakładów inwestycyjnych.

W wyniku analizy powyżej wymienionych przesłanek spółka przeprowadziła testy na utratę wartości aktywów trwałych na 30 listopada 2024 roku w odniesieniu do ośrodków wypracowujących środki pieniężne poprzez ustalenie ich wartości odzyskiwalnej. Określenie wartości godziwej dla bardzo dużych grup aktywów, dla których nie ma aktywnego rynku i mało jest porównywalnych transakcji, jest w praktyce bardzo trudne. W przypadku całych elektrowni i kopalni, dla których należy określić wartość na lokalnym rynku, nie istnieją obserwowalne wartości godziwe. W związku z powyższym wartość odzyskiwalna analizowanych aktywów została ustalona w oparciu o oszacowanie ich wartości użytkowej metodą zdyskontowanych przepływów pieniężnych netto na podstawie projekcji finansowych przygotowanych na okres od grudnia 2024 roku do końca okresu eksploatacji. Zdaniem spółki przyjęcie projekcji finansowych dłuższych niż pięcioletnie jest zasadne ze względu na istotny i długoterminowy wpływ szacowanych zmian w otoczeniu regulacyjnym. Dzięki przyjęciu dłuższego okresu projekcji wartość odzyskiwalna może być oszacowana bardziej rzetelnie.

Założenia szczegółowe segmentu

Poniżej przedstawiono kluczowe założenia wpływające na oszacowanie wartości użytkowej testowanych CGU:

- uznanie za jedno CGU z uwagi na powiązania technologiczne odpowiednio:
 - Oddziału Kopalnia Węgla Brunatnego Bełchatów oraz Oddziału Elektrownia Bełchatów (Kompleks Bełchatów),
 - Oddziału Kopalnia Węgla Brunatnego Turów oraz Oddziału Elektrownia Turów (Kompleks Turów),
- uznanie za trzy oddzielne CGU Elektrowni Opole, Elektrowni Rybnik i Elektrowni Dolna Odra,
- przyjęcie założenia o kontynuowaniu działalności:
 - do 2036 roku dla Kompleksu Bełchatów w oparciu o zaakceptowaną przez Stronę Społeczną datę wyłączenia wszystkich bloków przyjętą dla potrzeb Planu Sprawiedliwej Transformacji Województwa Łódzkiego,
 - do 2044 roku dla Kompleksu Turów w oparciu o decyzję o wydłużeniu okresu obowiązywania koncesji na prowadzenie działalności wydobywczej do 2044 roku z dnia 17 lutego 2023 roku,
- uwzględnienie optymalizacji kosztów pracy, wynikającej m.in. z aktualnych planów etatyzacji,

- utrzymanie zdolności produkcyjnych w wyniku prowadzenia inwestycji o charakterze odtworzeniowym,
- przyjęcie średniego ważonego kosztu kapitału po opodatkowaniu zróżnicowanego dla poszczególnych CGU, zgodnie z indywidualnie oszacowanym poziomem ryzyka oraz zróżnicowanego w czasie:
 - dla lat 2025-2026 na średniorocznym poziomie dla poszczególnych CGU od 7,60% do 9,48%,
 - dla lat 2027-2036 na średniorocznym poziomie dla poszczególnych CGU od 6,37% do 7,94%.
 - dla roku 2037 i kolejnych na średniorocznym poziomie dla poszczególnych CGU w wysokości 7,42%.

Na 30 listopada 2024 roku wartość testowanych rzeczowych aktywów trwałych Energetyka Konwencjonalna wyniosła 20.199 mln PLN. Wartość ta nie obejmuje CGU, dla których wartość użytkowa testowanych aktywów jest ujemna.

W wyniku przeprowadzonego testu na utratę wartości aktywów Grupa stwierdziła konieczność ujęcia odpisów aktualizujących wartość tych aktywów w łącznej wartości 7.444 mln PLN, co zostało przedstawione w poniższej tabeli:

	Wartość testowana	Wartość użytkowa	Stwierdzona utrata wartości
Kompleks Bełchatów	6.361	1.896	(4.465)
Kompleks Turów	4.701	1.722	(2.979)
Elektrownia Opole	9.137	11.266	-
Elektrownia Dolna Odra	-	-	-
Elektrownia Rybnik	-	-	-
RAZEM	20.199	14.884	(7.444)

W przypadku CGU odpisanych w pełni w poprzednich okresach sprawozdawczych (Elektrownia Dolna Odra, Elektrownia Rybnik) testy potwierdziły zasadność pełnego odpisu rzeczowych aktywów trwałych. Spółka utworzyła w tych oddziałach w roku 2024 odpisy aktualizujące związane z nowymi inwestycjami o wartości 115 mln PLN.

Analiza wrażliwości

Zgodnie z MSR 36 *Utrata wartości aktywów* Grupa przeprowadziła analizę wrażliwości dla poszczególnych jednostek wytwórczych.

Poniżej przedstawiono wpływ zmiany kluczowych założeń przy zastosowaniu zasady ceteris paribus na wartość użytkową aktywów na 30 listopada 2024 roku. W analizie pominięto wpływ na wartość użytkową aktywów odpisanych w całości w poprzednich okresach sprawozdawczych.

Parametr	Zmiana	Wpływ na wartość użytkową w mln PLN	
		Zwiększenie	Zmniejszenie
Zmiana ceny energii elektrycznej w całym okresie prognozy	+1%	1.375	-
	-1%	-	1.375
Zmiana WACC	+0,5 p.p.	-	136
	- 0,5 p.p.	160	-
Zmiana ceny uprawnień do emisji CO ₂	+1%	-	720
	-1%	720	-
Zmiana ceny węgla kamiennego	+1%	-	101
	-1%	101	-

Podsumowując zmiany ujęte w powyższej tabeli na wartość użytkową aktywów:

- spadek ceny energii elektrycznej o 1% spowodowałby zmniejszenie wartości użytkowej aktywów o około 1,4 mld PLN,
- spadek WACC o 0,5 punktu procentowego spowodowałby zwiększenie wartości użytkowej aktywów o około 0,2 mld PLN,
- wzrost cen uprawnień do emisji CO₂ o 1% spowodowałby zmniejszenie wartości użytkowej aktywów o około 0,7 mld PLN,
- wzrost ceny węgla kamiennego o 1% spowodowałby zmniejszenie wartości użytkowej aktywów o około 0,1 mld PLN.

Kwestie związane z klimatem

Przyszłość polskiego rynku energii jest determinowana przez politykę klimatyczną Unii Europejskiej, a na rozwój sytuacji na rynku energii elektrycznej w perspektywie do 2050 roku będzie miał wpływ Europejski Zielony Ład, mający na celu osiągnięcie neutralności klimatycznej UE do 2050 roku. Reforma systemu EU ETS

poskutkowała znaczącym wzrostem poziomu cen uprawnień do emisji CO₂ już w 2021 roku. Od tego momentu ceny uprawnień do emisji CO₂ utrzymują się na wysokim poziomie, a kolejne wzrosty przewidywane są w drugiej połowie obecnej dekady. Wprowadzane zmiany mogą negatywnie oddziaływać na marże uzyskiwane przez wysokoemisyjne jednostki wytwórcze, w szczególności w zakresie, w którym wzrost cen uprawnień do emisji CO₂ nie zostanie przeniesiony w cenie, po której jednostki te sprzedają wyprodukowaną energię elektryczną lub ciepło. W grudniu 2022 roku Rada i Parlament UE osiągnęły ważne porozumienia w sprawie propozycji pakietu „Fit for 55”. Poza celem redukcji emisji CO₂, kolejnym istotnym elementem pakietu było zwiększenie celu udziału OZE w miksie energetycznym Unii Europejskiej do 42,5% w roku 2030 (poprzednio 32%). Ustanowienie tego celu w porozumieniu z Radą zostało przegłosowane w Parlamencie Europejskim we wrześniu 2023 roku.

Opisane powyżej zmiany powodują, że przewidywane jest zmniejszenie wolumenu produkcji ze źródeł konwencjonalnych, w konsekwencji skutkuje to ograniczeniem wydatków inwestycyjnych (CAPEX) i operacyjnych (OPEX) na zadania utrzymaniowe majątku węglowego, co dodatkowo wpływa na przewidywany spadek rentowności poprzez stopniowe pogarszanie się dyspozycyjności tych jednostek. Równocześnie powyższe zmiany legislacyjne i rynkowe sprzyjają rozwojowi źródeł zero- oraz niskoemisyjnych. Należy mieć także na uwadze, że instalacje wytwórcze oparte o paliwa kopalne, w obliczu niepewności generacji z OZE (napędzanej czynnikami środowiska: woda, wiatr, słońce), są nadal potrzebne w systemie elektroenergetycznym, aby go zbilansować.

3.3 Opis założeń dla segmentu PGE Energetyka Kolejowa

Testy na utratę wartości zostały przeprowadzone na 31 grudnia 2024 roku w odniesieniu do ośrodków wypracowujących środki pieniężne poprzez ustalenie ich wartości odzyskiwalnej. Wartość odzyskiwalna analizowanych aktywów została ustalona w oparciu o oszacowanie ich wartości użytkowej metodą zdyskontowanych przepływów pieniężnych netto na podstawie projekcji finansowych przygotowanych na okres 2025-2030. Zdaniem Grupy przyjęcie projekcji finansowych dłuższych niż pięcioletnie jest zasadne ze względu na długoterminowy okres życia aktywa oraz istotne prognozowane zmiany warunków rynkowych w przyszłości. Dzięki przyjęciu dłuższych projekcji wartość odzyskiwalna może być oszacowana bardziej rzetelnie.

Założenia szczegółowe

Poniżej przedstawiono kluczowe założenia wpływające na oszacowanie wartości użytkowej testowanych aktywów:

- z uwagi na szereg powiązań związanych ze zdolnością do generowania środków pieniężnych uznanie segmentu Energetyka Kolejowa za jedno CGU. Jedno CGU łączy działalność handlową i dystrybucyjną. Na dzień przeprowadzenia testów z tytułu utraty wartości nie są znane szczegółowe warunki na jakiej zasadzie miałyby nastąpić unbuilding w związku z czym prognozy finansowe nie zawierają zmian z tym związanych. W związku z powyższym oszacowanie wartości użytkowej aktywów jest obarczone znaczną niepewnością. Grupa dokona ponownej oceny zasadności przyjętych założeń, w tym dotyczących poprawności utrzymywania jednego CGU w kolejnym okresie sprawozdawczym,
- przyjęcie prognoz wolumenów, marż oraz kosztów w oparciu o aktualny Plan Finansowy segmentu Energetyka Kolejowa, rzeczywistego wykonania oraz innych prognoz długoterminowych, zakładających w szczególności:
 - utrzymanie stabilnego poziomu w zakresie dystrybucji wolumenu energii trakcyjnej,
 - utrzymanie marżowości w zakresie obrotu energią trakcyjną,
 - rozwój Oddziału Paliwa, zgodnie ze strategią Oddziału Paliwa,
 - długoterminowe utrzymanie rentowności kontraktów zawieranych przez Oddział Usługi,
- przyjęcie skorygowanego średniego ważonego kosztu kapitału po opodatkowaniu zróżnicowanego w czasie:
 - dla Oddziału Dystrybucja – w wysokości 6,05% dla całego okresu,
 - dla pozostałych segmentów – dla lat 2025-2030 na średniorocznym poziomie 7,06%, po 2030 roku na poziomie 6,42%.

Na dzień 31 grudnia 2024 roku wartość testowanych rzeczowych aktywów trwałych segmentu Energetyka Kolejowa wyniosła 7 020 mln PLN, wartość aktywów z tytułu relacji z klientami 471 mln PLN, a wartość firmy 345 mln PLN. W wyniku przeprowadzonego testu na utratę wartości aktywów Grupa stwierdziła brak konieczności ujęcia odpisów aktualizujących.

Analiza wrażliwości

Zgodnie z MSR 36 *Utrata wartości aktywów* Grupa przeprowadziła analizę wrażliwości segmentu PGE Energetyka Kolejowa.

Poniżej przedstawiono wpływ zmiany kluczowych założeń przy zastosowaniu zasady ceteris paribus na wartość użytkową aktywów na dzień 31 grudnia 2024 roku dla aktywów należących do segmentu PGE Energetyka Kolejowa.

Parametr	Zmiana	Wpływ na wartość użytkową w mln PLN	
		Zwiększenie	Zmniejszenie
Zmiana ceny zakupu energii elektrycznej w całym okresie prognozy	+1%	-	9
	-1%	9	-
Zmiana marżowości na sprzedaży energii elektrycznej w całym okresie prognozy	+1%	32	-
	-1%	-	32
Zmiana WACC (dla Oddziałów poza Dystrybucją)	+0,5 p.p.	-	173
	- 0,5 p.p.	187	-
Zmiana WACC (dla działalności dystrybucyjnej)	+0,5 p.p.	-	246
	-0,5 p.p.	312	-

Podsumowując zmiany ujęte w powyższej tabeli na wartość użytkową aktywów:

- spadek ceny zakupu energii elektrycznej o 1% spowodowałby zmniejszenie wartości użytkowej aktywów o około 9 mln PLN,
- spadek marżowości na sprzedaży energii elektrycznej o 1% spowodowałby zmniejszenie wartości użytkowej aktywów o około 32 mln PLN,
- wzrost WACC dla biznesów nieregulowanych (poza Dystrybucją) o 0,5 punktu procentowego spowodowałby zmniejszenie wartości użytkowej aktywów o około 173 mln PLN,
- wzrost WACC dla działalności dystrybucyjnej o 0,5 punktu procentowego spowodowałby zmniejszenie wartości użytkowej aktywów o około 246 mln PLN.

Otoczenie w jakim działa Grupa Kapitałowa PGE charakteryzuje się wysoką zmiennością i jest zależne od uwarunkowań makroekonomicznych, rynkowych oraz regulacyjnych, a wszelkie zmiany w tym zakresie mogą mieć istotny wpływ na sytuację finansową oraz wyniki finansowe Grupy PGE. Dlatego powyższe oraz pozostałe założenia przyjęte do oszacowania wartości użytkowej aktywów podlegają okresowej analizie i weryfikacji. Ewentualne zmiany zostaną ujęte w przyszłych sprawozdaniach finansowych.

3.4 Analiza przesłanek dla segmentu Ciepłownictwo

W poprzednich okresach sprawozdawczych Grupa Kapitałowa PGE dokonywała istotnych odpisów z tytułu utraty wartości aktywów trwałych segmentu Ciepłownictwo. Kluczowe założenia przyjęte do testów na utratę wartości aktywów przeprowadzonych w poprzednich okresach sprawozdawczych opisane są w skonsolidowanych sprawozdaniach finansowych GK PGE za poprzednie lata obrotowe.

Na 31 maja 2024 roku przeprowadzone zostały testy na utratę wartości aktywów, na podstawie których stwierdzono brak dokonania odpisów. Kluczowe założenia przyjęte do testów na utratę wartości aktywów przeprowadzonych na 31 maja 2024 roku opisane są w śródrocznym skonsolidowanym sprawozdaniu finansowym GK PGE za okres 6 miesięcy zakończony 30 czerwca 2024 roku.

Na dzień 30 listopada 2024 roku Grupa Kapitałowa PGE dokonała analizy przesłanek w celu weryfikacji czy mogła nastąpić utrata wartości aktywów lub konieczność odwrócenia wcześniej ujętych odpisów.

Najważniejsze analizowane czynniki obejmowały:

- analizę planu finansowego,
- potwierdzenie aktualności planu inwestycyjnego,
- analizę cen energii, węgla kamiennego, uprawnień do emisji CO₂ oraz gazu,
- analizę założeń dotyczących rynku mocy, wsparcia kogeneracji,
- analizę szacunków cen sprzedaży wyprodukowanego ciepła,
- analizę szacunków marż na produkcji i sprzedaży energii elektrycznej w przyszłych okresach, w świetle prognoz cen energii, węgla kamiennego, gazu oraz uprawnień do emisji CO₂.

Przeprowadzona analiza przesłanek dla segmentu Ciepłownictwo wskazała, iż jednostki wytwórcze realizują plan finansowy powyżej założeń. Prognozy cen gazu ziemnego, energii elektrycznej, węgla kamiennego i uprawnień do emisji CO₂ wskazują na utrzymywanie się korzystnych prognoz planowanych do realizacji marż

zarówno na sprzedaży energii elektrycznej jak i ciepła. W okresie 5 lat funkcjonowania systemu wsparcia wysokosprawnej kogeneracji w Polsce, spółki z segmentu Ciepłownictwo aktywnie działały w ramach pozyskania każdego z dostępnych rodzajów premii, co znacznie przekłada się na wynik finansowy. W przypadku negatywnych decyzji Prezesa URE, odnośnie premii kogeneracyjnej, wsparcie kogeneracji zostanie zastąpione wsparciem w postaci rynku mocy tym samym nie powodując ryzyka istotnej zmiany wartości użytkowej. Założenia dotyczące rynku mocy, względem poprzednich okresów, są na porównywalnym poziomie. Zmiana WACC GK PGE na koniec 2024 roku mieściła się w przedziale przeprowadzanej na potrzeby testów analizy wrażliwości. W wyniku analizy wykazano, że dla testowanego przedziału nie istniało ryzyko odpisów.

W związku z powyższym, zdaniem GK PGE, na 30 listopada 2024 roku nie występują przesłanki do przeprowadzenia testów na utratę wartości aktywów wytwórczych segmentu Ciepłownictwo. Wnioski te są aktualne na 31 grudnia 2024 roku.

Kwestie klimatyczne

W dniu 15 grudnia 2022 roku dla segmentu Ciepłownictwo został przyjęty w ramach Grupy Kapitałowej PGE Plan Dekarbonizacji do roku 2050, następnie w dniu 5 października 2023 roku przyjęto jego aktualizację. Celem Planu Dekarbonizacji jest wypełnienie wymogów regulacyjnych stawianych przed energetyką oraz utrzymanie w długiej perspektywie obecnego potencjału wytwórczego w celu zaspokojenia potrzeb odbiorców. Plan Dekarbonizacji stanowi operacjonalizację celów określonych bezpośrednio w strategii GK PGE oraz w planie wdrożenia strategii w segmencie Ciepłownictwo. Plan wskazuje kierunki i harmonogram transformacji majątku produkcyjnego poszczególnych lokalizacji segmentu. Transformacja mocy wytwórczych poprzez osiągnięcie istotnego udziału nowych nisko- lub zeroemisyjnych jednostek wytwórczych planowana jest w perspektywie do 2030 roku, a neutralność klimatyczna w perspektywie do 2050 roku.

3.5 Analiza przesłanek dla segmentu Energetyka Odnawialna

W poprzednich okresach sprawozdawczych Grupa Kapitałowa PGE dokonywała istotnych odpisów lub odwróceń odpisów z tytułu utraty wartości aktywów trwałych segmentu Energetyka Odnawialna. W wyniku przeprowadzonych testów na utratę wartości aktywów dla PGE Energia Odnawialna S.A. w latach 2019-2021 nastąpiło odwrócenie odpisów aktualizujących w maksymalnej możliwej wysokości dla wszystkich farm wiatrowych, dla których ujęte były odpisy z tytułu utraty wartości aktywów w poprzednich okresach sprawozdawczych.

Na 31 maja 2024 roku przeprowadzone zostały testy na utratę wartości aktywów na podstawie których stwierdzono brak konieczności dokonania odpisów. Kluczowe założenia przyjęte do testów na utratę wartości aktywów opisane są w śródrocznym skonsolidowanym sprawozdaniu finansowym GK PGE za okres 6 miesięcy zakończony 30 czerwca 2024 roku.

Na dzień 30 listopada 2024 roku Grupa Kapitałowa PGE dokonała analizy przesłanek w celu weryfikacji czy mogła nastąpić utrata wartości aktywów.

W zakresie segmentu Energetyka Odnawialna identyfikowane i analizowane są następujące odrębne ośrodki wypracowujące środki pieniężne:

- elektrownie szczytowo – pompowe łącznie (ESP),
- pozostałe elektrownie wodne łącznie,
- elektrownie fotowoltaiczne łącznie,
- poszczególne farmy wiatrowe.

Najważniejsze analizowane czynniki obejmowały:

- analizę realizacji planu finansowego,
- analizę cen energii, praw majątkowych pochodzenia energii,
- analizę założeń dotyczących tzw. rynku mocy,
- analizę planu inwestycyjnego,
- analizę planów produkcji i sprzedaży energii elektrycznej.

Przeprowadzona analiza przesłanek w zakresie CGU PGE EO S.A. wskazała, iż w segmencie elektrowni szczytowo-pompowych wyższy wynik w porównaniu do planu finansowego wynika głównie z wyższej marży na sprzedaży energii elektrycznej przychodów z nowych Usług Bilansujących oraz wyższych przychodów z Rynku Mocy. Natomiast niższe wykonanie w pozostałych segmentach: elektrowni wiatrowych, elektrowni wodnych (poza ESP) i farm fotowoltaicznych (PV) wynikało głównie z niższych przychodów ze sprzedaży e.e., przede wszystkim ze względu na niższe ceny sprzedaży. Korzystne wyniki spółki w obszarze ESP będą miały

pozytywny wpływ na wycenę, natomiast niższe wyniki finansowe w pozostałych obszarach, wynikające głównie z niższego poziomu cen energii elektrycznej, nie wpływają istotnie na ich wycenę (niższe ceny e.e. są uwzględnione w aktualnych założeniach cenowych). Dodatkowo stabilny poziom przychodów z Rynku Mocy oraz poziom wolumenów produkcji dla poszczególnych elektrowni oraz utrzymanie długoterminowych prognoz cenowych na zbliżonym poziomie wpływa pozytywnie na wartość użytkową poszczególnych testowanych aktywów. W zakresie planu inwestycyjnego zakłada się wzrost planowanych nakładów dotyczących wydatków modernizacyjno-odtworzeniowych, niemniej jednak wyniki testów na 31 maja 2024 roku wykazywały dużą nadwyżkę wartości użytkowej nad wartością księgową i zwiększenie nakładów nie stanowi zagrożenia dla spadku wartości aktywów poniżej ich wartości księgowej.

W związku z powyższym Grupa Kapitałowa PGE stwierdza brak przesłanek do przeprowadzenia testów na utratę wartości aktywów wytwórczych na 30 listopada 2024 roku. Wnioski te są aktualne na 31 grudnia 2024 roku.

3.6 Analiza przesłanek dla PGE Gryfino Dolna Odra

W poprzednich okresach sprawozdawczych GK PGE nie dokonywała odpisów z tytułu utraty wartości aktywów trwałych spółki PGE Gryfino Dolna Odra sp. z o.o. Kluczowe założenia przyjęte do testów na utratę wartości aktywów przeprowadzonych w poprzednich okresach sprawozdawczych opisane są w skonsolidowanych sprawozdaniach finansowych GK PGE za poprzednie lata obrotowe.

Na 31 maja 2024 roku przeprowadzone zostały testy na utratę wartości aktywów na podstawie których stwierdzono brak konieczności dokonania odpisów. Kluczowe założenia przyjęte do testów na utratę wartości aktywów opisane są w śródrocznym skonsolidowanym sprawozdaniu finansowym GK PGE za okres 6 miesięcy zakończony 30 czerwca 2024 roku.

Na 30 listopada 2024 roku Grupa Kapitałowa PGE dokonała analizy przesłanek w celu weryfikacji czy mogła nastąpić utrata wartości aktywów spółki PGE Gryfino Dolna Odra.

Najważniejsze analizowane czynniki obejmowały:

- analizę projekcji cen energii, gazu i CO₂,
- analizę założeń dotyczących rynku mocy,
- analizę stanu realizacji projektu oraz planu inwestycyjnego,
- analizę planów produkcji i sprzedaży energii elektrycznej.

Przeprowadzona analiza przesłanek dla PGE Gryfino Dolna Odra wskazała, iż dostępne dla GK PGE prognozy cen energii elektrycznej, gazu i uprawnień do emisji CO₂ zakładają korzystne prognozy marżowości jednostek gazowych w KSE. Utrzymanie długoterminowych prognoz marżowości jednostek gazowych na zadowalającym poziomie oraz stabilny poziom przychodów z rynku mocy generuje wysoką wartość użytkową poszczególnych testowanych aktywów. Projekt zakończył realizację inwestycji oraz rozpoczął komercyjną eksploatację w drugiej połowie roku 2024.

Z uwagi na powyższe, Grupa Kapitałowa PGE stwierdza brak przesłanek do przeprowadzenia testów na utratę wartości aktywów wytwórczych na 30 listopada 2024 roku. Wnioski te są aktualne na 31 grudnia 2024 roku.

3.7 Analiza przesłanek dla projektu Morska Energetyka Wiatrowa

W 2021 roku podmioty grupy Ørsted objęły udziały w podwyższonym kapitale spółek Elektrownia Wiatrowa Baltica – 2 i Elektrownia Wiatrowa Baltica – 3. Po tej transakcji grupa Ørsted stała się 50% udziałowcem w spółkach EWB2 i EWB3. W efekcie transakcji GK PGE utraciła kontrolę nad tymi dwoma spółkami. Na podstawie umów zawartych pomiędzy GK PGE a spółkami z grupy Ørsted, EWB2 i EWB3 stanowią tzw. wspólną działalność w rozumieniu MSSF 11 *Wspólne ustalenia umowne*. W wyniku rozliczenia utraty kontroli na poziomie skonsolidowanego sprawozdania finansowego rozpoznana została wartość firmy w wysokości 81 mln PLN.

Na 31 maja 2024 roku przeprowadzone zostały testy na utratę wartości firmy, na podstawie których stwierdzono brak dokonania odpisów. Testy na utratę wartości firmy zostały przeprowadzone w oparciu o ustalenie wartości odzyskiwalnej aktywów, a założenia przyjęte do testów na utratę wartości aktywów opisane są w śródrocznym skonsolidowanym sprawozdaniu finansowym GK PGE za okres 6 miesięcy zakończony 30 czerwca 2024 roku.

Na dzień 30 listopada 2024 roku Grupa Kapitałowa PGE dokonała analizy przesłanek w celu weryfikacji czy mogła nastąpić utrata wartości firmy.

Najważniejsze czynniki obejmowały:

- analizę strony przychodowej zabezpieczonej kontraktem różnicowym,
- wpływ wzrostu inflacji i średniego ważonego kosztu kapitału,
- harmonogram projektów,
- budżet fazy rozwoju (DEVEX) i realizacji projektu (CAPEX).

Projektom EWB2 i EWB3 przysługuje wsparcie publiczne i w konsekwencji zabezpieczenie strony przychodowej, która podlega waloryzacji o inflację, co pozwala częściowo ograniczyć negatywne aspekty otoczenia makroekonomicznego. Faza rozwoju projektu jest realizowana z zatwierdzonego budżetu.

W związku z powyższym, zdaniem Grupy PGE na 30 listopada 2024 roku nie występują przesłanki do przeprowadzenia testu z tytułu wartości firmy powstałej na projektach EWB2 i EWB3. Wnioski te są aktualne na 31 grudnia 2024 roku.

3.8 Rzeczowe aktywa trwałe segmentu Dystrybucja

Wartość księgowa rzeczowych aktywów trwałych związanych z działalnością dystrybucyjną na dzień sprawozdawczy wynosi około 27 mld PLN i stanowi około 38% sumy skonsolidowanych rzeczowych aktywów trwałych. Ich wartość odzyskiwalna zależy głównie od taryfy zatwierdzonej przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki. Przychód regulowany (taryfowy) ustalany corocznie zapewnia pokrycie uzasadnionych kosztów: operacyjnych, amortyzacji, podatków, zakupu energii na pokrycie różnicy bilansowej, kosztów przeniesionych oraz osiągnięcie zwrotu z kapitału zaangażowanego w działalność dystrybucyjną na uzasadnionym poziomie. Poziom zwrotu z zaangażowanego kapitału jak i amortyzacja uzależnione są od tzw. Wartości Regulacyjnej Aktywów.

Grupa Kapitałowa PGE nie stwierdziła na dzień sporządzenia niniejszego skonsolidowanego sprawozdania finansowego przesłanek świadczących o utracie wartości rzeczowych aktywów trwałych przypisanych do działalności dystrybucyjnej.

4. Wybrane, istotne zasady rachunkowości

Sprawozdanie finansowe zostało przygotowane zgodnie z zasadą kosztu historycznego, z wyjątkiem:

- instrumentów finansowych wycenianych w wartości godziwej,
- instrumentów finansowych wycenianych w zamortyzowanym koszcie,
- aktywów, dla których stwierdzono utratę wartości.

Niniejsze skonsolidowane sprawozdanie finansowe GK PGE zostało sporządzone na podstawie sprawozdania finansowego jednostki dominującej, sprawozdań finansowych jej jednostek zależnych, stowarzyszonych oraz jednostek współkontrolowanych. Sprawozdania finansowe jednostek objętych konsolidacją sporządzane są za ten sam okres sprawozdawczy, w oparciu o jednolite zasady rachunkowości.

Wszystkie salda rozrachunków, przychodów i kosztów powstałych pomiędzy jednostkami Grupy oraz niezrealizowane zyski wewnątrzgrupowe są w całości eliminowane.

Jednostki zależne podlegają konsolidacji w okresie od dnia objęcia nad nimi kontroli przez Grupę, a przestają być konsolidowane od dnia ustania kontroli. Sprawowanie kontroli przez jednostkę dominującą ma miejsce wtedy, gdy posiada ona bezpośrednio lub pośrednio, poprzez swoje jednostki zależne, więcej niż połowę liczby głosów w danej spółce, chyba że możliwe jest do udowodnienia, że taka własność nie stanowi o sprawowaniu kontroli. Sprawowanie kontroli ma miejsce wtedy, gdy Spółka z tytułu swojego zaangażowania w inną jednostkę ma prawa do zmiennych wyników finansowych oraz ma możliwość wywierania wpływu na wysokość tych wyników finansowych poprzez sprawowanie władzy nad tą jednostką. Sprawowanie władzy może również mieć miejsce w sytuacji, gdy jednostka dominująca nie posiada ponad połowy liczby głosów w jednostce zależnej.

Rozliczenie powstania Grupy Kapitałowej PGE i późniejszych przekształceń w ramach Grupy w skonsolidowanym sprawozdaniu finansowym

Problematykę przejęć i połączeń jednostek gospodarczych zasadniczo reguluje standard MSSF 3 *Połączenia jednostek gospodarczych*, jednak standard ten wyłącza ze swojego zakresu transakcje pomiędzy jednostkami pozostającymi pod wspólną kontrolą. Podmioty na bazie których powstała Grupa PGE, znajdowały się w momencie połączenia pod kontrolą Skarbu Państwa. Transakcja wniesienia spółek spełniała więc w ocenie Spółki definicję transakcji pod wspólną kontrolą w związku z czym jest ona wyłączona z zakresu MSSF 3.

Połączenia jednostek znajdujących się pod wspólną kontrolą zostały rozliczone przy zastosowaniu metody łączenia udziałów i w związku z tym skonsolidowane sprawozdanie finansowe odzwierciedla fakt ciągłości wspólnej kontroli oraz nie odzwierciedla zmian wartości aktywów netto do wartości godziwych (lub też rozpoznania nowych aktywów) lub wyceny wartości firmy.

Kolejne połączenia w Grupie PGE zostały ujęte jako transakcje pomiędzy podmiotami znajdującymi się pod wspólną kontrolą, w związku z powyższym zostały rozliczone w obrębie kapitałów własnych Grupy Kapitałowej, bez wpływu na wartość firmy.

Zakup spółek od pomiotów niepowiązanych jest rozliczany za pomocą metody nabycia, zgodnie z MSSF 3.

Wspólne ustalenia umowne i współkontrola

W związku z udziałem we wspólnym przedsięwzięciu (wspólnym ustaleniu umownym dającym prawo do udziału w aktywach netto) w sprawozdaniu finansowym udział ten ujmuje się jako inwestycję i rozlicza przy zastosowaniu metody praw własności.

W związku z udziałem we wspólnej działalności każdy ze wspólników ujmuje przypadającą na niego część aktywów i zobowiązań oraz przychodów i kosztów.

Współkontrola jest umownie ustalonym podziałem kontroli w ramach ustalenia umownego, który występuje tylko wówczas, gdy decyzje dotyczące istotnych działań wymagają jednogłośnej zgody stron dzielących kontrolę.

Inwestycje w jednostki stowarzyszone

Jednostki stowarzyszone to podmioty, na które jednostka dominująca bezpośrednio lub poprzez spółki zależne wywiera znaczący wpływ, ale nie sprawuje nad nimi kontroli ani współkontroli. Inwestycje w jednostkach stowarzyszonych są ujmowane metodą praw własności.

Wycena wartości godziwej nabywanych aktywów i zobowiązań, ustalenie wartości firmy

Zgodnie z MSSF 3 *Połączenia jednostek* Grupa Kapitałowa PGE dokonuje identyfikacji i wyceny nabywanych aktywów, zobowiązań oraz wartości firmy lub zysku z okazjonalnego nabycia. Wycena opiera się na szeregu istotnych założeń, obejmujących między innymi: wybór odpowiedniej metody, plany kierownictwa odnośnie wykorzystania przejętych aktywów, prognozy finansowe (w tym ścieżki cenowe określające główne pozycje przychodów i kosztów), zmiany legislacyjne i tym podobne. Z drugiej strony na rozliczenie transakcji nabycia ma wpływ odpowiednie ustalenie ceny nabycia (w tym części warunkowej). Przyjęte założenia mogą mieć istotny wpływ na określenie wartości godziwej nabywanych aktywów i zobowiązań oraz ustalenie wartości firmy lub zysku z okazjonalnego nabycia. Wartość firmy podlega testom na utratę wartości łącznie z odpowiednimi ośrodkami generującymi strumienie pieniężne.

Przeliczanie pozycji wyrażonych w walutach obcych

Transakcje wyrażone w walutach obcych są przeliczane na złote polskie przy zastosowaniu kursu obowiązującego w dniu zawarcia transakcji. Na dzień sprawozdawczy:

- pozycje pieniężne są przeliczane, metodą uproszczoną, przy zastosowaniu kursu zamknięcia NBP,
- pozycje niepieniężne wyceniane według kosztu historycznego w walucie obcej przelicza się przy zastosowaniu kursu wymiany z dnia pierwotnej transakcji,
- pozycje niepieniężne wyceniane w wartości godziwej w walucie obcej przelicza się przy zastosowaniu kursu wymiany z dnia ustalenia wartości godziwej.

Powstałe z przeliczenia różnice kursowe ujmowane są w wyniku finansowym lub, w przypadkach określonych polityką rachunkowości, w wartości aktywów.

Różnice kursowe powstałe na pozycjach niepieniężnych, takich jak instrumenty kapitałowe wyceniane w wartości godziwej przez wynik finansowy, ujmuje się jako element zmian wartości godziwej. Różnice kursowe powstałe na pozycjach niepieniężnych, takich jak instrumenty kapitałowe, ujmuje się w innych całkowitych dochodach. Różnice kursowe wynikające z przeliczenia aktywów i pasywów spółek zagranicznych o walucie funkcjonalnej innej niż waluta funkcjonalna jednostki dominującej są ujmowane w innych całkowitych dochodach i akumulowane w osobnej pozycji kapitałów własnych „Różnice kursowe z przeliczenia”.

5. Zmiana zasad rachunkowości i prezentacji danych

Nowe standardy i interpretacje, które weszły w życie 1 stycznia 2024 roku

Zasady (polityki) rachunkowości zastosowane do sporządzenia niniejszego sprawozdania finansowego są spójne z tymi, które zastosowano przy sporządzaniu sprawozdania finansowego za 2023 rok. Poniższe zmiany do MSSF, zostały zastosowane w niniejszym sprawozdaniu finansowym zgodnie z ich datą wejścia w życie. Poniższe zmiany nie miały istotnego wpływu na zaprezentowane i ujawnione informacje finansowe lub nie miały zastosowania do transakcji zawieranych przez Grupę:

- Zmiany do MSR 1 – zmiany dotyczą prezentacji sprawozdań finansowych – klasyfikacji zobowiązań jako krótko- i długoterminowe.
- Zmiany do MSSF 16 – zmiany dotyczą sposobu wyceny zobowiązania z tytułu transakcji sprzedaży i leasingu zwrotnego.
- Zmiany do MSR 7 oraz MSSF 7 – ujawnienia informacji dotyczących umowy finansowania zobowiązań wobec dostawców.

Grupa nie zdecydowała się na wcześniejsze zastosowanie żadnego standardu, interpretacji lub zmiany, które zostały opublikowane, lecz nie weszły dotychczas w życie w świetle przepisów Unii Europejskiej.

Zmiana zasad rachunkowości i prezentacji danych

W bieżącym okresie Grupa dokonała zmiany zasad dotyczących rachunkowości zabezpieczeń oraz zmiany prezentacyjnej wyceny węgla.

W przypadku zasad rachunkowości dotyczących rachunkowości zabezpieczeń do 30 września 2024 roku Grupa korzystała z możliwości stosowania wymogów rachunkowości zabezpieczeń zgodnie z MSR 39. Od 1 października 2024 roku stosowane są zasady zgodne z MSSF 9 dla wszystkich relacji zabezpieczających. Powyższa zmiana zasad rachunkowości zgodnie z wymaganiami MSSF 9 została wprowadzona prospektywnie od 1 października 2024 roku, a więc dane za okres porównawczy nie wymagały przekształcenia. Żadna relacja zabezpieczająca nie została rozwiązana wskutek tej zmiany. Poniżej zaprezentowano wpływ zmian polityki rachunkowości na skonsolidowane sprawozdanie finansowe za bieżący okres sprawozdawczy.

POCHODNY INSTRUMENT ZABEZPIECZAJĄCY	WPŁYW ZMIANY POLITYKI RACHUNKOWOŚCI NA SPRAWOZDANIE FINANSOWE ZA 2024 ROK
	Wpływ na przychody finansowe (+) 31,4 mln PLN
Transakcje zabezpieczające CCIRS	Ze względu na długoterminowy charakter instrumentu CCIRS (data zawarcia: 2014, data wymagalności: 2029), na moment początkowego ujęcia model wyceny nie mógł bazować wyłącznie na obserwowalnych danych – dostępne wówczas krzywe terminowe nie obejmowały całego horyzontu zapadalności instrumentu (tym samym, model bazował częściowo na danych nieobserwowalnych, które wynikały z ekstrapolacji dostępnych krzywych). W związku z powyższym, zasadne było przeprowadzenie korekty wartości (tj. odroczenie początkowego „zysku/straty”). Korekta ta wyniosła na moment początkowego ujęcia (-) 31,4 mln PLN. Na datę wdrożenia zasad MSSF 9 w obszarze rachunkowości zabezpieczeń, ze względu na bliski termin rozliczenia instrumentu CCIRS (horyzont 5 lat) i bazowanie na modelu wykorzystującym wyłącznie dane obserwowalne, zasadne jest rozliczenie bezpośrednio do wyniku (tj. odwrócenie wcześniejszej korekty związanej z odroczeniem „zyskiem/stratą dnia pierwszego”).
Transakcje zabezpieczające IRS	Brak wpływu na wynik finansowy i na sprawozdanie finansowe.
Forwardy walutowe (USD i EUR)	Brak wpływu na wynik finansowy i na sprawozdanie finansowe.

SKONSOLIDOWANE SPRAWOZDANIE Z CAŁKOWITYCH DOCHODÓW

	Rok zakończony 31 grudnia 2023 dane publikowane	Zmiana prezentacji wyceny węgla	Rok zakończony 31 grudnia 2023 dane przekształcone
PRZYCHODY ZE SPRZEDAŻY	95.964	-	95.964
Koszt własny sprzedaży	(87.561)	(370)	(87.931)
ZYSK BRUTTO ZE SPRZEDAŻY	8.403	(370)	8.033
Koszty sprzedaży i dystrybucji	(8.151)	-	(8.151)
Koszty ogólnego zarządu	(1.853)	-	(1.853)
Pozostałe przychody/(koszty) operacyjne netto	(1.830)	370	(1.460)
STRATA Z DZIAŁALNOŚCI OPERACYJNEJ	(3.431)	-	(3.431)

NOTY OBJAŚNIAJĄCE DO SKONSOLIDOWANEGO SPRAWOZDANIA FINANSOWEGO

NOTY OBJAŚNIAJĄCE DO SEGMENTÓW OPERACYJNYCH

6. Informacje dotyczące segmentów działalności

ISTOTNE ZASADY RACHUNKOWOŚCI

Segmenty operacyjne

Segment operacyjny jest częścią składową Grupy:

- która angażuje się w działalność gospodarczą, w związku z którą może uzyskiwać przychody i ponosić koszty (w tym przychody i koszty związane z transakcjami z innymi częściami składowymi tej samej jednostki),
- której wyniki działalności są regularnie przeglądane przez główny organ odpowiedzialny za podejmowanie decyzji operacyjnych w Grupie oraz wykorzystujący te wyniki przy decydowaniu o alokacji zasobów do segmentu i przy ocenie wyników działalności segmentu,
- w przypadku której są dostępne oddzielnie informacje finansowe.

Przychody segmentu są przychodami osiąganymi bądź to ze sprzedaży zewnętrznym klientom, bądź z transakcji z innymi segmentami GK PGE, które są wykazywane w rachunku zysków i strat GK PGE i dają się bezpośrednio przyporządkować do danego segmentu wraz z odpowiednią częścią przychodów, którą w oparciu o racjonalne przesłanki można przypisać do tego segmentu.

Koszty segmentu są kosztami składającymi się z kosztów sprzedaży zewnętrznym klientom oraz kosztów transakcji realizowanych z innymi segmentami w ramach Grupy, które wynikają z działalności operacyjnej danego segmentu i dają się bezpośrednio przyporządkować do tego segmentu wraz z odpowiednią częścią kosztów jednostki gospodarczej, które w oparciu o racjonalne przesłanki można przypisać do danego segmentu.

Wynik segmentu jest różnicą między przychodami a kosztami segmentu.

Aktywa segmentu są aktywami operacyjnymi wykorzystywanymi przez segment w działalności operacyjnej, które dają się bezpośrednio przyporządkować do danego segmentu lub w oparciu o racjonalne przesłanki przypisać do tego segmentu.

Zobowiązania segmentu są zobowiązaniami operacyjnymi powstałymi w wyniku działalności operacyjnej segmentu, które dają się bezpośrednio przyporządkować do danego segmentu lub w oparciu o racjonalne przesłanki przypisać do tego segmentu.

Do aktywów i zobowiązań segmentu nie zalicza się rozrachunków z tytułu podatku dochodowego.

Do zobowiązań segmentu zalicza się np. zobowiązania z tytułu dostaw i usług, pozostałe zobowiązania, rozliczenia międzyokresowe bierne, zaliczki otrzymane od klientów, rezerwy na reklamacje dotyczące dostarczanych towarów i świadczonych usług.

Do zobowiązań segmentu, którego działalność nie jest w pierwszym rzędzie działalnością finansową, nie zalicza się pożyczek oraz podobnych zobowiązań.

Spółki Grupy Kapitałowej PGE prowadzą działalność na podstawie odpowiednich koncesji, w tym przede wszystkim koncesji na: wytwarzanie, obrót i dystrybucję energii elektrycznej, wytwarzanie, przesył i dystrybucję ciepła, przyznawane przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki oraz koncesji na wydobywanie węgla brunatnego ze złóż, udzielanych przez Ministra Środowiska. Koncesje są z reguły wydawane na okres pomiędzy 10 a 50 lat. Kluczowe koncesje w Grupie Kapitałowej PGE wygasają w latach 2025-2043.

Do koncesji na wydobywanie węgla, wytwarzanie energii elektrycznej i ciepła oraz dystrybucję energii elektrycznej i ciepła przypisane są odpowiednie aktywa, przedstawione w szczegółowych informacjach na temat segmentów operacyjnych. W związku z posiadanymi koncesjami dotyczącymi energii elektrycznej i ciepła ponoszone są roczne opłaty zależne od poziomu obrotów. W przypadku prowadzenia działalności koncesjonowanej związanej z wydobywaniem węgla brunatnego ponoszone są opłaty eksploatacyjne zależne od obowiązującej stawki i wielkości wydobywania, a także opłaty za użytkowanie górnicze. W 2024 roku koszty Grupy Kapitałowej PGE z tytułu koncesji wyniosły około 23 mln PLN (w 2023 roku 17 mln PLN), zaś koszty z tytułu opłaty eksploatacyjnej i opłaty za użytkowanie górnicze w kopalniach wyniosły 140 mln PLN w 2024 roku i (w 2023 roku 123 mln PLN).

GK PGE prezentuje informacje dotyczące segmentów działalności za bieżący oraz porównawczy okres sprawozdawczy zgodnie z MSSF 8 *Segmenty operacyjne*. Podział sprawozdawczości Grupy oparty jest na segmentach branżowych:

- Energetyka Odnawialna obejmuje wytwarzanie energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych oraz w elektrowniach szczytowo-pompowych.
- Energetyka Gazowa obejmuje wytwarzanie energii elektrycznej w źródłach gazowych.
- Energetyka Konwencjonalna obejmuje wydobywanie węgla brunatnego oraz wytwarzanie energii elektrycznej w źródłach konwencjonalnych a także działalność pomocniczą w powyższym zakresie.
- Ciepłownictwo obejmuje wytwarzanie energii cieplnej i elektrycznej w źródłach kogeneracyjnych oraz przesyłanie i dystrybucję ciepła.
- Dystrybucja obejmuje zarządzanie lokalnymi sieciami dystrybucyjnymi oraz przesyłanie energii elektrycznej tymi sieciami.
- Energetyka Kolejowa obejmuje przede wszystkim dystrybucję i sprzedaż energii elektrycznej do przewoźników kolejowych oraz klientów skupionych wokół linii kolejowych, sprzedaż paliw oraz utrzymanie i modernizację sieci trakcyjnej wraz z pozostałymi usługami elektroenergetycznymi.
- Obrót obejmuje sprzedaż i zakup energii elektrycznej oraz gazu ziemnego na rynku hurtowym, obrót uprawnieniami do emisji CO₂, prawami majątkowymi wynikającymi ze świadectw pochodzenia oraz zakup i dostawę paliw a także sprzedaż energii elektrycznej oraz świadczenie usług odbiorcom końcowym.
- Gospodarka Obiegu Zamkniętego obejmuje gospodarowanie ubocznymi produktami spalania.
- Działalność pozostała obejmuje świadczenie usług przez spółki zależne na rzecz Grupy Kapitałowej np. organizacja pozyskiwania finansowania, świadczenie usług informatycznych, transportowych, ochroniarskich oraz inwestycje w start-up'y.

Organizacja i zarządzanie Grupą PGE odbywa się w podziale na segmenty uwzględniające rodzaj oferowanych produktów i usług. Każdy z segmentów stanowi strategiczną jednostkę gospodarczą, oferującą inne wyroby i obsługującą inne rynki. Przepisanie poszczególnych jednostek do segmentów działalności zostało przedstawione w nocie 1.3 niniejszego skonsolidowanego sprawozdania finansowego. GK PGE rozlicza transakcje między segmentami w taki sposób, jakby dotyczyły one podmiotów niepowiązanych tj. na warunkach rynkowych. Analizując wyniki poszczególnych segmentów działalności kierownictwo Grupy zwraca przede wszystkim uwagę na osiągnięty wynik EBITDA.

W bieżącym okresie GK PGE wydzieliła nowy segment Energetyka Gazowa. W poprzednich okresach aktywa i wyniki tego segmentu były ujmowane i analizowane w ramach działalności pozostałej. Dane porównawcze zostały odpowiednio przekształcone.

Sezonowość segmentów działalności

Główne czynniki wpływające na zapotrzebowanie na energię elektryczną i ciepło to:

- czynniki atmosferyczne – temperatura powietrza, siła wiatru, wielkość opadów, nasłonecznienie,
- czynniki socjoekonomiczne – liczba odbiorców energii, ceny nośników energii, rozwój gospodarczy, poziom PKB oraz
- czynniki technologiczne – postęp technologiczny, technologia wytwarzania produktów.

Każdy z tych czynników ma wpływ na techniczne i ekonomiczne warunki wytwarzania i dystrybucji nośników energii, a tym samym wpływa na wyniki uzyskiwane przez spółki Grupy Kapitałowej PGE.

Poziom sprzedaży energii elektrycznej w ciągu roku jest zmienny i zależy przede wszystkim od czynników atmosferycznych – temperatura powietrza, długość dnia. Wzrost zapotrzebowania na energię elektryczną jest szczególnie widoczny w okresach zimowych, natomiast niższe zapotrzebowanie obserwujemy w okresach letnich. Ponadto, zmiany sezonowe widoczne są wśród wybranych grup odbiorców końcowych. Efekty sezonowości są bardziej znaczące dla gospodarstw domowych, niż dla sektora przemysłowego.

W segmencie Energetyka Odnawialna energia elektryczna wytwarzana jest z zasobów środowiska naturalnego takich jak woda, wiatr, słońce. Warunki meteorologiczne są istotnym czynnikiem wpływającym na produkcję energii elektrycznej w tym segmencie.

Sprzedaż ciepła zależy w szczególności od temperatury powietrza i jest większa w okresie zimowym, a mniejsza w okresie letnim.

6.1 Informacje dotyczące segmentów operacyjnych

Informacje dotyczące segmentów operacyjnych za 2024 rok

	Energetyka Odnawialna	Energetyka Gazowa	Energetyka Konwencjonalna	Ciepłownictwo	Dystrybucja	Energetyka Kolejowa	Obrót	Gospodarka Obiegu Zamkniętego	Działalność pozostała	Korekty	Razem
SPRAWOZDANIE Z CAŁKOWITYCH DOCHODÓW											
Sprzedaż na rzecz klientów zewnętrznych	1.573	1.098	16.786	5.746	10.710	5.255	23.047	247	18	3	64.483
Sprzedaż między segmentami	893	476	14.224	4.950	589	50	29.515	195	523	(51.415)	-
PRZYCHODY SEGMENTU, RAZEM	2.466	1.574	31.010	10.696	11.299	5.305	52.562	442	541	(51.412)	64.483
Koszt własny sprzedaży	(1.306)	(1.429)	(37.580)	(9.549)	(7.857)	(4.166)	(49.985)	(307)	(440)	49.454	(63.165)
EBIT	938	85	(7.317)	621	3.133	590	1.867	55	46	(83)	(65)
Amortyzacja, likwidacja oraz odpisy ujęte w wyniku finansowym	402	61	8.949	884	1.440	483	37	14	51	(41)	12.280
EBITDA	1.340	146	1.632	1.505	4.573	1.073	1.904	69	97	(124)	12.215
STRATA BRUTTO	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(772)
Podatek dochodowy	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(2.316)
STRATA NETTO	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(3.088)
AKTYWA I ZOBOWIĄZANIA											
Aktywa segmentu bez RAT, WN, PDUA i należności z tytułu dostaw i usług	972	266	12.478	2.289	51	208	1.330	38	71	(1.452)	16.251
RAT, WN, PDUA	7.901	6.103	13.092	8.872	26.836	7.621	354	81	365	(453)	70.772
Należności z tytułu dostaw i usług	224	121	1.809	1.541	1.747	690	9.216	67	91	(9.033)	6.473
Udziały i akcje wykazywane metodą praw własności	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	371
Aktywa nieprzypisane	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	10.127
AKTYWA, RAZEM	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	103.994
Zobowiązania segmentu z wyłączeniem zobowiązań z tytułu dostaw i usług	960	502	25.073	2.852	3.585	864	4.775	111	133	(2.346)	36.509
Zobowiązania z tytułu dostaw i usług	120	237	1.133	4.126	597	2.563	5.451	72	29	(9.127)	5.201
Zobowiązania nieprzypisane	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	16.755
ZOBOWIĄZANIA, RAZEM	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	58.465
POZOSTAŁE INFORMACJE DOTYCZĄCE SEGMENTU											
Nakłady inwestycyjne / Zwiększenia PDUA	1.648	2.462	1.031	1.406	3.841	498	34	19	142	(392)	10.689
Odpisy aktualizujące wartość aktywów finansowych i niefinansowych	-	-	7.869	165	22	160	74	13	10	(71)	8.242
Pozostałe koszty niepieniężne *	53	115	17.713	2.923	87	111	(243)	14	38	(217)	20.594

* Zmiany o charakterze niepieniężnym dotyczą rezerw m.in. na rekultywację, uprawnienia do emisji CO₂, nagrody jubileuszowe, taryfy pracowniczą i zobowiązań niefinansowych z tyt. świadczeń pracowniczych ujętych w wyniku oraz innych całkowitych dochodach

Informacje dotyczące segmentów operacyjnych za 2023 rok

<i>dane przekształcone</i>	Energetyka Odnawialna	Energetyka Gazowa	Energetyka Konwencjonalna	Ciepłownictwo	Dystrybucja	Energetyka Kolejowa	Obrót	Gospodarka Obiegu Zamkniętego	Działalność pozostała	Korekty	Razem
SPRAWOZDANIE Z CAŁKOWITYCH DOCHODÓW											
Sprzedaż na rzecz klientów zewnętrznych	1.792	1	38.579	7.863	10.191	4.724	32.618	177	11	8	95.964
Sprzedaż między segmentami	1.014	-	9.390	4.763	399	4	40.698	199	351	(56.818)	-
PRZYCHODY SEGMENTU, RAZEM	2.806	1	47.969	12.626	10.590	4.728	73.316	376	362	(56.810)	95.964
Koszt własny sprzedaży	(1.607)	(2)	(49.205)	(10.278)	(7.668)	(3.433)	(70.598)	(262)	(300)	55.422	(87.931)
EBIT	753	(16)	(9.418)	1.168	2.578	866	(38)	42	38	596	(3.431)
Amortyzacja, likwidacja oraz odpisy ujęte w wyniku finansowym	361	1	10.890	784	1.302	377	34	14	50	(354)	13.459
EBITDA	1.114	(15)	1.472	1.952	3.880	1.243	(4)	56	88	242	10.028
STRATA BRUTTO	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(4.055)
Podatek dochodowy	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(847)
STRATA NETTO	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(4.902)
AKTYWA I ZOBOWIĄZANIA											
Aktywa segmentu bez RAT, WN, PDUA i należności z tytułu dostaw i usług	478	481	14.497	1.813	53	177	1.480	17	60	(418)	18.638
RAT, WN, PDUA	6.605	3.715	21.125	8.361	24.343	7.570	327	71	273	(78)	72.312
Należności z tytułu dostaw i usług	271	-	1.250	1.748	2.120	548	10.633	84	65	(9.983)	6.736
Udziały i akcje wykazywane metodą praw własności	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	453
Aktywa nieprzypisane	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	15.304
AKTYWA, RAZEM	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	113.443
Zobowiązania segmentu z wyłączeniem zobowiązań z tytułu dostaw i usług	916	74	30.903	2.311	3.416	987	6.182	70	72	(2.303)	42.628
Zobowiązania z tytułu dostaw i usług	107	2	1.538	4.382	751	2.407	5.545	48	35	(10.100)	4.715
Zobowiązania nieprzypisane	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	18.245
ZOBOWIĄZANIA, RAZEM	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	65.588
POZOSTAŁE INFORMACJE DOTYCZĄCE SEGMENTU											
Nakłady inwestycyjne / Zwiększenia PDUA	1.223	732	1.478	1.523	4.224	1.053	31	17	97	(290)	10.088
Nabycie RAT, WN, PDUA w ramach nabycia nowych spółek	225	-	-	-	-	6.977	-	-	-	459	7.661
Odpisy aktualizujące wartość aktywów finansowych i niefinansowych	-	-	8.965	59	12	13	375	3	5	(327)	9.105
Pozostałe koszty niepieniężne *	56	2	22.524	3.019	533	122	1.862	12	28	(360)	27.798

* Zmiany o charakterze niepieniężnym dotyczą rezerw m.in. na rekultywację, uprawnienia do emisji CO₂, nagrody jubileuszowe, taryfę pracowniczą i zobowiązań niefinansowych z tyt. świadczeń pracowniczych ujętych w wyniku oraz innych całkowitych dochodach

6.2 Informacje dotyczące obszarów geograficznych

Podział geograficzny przychodów ze sprzedaży za 2024 rok oraz 2023 rok przedstawia się następująco:

	Rok zakończony 31 grudnia 2024	Rok zakończony 31 grudnia 2023
PRZYCHODY Z DZIAŁALNOŚCI OPERACYJNEJ		
Rynek krajowy	64.452	95.939
Kraje Unii Europejskiej	31	25
RAZEM PRZYCHODY ZE SPRZEDAŻY	64.483	95.964

Podział geograficzny obciążenia podatkowego wykazywanego w rachunku zysków i strat za 2024 rok oraz 2023 rok przedstawia się następująco:

	Rok zakończony 31 grudnia 2024	Rok zakończony 31 grudnia 2023
OBCIĄŻENIA PODATKOWE WYKAZYWANE W RACHUNKU ZYSKÓW I STRAT		
Rynek krajowy	2.312	847
Kraje Unii Europejskiej	4	-
RAZEM OBCIĄŻENIA PODATKOWE WYKAZYWANE W RACHUNKU ZYSKÓW I STRAT	2.316	847

Podział geograficzny obciążenia podatkowego wykazywanego w innych całkowitych dochodach za 2024 rok oraz 2023 rok przedstawia się następująco:

	Rok zakończony 31 grudnia 2024	Rok zakończony 31 grudnia 2023
OBCIĄŻENIA PODATKOWE WYKAZYWANE W INNYCH CAŁKOWITYCH DOCHODACH		
Rynek krajowy	172	(414)
Kraje Unii Europejskiej	-	-
RAZEM OBCIĄŻENIA PODATKOWE WYKAZYWANE W INNYCH CAŁKOWITYCH DOCHODACH	172	(414)

Podział geograficzny aktywów według stanu na dzień 31 grudnia 2024 roku oraz na 31 grudnia 2023 roku przedstawia się następująco:

	Stan na dzień 31 grudnia 2024	Stan na dzień 31 grudnia 2023
POZOSTAŁE INFORMACJE DOTYCZĄCE OBSZARU		
Rynek krajowy	93.491	97.683
Kraje Unii Europejskiej	5	3
AKTYWA PRZYPISANE DO SEGMENTÓW, RAZEM	93.496	97.686
Rynek krajowy	10.081	15.257
Kraje Unii Europejskiej	46	47
AKTYWA NIEPRZYPISANE DO SEGMENTÓW, RAZEM	10.127	15.304
Rynek krajowy	371	453
UDZIAŁY I AKCJE WYKAZYWANE METODĄ PRAW WŁASNOŚCI, RAZEM	371	453
RAZEM AKTYWA	103.994	113.443

Podział geograficzny zapłaconego podatku dochodowego wykazywanego w sprawozdaniu z przepływów pieniężnych za 2024 rok oraz 2023 rok przedstawia się następująco:

	Rok zakończony 31 grudnia 2024	Rok zakończony 31 grudnia 2023
ZAPŁACONY PODATEK DOCHODOWY WYKAZYWANY W SPRAWOZDANIU Z PRZEPŁYWÓW PIENIĘŻNYCH		
Rynek krajowy	236	1.953
Kraje Unii Europejskiej	0,4	0,8
RAZEM ZAPŁACONY PODATEK DOCHODOWY WYKAZYWANY W SPRAWOZDANIU Z PRZEPŁYWÓW PIENIĘŻNYCH	236	1.954

NOTY OBJAŚNIAJĄCE DO SKONSOLIDOWANEGO SPRAWOZDANIA Z CAŁKOWITYCH DOCHODÓW

7. Przychody i koszty

7.1 Przychody ze sprzedaży

ISTOTNE ZASADY RACHUNKOWOŚCI

Przychody z umów z klientami

Przychody są ujmowane w taki sposób, aby odzwierciedlić przekazanie przyrzeczonych dóbr lub usług na rzecz klienta w kwocie, która odzwierciedla wynagrodzenie, do którego – zgodnie z oczekiwaniem Grupy – będzie ona uprawniona w zamian za te dobra lub usługi.

Grupa ujmuje przychód z umowy z klientem tylko wówczas, gdy spełnione są wszystkie następujące kryteria:

- strony umowy zawarły umowę (w formie pisemnej, ustnej lub zgodnie z innymi zwyczajowymi praktykami handlowymi) i są zobowiązane do wykonania swoich obowiązków;
- Grupa jest w stanie zidentyfikować prawa każdej ze stron dotyczące dóbr lub usług, które mają zostać przekazane;
- Grupa jest w stanie zidentyfikować warunki płatności za dobra lub usługi, które mają zostać przekazane;
- umowa ma treść ekonomiczną;
- jest prawdopodobne, że jednostka otrzyma wynagrodzenie, które będzie jej przysługiwało w zamian za dobra lub usługi, które zostaną przekazane klientowi.

W momencie zawarcia umowy Grupa dokonuje oceny dóbr lub usług przyrzeczonych w umowie z klientem i identyfikuje jako zobowiązanie do wykonania świadczenia każde przyrzeczenie do przekazania na rzecz klienta:

- dobra lub usługi (lub pakietu dóbr lub usług), które można wyodrębnić; lub
- grupy odrębnych dóbr lub usług, które są zasadniczo takie same i w przypadku których przekazanie na rzecz klienta ma taki sam charakter.

Grupa ujmuje przychody w momencie spełnienia (lub w trakcie spełniania) zobowiązania do wykonania świadczenia poprzez przekazanie przyrzonego dobra lub usługi (tj. składnika aktywów) klientowi. Przekazanie składnika aktywów następuje w momencie, gdy klient uzyskuje kontrolę nad tym składnikiem aktywów, czyli uzyskania zdolności do bezpośredniego rozporządzenia tym składnikiem aktywów i możliwości uzyskiwania z niego zasadniczo wszystkich pozostałych korzyści.

Grupa przenosi kontrolę nad dobrem lub usługą w miarę upływu czasu i tym samym spełnia zobowiązanie do wykonania świadczenia oraz ujmuje przychody w miarę upływu czasu, jeżeli spełniony jest jeden z następujących warunków:

- klient jednocześnie otrzymuje i czerpie korzyści płynące ze świadczenia Grupy, w miarę wykonywania przez Grupę tego świadczenia;
- w wyniku wykonania świadczenia przez Grupę powstaje lub zostaje ulepszony składnik aktywów (np. produkcja w toku), a kontrolę nad tym składnikiem aktywów – w miarę jego powstawania lub ulepszania – sprawuje klient; lub
- w wyniku wykonania świadczenia przez Grupę nie powstaje składnik aktywów o alternatywnym zastosowaniu dla Grupy, a Grupie przysługuje egzekwowne prawo do zapłaty za dotychczas wykonane świadczenie.

Dla każdego zobowiązania do wykonania świadczenia spełnianego w miarę upływu czasu Grupa ujmuje przychody w miarę upływu czasu, mierząc stopień całkowitego spełnienia tego zobowiązania do wykonania świadczenia. Celem pomiaru jest określenie postępu w spełnianiu zobowiązania jednostki do przeniesienia kontroli nad dobrami lub usługami przyrzeczonymi klientowi (tj. stopnia spełnienia zobowiązania do wykonania świadczenia).

Po spełnieniu (lub w trakcie spełniania) zobowiązania do wykonania świadczenia Grupa ujmuje jako przychód kwotę równą cenie transakcyjnej, która została przypisana do tego zobowiązania do wykonania świadczenia. Cena transakcyjna uwzględnia część lub całość kwoty szacowanego wynagrodzenia zmiennego wyłącznie w takim zakresie, w jakim istnieje wysokie prawdopodobieństwo, że nie nastąpi odwrócenie znaczącej części kwoty wcześniej ujętych skumulowanych przychodów w momencie, kiedy ustanie niepewność co do wysokości wynagrodzenia zmiennego.

Przychody są rozpoznawane po pomniejszeniu o podatek od towarów i usług (VAT), podatek akcyzowy, inne podatki od sprzedaży lub opłaty oraz rabaty i upusty.

W celu ustalenia ceny transakcyjnej Grupa uwzględnia warunki umowy oraz stosowane przez nią zwyczajowe praktyki handlowe. Cena transakcyjna to kwota wynagrodzenia, które - zgodnie z oczekiwaniem Grupy - będzie jej przysługiwać w zamian za przekazanie przyrzeczonych dóbr lub usług na rzecz klienta, z wyłączeniem kwot pobranych w imieniu osób trzecich.

Przychody z hurtowej sprzedaży energii elektrycznej, mocy i usług bilansujących

Umowy sprzedaży energii elektrycznej zawarte na rynku hurtowym są zgłaszane do Operatora Systemu Przesyłowego (OSP) w postaci deklarowanej w każdej godzinie ilości energii elektrycznej, którą Grupa, jako dostawca, zobowiązana jest dostarczyć lub spowodować jej dostarczenie, a odbiorca odebrać. Cena rozliczeniowa, jak i wolumeny energii elektrycznej w poszczególnych godzinach wynikają z wcześniej podpisanych Umów OTC (over the counter), bądź w przypadku sprzedaży na TGE z elektronicznie zarejestrowanych transakcji. Przychód ze sprzedaży energii elektrycznej na giełdzie jest rozpoznawany w dniu dostawy.

Od dnia 14 czerwca 2024 roku wprowadzone zostały zmiany w funkcjonowaniu rynku bilansującego, które wprowadziły m.in. nową strukturę podmiotową i obiektową, nowy katalog usług bilansujących, rynkowe zasady pozyskiwania mocy bilansujących, zmianę okresów rozliczeń.

Przychody ze sprzedaży energii niezbilansowania (poprzednio energii bilansującej) dotyczą energii dostarczonej na Rynek Bilansujący stanowiącej nadwyżkę rzeczywistej energii dostarczonej do KSE w stosunku do energii zgłoszonej w Programach Pracy. Przychody z Rynku Bilansującego dodatkowo generuje energia bilansująca definiowana jako dostarczona w ramach wymuszeń i redukcji produkcji przez OSP.

W ramach Rynku Bilansującego za moment sprzedaży energii bilansującej i energii niezbilansowania uważa się moment dostawy tej energii, wynikający z raportów handlowych opublikowanych przez OSP. Jeżeli nie jest możliwe ujęcie faktury sprzedaży energii na Rynek Bilansujący, za ostatnią dekadę miesiąca w danym okresie sprawozdawczym dokonywane jest oszacowanie niezafakturowanej w danym okresie sprzedaży na podstawie dobowych rozliczeń energii bilansującej lub energii niezbilansowania dostarczonej na Rynek Bilansujący w kolejnych dobach tej dekady lub na bazie danych historycznych. Dodatkowymi przychodami są przychody z tytułu rozliczeń Mocy Bilansujących, które są rozliczane w ujęciu dekadowym.

Przychody ze sprzedaży ciepła

Przychody są wyceniane według aktualnie obowiązujących cen ciepła i stawek opłat taryfowych, podlegających zatwierdzeniu przez Prezesa URE. Ceny ciepła dotyczą zamówionej mocy cieplnej, sprzedanej energii cieplnej i nośnika ciepła w zakresie wytwarzania ciepła natomiast stawki opłaty zmiennej i stałej dotyczą dystrybucji i przesyłania ciepła. Przychody zafakturowane z tytułu sprzedaży ciepła stanowią iloczyn opisanych wyżej stawek taryfowych i wolumenów sprzedaży.

Sprzedaż ciepła w ujęciu ilościowym pochodzi z przeprowadzonych odczytów układów pomiarowo-rozliczeniowych. Odczyty są dokonywane we wskazanych dniach roboczych każdego miesiąca kalendarzowego, w tym również w dacie zbliżonej do końca miesiąca. W związku z tym, na potrzeby zamknięcia sprawozdawczego dokonywane są doszacowania wolumenu sprzedaży dla okresu między ostatnią datą odczytu w miesiącu a końcem tego miesiąca.

Przychód ze sprzedaży ciepła jest rozpoznawany w momencie dostarczenia ciepła zgodnie z uzyskanymi odczytami wraz z doszacowaniem.

Przychody ze sprzedaży usług dystrybucji energii elektrycznej

Wielkość przychodów ze sprzedaży usług dystrybucji energii elektrycznej wynika ze sprzedaży udokumentowanej fakturami, skorygowanej o dokonane doszacowanie niezafakturowanej w danym okresie sprzedaży usług dystrybucji energii elektrycznej. Doszacowanie sprzedaży jest dokonywane nie rzadziej niż na koniec każdego kwartału.

Przychód z tytułu usługi dystrybucyjnej rozpoznawany jest w momencie wykonania usługi, na podstawie wskazań układów pomiarowo-rozliczeniowych, z uwzględnieniem doszacowania zużycia.

Do przychodów ze sprzedaży nie jest zaliczana wartość opłat pobranych w imieniu stron trzecich, dla których Grupa pełni rolę płatnika, tj. opłaty przejściowej, opłaty OZE, opłaty kogeneracyjnej oraz opłaty mocowej.

Przychody ze sprzedaży energii elektrycznej do odbiorców finalnych oraz paliwa gazowego

Grupa uzyskuje przychody ze sprzedaży energii elektrycznej oraz gazu ziemnego do odbiorców finalnych. Przychody ze sprzedaży energii elektrycznej są rozpoznawane na podstawie miesiąca sprzedaży wskazanego na fakturach.

Ze względu na ciągły charakter dostaw energii, na potrzeby prawidłowego ujęcia w księgach rachunkowych Grupa koryguje przychody ze sprzedaży (sprzedaż zafakturowana) o wielkość dostarczonej a niezafakturowanej w danym okresie energii. Doszacowanie sprzedaży energii elektrycznej jest dokonywane na koniec każdego miesiąca.

Kalkulacja wartości doszacowania sprzedaży dokonywana jest odrębnie dla każdego punktu poboru energii oraz odrębnie dla poszczególnych składników ceny i rodzajów opłat taryfowych. Doszacowanie wolumenu energii elektrycznej jest obliczane na podstawie przeciętnego dziennego zużycia energii dla danego punktu poboru, wyznaczonego w oparciu o:

- dane ze sprzedaży energii zafakturowanej w ostatnim okresie rozliczeniowym,
- prognozowane dzienne zużycie energii elektrycznej oraz gazu ziemnego.

Doszacowanie wolumenu energii elektrycznej dla nowo pozyskanego punktu poboru energii (nieposiadającego historii zużycia energii elektrycznej w systemie bilingowym) wyznaczone jest na podstawie deklarowanego przez klienta wolumenu.

W przypadku punktów poboru energii elektrycznej rozliczanych z wykorzystaniem faktur prognozowych, doszacowanie urealnia sprzedaż poprzez przeliczenie wartości opłat dla prognozowanej ilości energii wg aktualnych stawek, obowiązujących w okresie prognozowanym.

Doszacowanie sprzedaży energii elektrycznej i paliwa gazowego jest prezentowane w Należnościach z tytułu dostaw i usług.

Przychody z Rynku Mocy

Na mocy Ustawy o rynku mocy, dostawcy mocy mogą w aukcjach mocy zaoferować OSP obowiązek mocowy na określony okres dostaw. Obowiązkiem mocowym nazywa się zobowiązanie dostawcy mocy do pozostawiania w okresie dostaw w gotowości do dostarczania określonej mocy elektrycznej do systemu przez jednostkę rynku mocy oraz do dostawy określonej mocy elektrycznej do systemu w okresach zagrożenia.

Przychody z leasingu operacyjnego

Przychody z tytułu leasingu operacyjnego są ujmowane w wyniku bieżącego okresu przy zastosowaniu metody liniowej przez okres leasingu, chyba że zastosowanie innej systematycznej metody lepiej odzwierciedla sposób rozłożenia w czasie zmniejszania się korzyści czerpanych z oddanego w leasing składnika aktywów.

Niedzyskontowane opłaty leasingowe, które będą otrzymane w skali roku w następnych okresach zaprezentowano w poniżej tabeli.

Terminy zapadalności	Rok zakończony 31 grudnia 2024	Rok zakończony 31 grudnia 2023
do 1 roku	96	69
od 1 do 2 lat	84	63
od 2 do 3 lat	79	58
od 3 do 4 lat	77	54
od 4 do 5 lat	321	53
powyżej 5 lat	1.115	860

Opłaty leasingowe ujęte jako przychód w 2024 roku wyniosły 105 mln PLN (97 mln PLN w 2023 roku). Grupa nie osiągnęła przychodów z tytułu leasingu operacyjnego odnoszących się do zmiennych opłat leasingowych, które nie są zależne od indeksu lub stopy.

Przychody ze sprzedaży w podziale na kategorie

Poniższe tabele przedstawiają przychody z umów z klientami w podziale na kategorie, które odzwierciedlają sposób, w jaki czynniki ekonomiczne wpływają na charakter, kwotę, termin płatności oraz niepewność przychodów i przepływów pieniężnych.

Rok zakończony 31 grudnia 2024	Energetyka Odnawialna	Energetyka Gazowa	Energetyka Konwencjonalna	Ciepłownictwo	Dystrybucja	Energetyka Kolejowa	Obrót	Gospodarka Obiegu Zamkniętego	Działalność pozostała	Korekty	Razem
Rodzaj dobra lub usługi											
Przychody ze sprzedaży towarów i produktów bez wyłączenia podatków i opłat	2.425	1.573	30.949	10.365	12.003	4.912	48.283	228	-	(49.144)	61.594
<i>Podatki i opłaty pobrane w imieniu stron trzecich</i>	-	-	(12)	(5)	(1.533)	(257)	(152)	-	-	-	(1.959)
Przychody ze sprzedaży towarów i produktów, w tym:	2.425	1.573	30.937	10.360	10.470	4.655	48.131	228	-	(49.144)	59.635
Energia elektryczna	1.625	1.452	27.253	5.327	9	2.224	21.625	-	-	(22.489)	37.026
Rynek mocy	248	118	2.214	270	-	-	34	-	-	3	2.887
Usługi dystrybucyjne	-	-	5	24	9.943	2.164	111	-	-	(465)	11.782
Ciepło	-	-	177	4.685	-	-	17	-	-	(29)	4.850
Prawa majątkowe pochodzenia energii	194	-	-	17	-	-	2	-	-	(128)	85
Regulacyjne usługi systemowe	18	-	269	2	-	-	-	-	-	-	289
Usługi bilansujące (moce bilansujące/ rezerwa operacyjna)	303	2	828	-	-	-	-	-	-	-	1.133
Gaz ziemny	-	-	-	-	-	-	200	-	-	(168)	32
Paliwa pozostałe	-	-	-	-	-	220	949	-	-	(388)	781
Uprawnienia do emisji CO ₂	-	-	-	21	-	-	25.162	-	-	(25.144)	39
Pozostałe	37	1	191	14	518	47	31	228	-	(336)	731
Przychody ze sprzedaży usług	47	-	57	50	64	553	1.556	213	541	(2.238)	843
PRZYCHODY Z UMÓW Z KLIENTAMI	2.472	1.573	30.994	10.410	10.534	5.208	49.687	441	541	(51.382)	60.478
<i>Termin przekazania dóbr lub usług:</i>											
- w miarę upływu czasu	2.194	1.572	30.746	10.308	9.952	4.388	21.987	-	-	(23.148)	57.999
- w określonym momencie	278	1	248	102	582	820	27.700	441	541	(28.234)	2.479

Rok zakończony 31 grudnia 2023	Energetyka Odnawialna	Energetyka Gazowa	Energetyka Konwencjonalna	Ciepłownictwo	Dystrybucja	Energetyka Kolejowa	Obrót	Gospodarka Obiegu Zamkniętego	Działalność pozostała	Korekty	Razem
Rodzaj dobra lub usługi dane przekształcone											
Przychody ze sprzedaży towarów i produktów bez wyłączenia podatków i opłat	2.784	-	47.905	11.948	10.759	4.297	64.348	164	-	(54.297)	87.908
<i>Podatki i opłaty pobrane w imieniu stron trzecich</i>	-	-	(10)	(4)	(1.497)	(156)	(138)	-	-	-	(1.805)
Przychody ze sprzedaży towarów i produktów, w tym:	2.784	-	47.895	11.944	9.262	4.141	64.210	164	-	(54.297)	86.103
Energia elektryczna	2.291	-	43.629	7.048	11	1.837	27.942	-	-	(20.873)	61.885
Rynek mocy	259	-	2.203	218	-	-	30	-	-	-	2.710
Usługi dystrybucyjne	-	-	17	23	8.817	1.542	74	-	-	(352)	10.121
Ciepło	-	-	135	4.513	-	-	14	-	-	(18)	4.644
Prawa majątkowe pochodzenia energii	214	-	-	72	-	-	-	-	-	(27)	259
Regulacyjne usługi systemowe	14	-	1.698	3	-	-	-	-	-	-	1.715
Gaz ziemny	-	-	-	-	-	-	927	-	-	(698)	229
Paliwa pozostałe	-	-	-	-	-	168	6.147	-	-	(3.146)	3.169
Uprawnienia do emisji CO ₂	-	-	68	54	-	-	29.071	-	-	(29.043)	150
Pozostałe	6	-	145	13	434	594	5	164	-	(140)	1.221
Przychody ze sprzedaży usług	43	-	61	60	65	446	1.945	212	361	(2.493)	700
PRZYCHODY Z UMÓW Z KLIENTAMI	2.827	-	47.956	12.004	9.327	4.587	66.155	376	361	(56.790)	86.803
<i>Termin przekazania dóbr lub usług:</i>											
- w miarę upływu czasu	2.564	-	47.682	11.805	8.828	3.379	28.987	-	-	(21.941)	81.304
- w określonym momencie	263	-	274	199	499	1.208	37.168	376	361	(34.849)	5.499

Poniższa tabela przedstawia uzgodnienie między ujawnieniem przychodów w podziale na kategorie a informacjami o przychodach, które Grupa ujawnia dla każdego segmentu sprawozdawczego.

Rok zakończony 31 grudnia 2024	Energetyka Odnawialna	Energetyka Gazowa	Energetyka Konwencjonalna	Ciepłownictwo	Dystrybucja	Energetyka Kolejowa	Obrót	Gospodarka Obiegu Zamkniętego	Działalność pozostała	Korekty	Razem
Przychody z umów z klientami	2.472	1.573	30.994	10.410	10.534	5.208	49.687	441	541	(51.382)	60.478
Rekompensaty - energia, gaz, ciepło, usługa dystrybucyjna	-	-	-	176	692	97	2.827	-	-	-	3.792
Rekompensaty - węgiel	-	-	-	-	-	-	41	-	-	-	41
Aukcyjny system wsparcia OZE	(13)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(13)
Wsparcie wysokosprawnej kogeneracji	-	-	-	76	-	-	-	-	-	-	76
Rekompensaty KDT	-	-	-	4	-	-	-	-	-	-	4
Leasing	7	1	16	30	73	-	7	1	-	(30)	105
PRZYCHODY ZE SPRZEDAŻY, RAZEM	2.466	1.574	31.010	10.696	11.299	5.305	52.562	442	541	(51.412)	64.483

Rok zakończony 31 grudnia 2023 dane przekształcone	Energetyka Odnawialna	Energetyka Gazowa	Energetyka Konwencjonalna	Ciepłownictwo	Dystrybucja	Energetyka Kolejowa	Obrót	Gospodarka Obiegu Zamkniętego	Działalność pozostała	Korekty	Razem
Przychody z umów z klientami	2.827	-	47.956	12.004	9.327	4.587	66.155	376	361	(56.790)	86.803
Rekompensaty - energia, gaz, ciepło, usługa dystrybucyjna	-	-	1	120	1.199	141	6.197	-	-	-	7.658
Rekompensaty – węgiel	-	-	-	-	-	-	958	-	-	-	958
Aukcyjny system wsparcia OZE	(27)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(27)
Wsparcie wysokosprawnej kogeneracji	-	-	-	584	-	-	-	-	-	-	584
Rekompensaty KDT	-	-	-	(109)	-	-	-	-	-	-	(109)
Leasing	6	1	12	27	64	-	6	-	1	(20)	97
PRZYCHODY ZE SPRZEDAŻY, RAZEM	2.806	1	47.969	12.626	10.590	4.728	73.316	376	362	(56.810)	95.964

W 2024 roku w łącznej kwocie przychodów ze sprzedaży Grupa ujęła 18 mln PLN z tytułu transakcji sprzedaży, dla których wartość nie została ostatecznie ustalona na koniec okresu sprawozdawczego. Grupa PGE dokonuje szacunków, z czego najistotniejsze dotyczą doszacowania ze sprzedaży niezafakturowanej energii elektrycznej, paliwa gazowego, usług dystrybucyjnych w segmentach Obrót, Dystrybucja, Energetyka Kolejowa oraz Ciepłownictwo. Ponadto z uwagi na regulacje rynku energetycznego możliwe są korekty rozliczeń, jak ujawniono w nocie 2.4 niniejszego skonsolidowanego sprawozdania finansowego.

7.2 Koszty w układzie rodzajowym i kalkulacyjnym

ISTOTNE ZASADY RACHUNKOWOŚCI

Koszt własny sprzedaży

Do kosztu własnego sprzedaży zalicza się:

- koszt wytworzenia produktów poniesiony w danym okresie sprawozdawczym, skorygowany o zmianę stanu produktów (wyrobów gotowych, półproduktów oraz produkcji w toku) oraz skorygowany o koszt wytworzenia produktów na własne potrzeby,
- wartość sprzedanej energii elektrycznej, towarów i materiałów według cen nabycia,
- zmiany wyceny wartości godziwej instrumentów finansowych związanych z węglem wycenianym do wartości godziwej, a także zmiany wyceny zapasów węgla wycenianego w wartości godziwej.

Koszty wytworzenia, które można bezpośrednio przyporządkować przychodom osiągniętym przez jednostki, wpływają na wynik finansowy Grupy za ten okres sprawozdawczy, w którym przychody te wystąpiły.

Koszty wytworzenia, które można jedynie w sposób pośredni przyporządkować przychodom lub innym korzyściom osiąganym przez Grupę, wpływają na wynik finansowy Grupy w części, w której dotyczą danego okresu sprawozdawczego, zapewniając ich współmierność do przychodów lub innych korzyści ekonomicznych.

	Rok zakończony 31 grudnia 2024	Rok zakończony 31 grudnia 2023 dane przekształcone
KOSZTY W UKŁADZIE RODZAJOWYM		
Amortyzacja i odpisy aktualizujące	12.311	13.501
Zużycie materiałów i energii	10.229	13.693
Usługi obce	5.265	4.695
Podatki i opłaty	22.226	32.743
Koszty świadczeń pracowniczych	8.163	7.462
Pozostałe koszty rodzajowe	503	514
KOSZTY WEDŁUG RODZAJU, RAZEM	58.697	72.608
Zmiana stanu produktów	(11)	(39)
Koszt wytworzenia świadczeń na własne potrzeby jednostki	(1.341)	(1.318)
Koszty sprzedaży i dystrybucji	(928)	(8.151)
Koszty ogólnego zarządu	(1.943)	(1.853)
Wartość sprzedanych towarów i materiałów	8.691	26.684
KOSZT WŁASNY SPRZEDAŻY	63.165	87.931

Jak przedstawiono w nocie 7.2.1 niniejszego sprawozdania finansowego w roku 2024 roku w wyniku przeprowadzonych testów na utratę wartości w pozycji Amortyzacja i odpisy aktualizujące Grupa ujęła utworzenie odpisów aktualizujących z tytułu utraty wartości aktywów trwałych w segmencie Energetyka Konwencjonalna w wysokości 7.444 mln PLN.

Istotny spadek kosztów sprzedaży i dystrybucji spowodowany ujęciem kosztów odpisu na Fundusz WRC tylko w okresie porównawczym.

7.2.1 Koszty amortyzacji, likwidacji oraz odpisy aktualizujące

Poniżej przedstawiono ujęcie amortyzacji i likwidacji oraz odpisów aktualizujących rzeczowe aktywa trwałe, wartości niematerialne, prawa do użytkowania składników aktywów oraz nieruchomości inwestycyjne w sprawozdaniu z całkowitych dochodów.

Rok zakończony	Amortyzacja i likwidacja					Odpisy aktualizujące			
	RAT	WN	PDUA	NI	RAZEM	RAT	WN	PDUA	RAZEM
31 grudnia 2024									
Koszt własny sprzedaży	4.133	97	107	2	4.339	7.701	35	-	7.736
Koszty sprzedaży i dystrybucji	11	3	1	-	15	-	-	-	-
Koszty ogólnego zarządu	128	31	28	-	187	2	-	1	3
ODNIESIONE W WYNIK FINANSOWY	4.272	131	136	2	4.541	7.703	35	1	7.739
Zmiana stanu produktów	(2)	-	-	-	(2)	-	-	-	-
Koszt wytworzenia świadczeń na własne potrzeby jednostki	23	4	6	-	33	-	-	-	-
RAZEM	4.293	135	142	2	4.572	7.703	35	1	7.739

Rok zakończony	Amortyzacja i likwidacja					Odpisy aktualizujące			
	RAT	WN	PDUA	NI	RAZEM	RAT	WN	PDUA	RAZEM
31 grudnia 2023									
Koszt własny sprzedaży	4.408	86	94	2	4.590	8.690	6	1	8.697
Koszty sprzedaży i dystrybucji	11	2	4	-	17	-	-	-	-
Koszty ogólnego zarządu	102	25	21	-	148	6	1	-	7
ODNIESIONE W WYNIK FINANSOWY	4.521	113	119	2	4.755	8.696	7	1	8.704
Zmiana stanu produktów	5	-	-	-	5	-	-	-	-
Koszt wytworzenia świadczeń na własne potrzeby jednostki	34	2	1	-	37	-	-	-	-
RAZEM	4.560	115	120	2	4.797	8.696	7	1	8.704
Pozostałe przychody operacyjne	-	-	-	-	-	(4)	-	-	(4)

W 2024 roku Grupa przeprowadziła testy na utratę wartości aktywów trwałych, co skutkowało utworzeniem odpisów aktualizujących w łącznej wartości 7.444 mln PLN (8.446 mln PLN w okresie porównawczym). Szczegółowy opis zamieszczono w nocie 3.2 niniejszego sprawozdania finansowego.

Pozostałe odpisy aktualizujące ujęte w okresie sprawozdawczym dotyczą nakładów inwestycyjnych poniesionych w jednostkach, dla których stwierdzono całkowitą utratę wartości w poprzednich okresach.

W pozycji Amortyzacja i likwidacja Grupa ujęła w bieżącym okresie kwotę 49 mln PLN z tytułu wartości netto likwidacji RAT i WN (25 mln PLN w okresie porównawczym).

7.2.2 Zużycie materiałów i energii

	Rok zakończony 31 grudnia 2024	Rok zakończony 31 grudnia 2023
Koszty paliwa produkcyjnego	8.512	11.473
Zużycie materiałów remontowo eksploatacyjnych	608	638
Zużycie energii	502	942
Pozostałe	607	640
RAZEM ZUŻYCIE MATERIAŁÓW I ENERGII	10.229	13.693

7.2.3 Usługi obce

	Rok zakończony 31 grudnia 2024	Rok zakończony 31 grudnia 2023
Usługi przesyłowe	3.326	2.854
Usługi obce – remonty i eksploatacja	670	596
Usługi informatyczne	241	196
Usługi transportowe	209	364
Usługi doradcze	79	74
Czynsze i dzierżawy	45	37
Usługi telekomunikacyjne	28	26
Pozostałe	667	548
RAZEM KOSZTY USŁUG OBCYCH	5.265	4.695

7.2.4 Podatki i opłaty

	Rok zakończony 31 grudnia 2024	Rok zakończony 31 grudnia 2023
Opłaty za emisje CO ₂	20.341	23.714
Podatek od nieruchomości	1.193	1.093
Opłaty za korzystanie ze środowiska	647	1.107
Odpis na Fundusz WRC	(208)	6.569
Pozostałe	253	260
RAZEM PODATKI I OPŁATY	22.226	32.743

Za 2024 rok Grupa nie miała już obowiązku odprowadzania odpisów na Fundusz WRC. Zgodnie z ustawą o środkach nadzwyczajnych mających na celu ograniczenie wysokości cen energii elektrycznej oraz wsparciu niektórych odbiorców w latach 2023-2025 obowiązek przekazywania odpisów na Fundusz występował w odniesieniu do okresu od dnia 1 grudnia 2022 roku do dnia 31 grudnia 2023 roku. W 2024 roku Grupa ujęła tylko korekty kosztów tych odpisów za okresy wcześniejsze wynikające ze złożonych sprawozdań korygujących.

7.2.5 Koszty świadczeń pracowniczych oraz struktura zatrudnienia

	Rok zakończony 31 grudnia 2024	Rok zakończony 31 grudnia 2023
Wynagrodzenia	5.968	5.269
Koszty ubezpieczeń społecznych	1.149	1.018
Koszty świadczeń emerytalnych	78	68
Nagrody jubileuszowe, deputaty	168	157
Inne świadczenia po okresie zatrudnienia	80	66
Zmiana wartości rezerwy na świadczenia pracownicze	(170)	110
Koszty dotyczące Programu Odejść Emerytalnych	5	-
Pozostałe koszty świadczeń pracowniczych	885	774
RAZEM KOSZTY ŚWIADCZEŃ PRACOWNICZYCH, W TYM:	8.163	7.462
Pozycje ujęte w koszcie własnym sprzedaży	5.964	5.424
Pozycje ujęte w kosztach sprzedaży i dystrybucji	478	465
Pozycje ujęte w kosztach ogólnego zarządu	1.144	1.056
Koszt wytworzenia świadczeń na własne potrzeby jednostki	577	517

W pozycji Pozostałe koszty świadczeń pracowniczych Grupa ujęła m.in. koszty pracowniczych programów emerytalnych, odpis na ZFSS, koszty opieki medycznej oraz szkoleń.

Zatrudnienie w Grupie Kapitałowej PGE (w etatach) kształtowało się następująco:

Segment	Stan na dzień 31 grudnia 2024	Stan na dzień 31 grudnia 2023 dane przekształcone
Energetyka Odnawialna	798	777
Energetyka Gazowa	90	80
Energetyka Konwencjonalna	18.204	19.816
Ciepłownictwo	3.363	3.409
Dystrybucja	9.733	9.737
Energetyka Kolejowa	3.940	3.889
Obrót	3.288	3.172
Gospodarka Obiegu Zamkniętego	987	992
Pozostałe konsolidowane spółki	1.572	680
RAZEM ZATRUDNIENIE	41.975	42.552

7.3 Pozostałe przychody i koszty operacyjne

ISTOTNE ZASADY RACHUNKOWOŚCI

Pozostałe przychody i koszty operacyjne

Pozostałe przychody i koszty operacyjne ujmowane są w sprawozdaniu zgodnie z zasadą ostrożności i współmierności.

	Rok zakończony 31 grudnia 2024	Rok zakończony 31 grudnia 2023 dane przekształcone
POZOSTAŁE PRZYCHODY/(KOSZTY) OPERACYJNE NETTO		
Efekt zmiany wyceny rezerw na koszty rekultywacji	622	(527)
Kary, grzywny, odszkodowania	592	69
(Utworzenie)/Rozwiązanie pozostałych rezerw	526	(788)
(Utworzenie) odpisów aktualizujących należności	(474)	(113)
Wycena i realizacja instrumentów pochodnych - węgiel	193	(12)
Dotacje	49	30
Nadwyżki, ujawnienia aktywów/Rozliczenie niedoborów inwentaryzacyjnych	40	(30)
RAT/WN oraz pozostała infrastruktura otrzymana nieodpłatnie	38	30
Przekazane darowizny	(33)	(43)
Likwidacja szkód i awarii	(22)	(51)
Zysk/(Strata) ze zbycia RAT/WN	14	22
Pozostałe	(57)	(47)
POZOSTAŁE PRZYCHODY/(KOSZTY) OPERACYJNE NETTO, RAZEM	1.488	(1.460)

Kwestia wyceny rezerwy rekultywacyjnej została opisana w nocie 20.1 niniejszego sprawozdania finansowego.

Wzrost kar, grzywn, odszkodowań jest spowodowany wystawieniem przez PGE GiEK S.A. noty obciążeniowej w wysokości 357 mln PLN konsorcjum firm Mitsubishi Power Europe GmbH, TECNICAS REUNIDAS S.A. oraz BUDIMEX S.A. Kara umowna została objęta odpisem aktualizującym w tej samej wysokości.

Dodatkowo w grudniu 2024 roku PGE GiEK S.A. potrąciła część wierzytelności z tytułu kary umownej z wierzytelnością wykonawcy o zwrot spieniężonej gwarancji, na łączną kwotę 135 mln PLN. W efekcie potrącenia odwrócono częściowo odpis aktualizujący dotyczący kary, zawiązując równocześnie rezerwę w tej samej wysokości ze względu na ryzyko zakwestionowania tej operacji przez wykonawcę. Powyższe zdarzenia zostały opisane w nocie 27.3 niniejszego sprawozdania finansowego.

W bieżącym okresie sprawozdawczym Grupa ujęła odpisy aktualizujące należności z tytułu dostaw i usług od Grupy PKP Cargo S.A. w wysokości 121 mln PLN.

Rozwiązanie pozostałych rezerw dotyczy m.in. rezerw na umowy rodzące obciążenia z odbiorcami z grup taryfowych Gx spółki PGE Obrót S.A., co zostało opisane w nocie 20.4 niniejszego sprawozdania finansowego.

7.4 Przychody i koszty finansowe

ISTOTNE ZASADY RACHUNKOWOŚCI

Przychody i koszty finansowe

Przychody i koszty z tytułu odsetek są ujmowane sukcesywnie w miarę ich narastania z uwzględnieniem metody efektywnej stopy procentowej w stosunku do bieżącej wartości księgowej netto na dzień sprawozdawczy danego instrumentu finansowego przy uwzględnieniu zasady istotności.

Dywidendy są ujmowane w momencie ustalenia praw akcjonariuszy lub udziałowców do ich otrzymania.

	Rok zakończony 31 grudnia 2024	Rok zakończony 31 grudnia 2023
PRZYCHODY/(KOSZTY) FINANSOWE Z TYTUŁU INSTRUMENTÓW FINANSOWYCH NETTO		
Dywidendy	3	1
Odsetki; w tym	(278)	459
Przychody odsetkowe obliczone z zastosowaniem metody efektywnej stopy procentowej	520	1.184
Aktualizacja wartości aktywów finansowych	248	(42)
Rozwiązanie/(Utworzenie) odpisów	10	(509)
Różnice kursowe	(53)	(46)
Zysk/(Strata) na zbyciu inwestycji	(17)	20
RAZEM KOSZTY FINANSOWE Z TYTUŁU INSTRUMENTÓW FINANSOWYCH NETTO	(87)	(117)
POZOSTAŁE PRZYCHODY/(KOSZTY) FINANSOWE NETTO		
Koszty odsetkowe od pozycji niefinansowych	(524)	(474)
Odsetki od należności budżetowych	-	(12)
Rozwiązanie rezerw	1	(2)
Pozostałe	(18)	(21)
RAZEM POZOSTAŁE PRZYCHODY/(KOSZTY) FINANSOWE NETTO	(541)	(509)
RAZEM PRZYCHODY/(KOSZTY) FINANSOWE NETTO	(628)	(626)

Grupa wykazuje przychody z tytułu odsetek głównie od środków pieniężnych ulokowanych na rachunkach bankowych i lokatach, odsetek od obligacji oraz rozliczonych transakcji IRS.

Koszty odsetek dotyczą głównie zaciągniętych kredytów i pożyczek oraz wyemitowanych obligacji. Koszt odsetek od zobowiązań z tytułu leasingu w bieżącym okresie wyniósł 74 mln PLN (66 mln PLN w 2023 roku). Koszt odsetkowy od pozycji niefinansowych dotyczy rezerw rekultywacyjnych oraz rezerw na świadczenia pracownicze.

Przychody z tytułu aktualizacji wartości w bieżącym okresie sprawozdawczym wynikają głównie z wyceny instrumentów pochodnych oraz wbudowanych instrumentów pochodnych zawartych w umowach sprzedaży energii elektrycznej w segmencie Energetyki Odnawialnej.

7.5 Udział w wyniku jednostek wykazywanych metodą praw własności

2024 rok	Polimex Mostostal	PEC Bogatynia	Energopomiary	PGE Soleo Kleszczów	PGE PAK Energia Jądrowa	Elester
UDZIAŁ W GŁOSACH	16,33%	34,93%	49,79%	50,00%	50,00%	89,96%
Przychody	2.617	38	83	-	-	82
Wynik z działalności kontynuowanej	(447)	-	1	(1)	(16)	6
Udział w wyniku jednostek wykazywanych metodą praw własności	(73)	-	1	-	(8)	5
Eliminacja zysków i strat niezrealizowanych	20	-	-	-	-	-
Odpis z tytułu utraty wartości	(24)	-	-	-	-	-
UDZIAŁ W WYNIKU JEDNOSTEK WYKAZYWANYCH METODĄ PRAW WŁASNOŚCI	(77)	-	1	-	(8)	5
Inne całkowite dochody	6	-	-	-	-	-
UDZIAŁ W INNYCH CAŁKOWITYCH DOCHODACH JEDNOSTEK WYKAZYWANYCH METODĄ PRAW WŁASNOŚCI	-	-	-	-	-	-

2023 rok	Polimex Mostostal	PEC Bogatynia	Energopomiary	PGE Soleo Kleszczów	PGE PAK Energia Jądrowa	Elester*
UDZIAŁ W GŁOSACH	16,22%	34,93%	49,79%	50,00%	50,00%	89,96%
Przychody	3.322	27	68	-	-	73
Wynik z działalności kontynuowanej	55	(1)	-	-	(3)	7
Udział w wyniku jednostek wykazywanych metodą praw własności	9	-	-	-	(1)	6
Eliminacja zysków i strat niezrealizowanych	(12)	-	-	-	-	-
UDZIAŁ W WYNIKU JEDNOSTEK WYKAZYWANYCH METODĄ PRAW WŁASNOŚCI	(3)	-	-	-	(1)	6
Inne całkowite dochody	6	-	-	-	-	-
UDZIAŁ W INNYCH CAŁKOWITYCH DOCHODACH JEDNOSTEK WYKAZYWANYCH METODĄ PRAW WŁASNOŚCI	1	-	-	-	-	-

*udział w Elester sp. z o.o. został zaprezentowany za okres sprawowania współkontroli nad tą spółką tj. od 3 kwietnia 2023 roku

Grupa dokonywała korekty konsolidacyjnej dotyczącej marży na kontraktach realizowanych przez Polimex - Mostostal na rzecz Grupy.

8. Podatek dochodowy

ISTOTNE ZASADY RACHUNKOWOŚCI

Podatek dochodowy

Podatek dochodowy wykazany w wyniku finansowym obejmuje podatek bieżący oraz odroczony.

W wyniku finansowym ujmowane jest rzeczywiste obciążenie podatkowe za dany okres sprawozdawczy, ustalone przez jednostki Grupy zgodnie z obowiązującymi przepisami ustawy o podatku dochodowym od osób prawnych, oraz zmiana stanu aktywów oraz zobowiązań z tytułu podatku odroczonego nie rozliczane z kapitałem własnym.

8.1 Podatek w sprawozdaniu z całkowitych dochodów

Główne składniki obciążenia podatkowego za lata zakończone 31 grudnia 2024 roku oraz 31 grudnia 2023 roku przedstawiają się następująco:

	Rok zakończony 31 grudnia 2024	Rok zakończony 31 grudnia 2023
Bieżący podatek dochodowy	1.493	1.268
Korekty dotyczące bieżącego podatku dochodowego z lat ubiegłych	(44)	20
Odroczony podatek dochodowy	827	(476)
Korekty odroczonego podatku dochodowego	40	35
OBCIĄŻENIA PODATKOWE WYKAZYWANE W WYNIKU FINANSOWYM	2.316	847
PODATEK DOCHODOWY WYKAZYWANY W INNYCH CAŁKOWITYCH DOCHODACH		
Od zysków i strat aktuarialnych z wyceny rezerw na świadczenia pracownicze	42	(164)
Od wyceny instrumentów zabezpieczających	130	(250)
(Korzyść podatkowa) / obciążenie podatkowe ujęte w innych całkowitych dochodach (kapitale własnym)	172	(414)

Jak zostało zaprezentowane w nocie 6.2 w bieżącym okresie sprawozdawczym w pozycji odroczonego podatku dochodowego Grupa prezentuje podatek ujęty przez spółkę PGE Sweden AB (publ) w wysokości 4 mln PLN, (w okresie porównawczym spółka ta nie wykazywała obciążenia podatkowego w wyniku finansowym).

8.2 Efektywna stawka podatkowa

Uzgodnienie podatku dochodowego od wyniku finansowego brutto przed opodatkowaniem według ustawowej stawki podatkowej, z podatkiem dochodowym liczonym według efektywnej stawki podatkowej Grupy przedstawia się następująco:

	Rok zakończony 31 grudnia 2024	Rok zakończony 31 grudnia 2023
ZYSK/(STRATA) PRZED OPODATKOWANIEM	(772)	(4.055)
Podatek według ustawowej stawki podatkowej obowiązującej w Polsce, wynoszącej 19%	(147)	(770)
POZYCJE KORYGUJĄCE PODATEK DOCHODOWY		
Korekty dotyczące bieżącego podatku dochodowego z lat ubiegłych	(44)	20
Korekty odroczonego podatku dochodowego	40	35
Rozwiązanie aktywów z tytułu podatku odroczonego dotyczącego różnicy pomiędzy podatkową a wartością księgową netto wartością RAT i WN	1.576	-
Rozwiązanie aktywów z tytułu podatku odroczonego dotyczącego rezerw na uprawnienia do emisji CO ₂ i na świadczenia pracownicze	836	-
Rozwiązanie aktywów z tytułu podatku odroczonego dotyczącego rezerwy rekultywacyjnej na zagospodarowanie wyrobisk końcowych	-	523
Koszty nie stanowiące kosztów uzyskania przychodów	46	152
Strata podatkowa, od której nie rozpoznano aktywa podatkowego	84	438
Utworzenie/rozwiązanie niepodatkowych rezerw i odpisów aktualizujących	(30)	551
Przychody nie będące podstawą do opodatkowania	2	(66)
Pozostałe korekty	(47)	(36)
PODATEK WEDŁUG EFEKTYWNEJ STAWKI PODATKOWEJ	2.316	847
Podatek dochodowy (obciążenie) w skonsolidowanym sprawozdaniu		
EFEKTYWNA STAWKA	(300)%	(21)%

Głównym czynnikiem, który wpłynął na wartość efektywnej stawki podatkowej były wyniki przeprowadzonej weryfikacji odzyskiwalności aktywów na podatek odroczone i nieujęte aktywa z tytułu odroczonego podatku dochodowego w PGE GiEK co zostało szerzej opisane w nocie 13.1.

W 2023 roku Grupa rozwiązała aktywa na podatek odroczone od rezerw rekultywacyjnych, w 2024 roku utrzymano nieujmowanie aktywa z tytułu podatku odroczonego z tego tytułu.

NOTY OBJAŚNIAJĄCE DO SKONSOLIDOWANEGO SPRAWOZDANIA Z SYTUACJI FINANSOWEJ

9. Rzeczowe aktywa trwałe

ISTOTNE ZASADY RACHUNKOWOŚCI

Rzeczowe aktywa trwałe

Przez rzeczowe aktywa trwałe rozumie się aktywa:

- które są utrzymywane w celu wykorzystania ich w procesie produkcyjnym lub przy dostawach towarów i świadczeniu usług, w celu oddania do używania innym podmiotom na podstawie umowy najmu lub w celach administracyjnych oraz
- którym towarzyszy oczekiwanie, iż będą wykorzystywane przez czas dłuższy niż jeden rok.

Rzeczowe aktywa trwałe wyceniane są według wartości netto tzn. wartości początkowej (lub po koszcie zakładanym dla środków trwałych używanych przed dniem przejścia na MSSF) pomniejszonej o umorzenie oraz odpisy aktualizujące z tytułu utraty wartości. Wartość początkowa rzeczowych aktywów trwałych obejmuje ich cenę zakupu powiększoną o wszystkie koszty bezpośrednio związane z zakupem i przystosowaniem składnika majątku do stanu zdatnego do używania. W skład kosztu wchodzi również przewidywany koszt demontażu rzeczowych aktywów trwałych, usunięcia i przywrócenia do stanu pierwotnego miejsca, w którym dany składnik aktywów się znajduje, którego obowiązek poniesienia powstaje w chwili instalacji składnika aktywów lub jego używania dla celów innych niż produkcja zapasów. Na dzień nabycia lub wytworzenia składnika rzeczowych aktywów trwałych Grupa identyfikuje i wyodrębnia wszystkie części składowe wchodzące w skład danego składnika aktywów, istotne w porównaniu z ceną nabycia, kosztem wytworzenia lub kosztem zakładanym całej pozycji, i amortyzuje osobno każdą taką część. Grupa ujmuje również jako element składnika rzeczowych aktywów trwałych koszty remontów kapitalnych i okresowych przeglądów, które spełniają definicje komponentu.

Podstawę naliczania odpisów amortyzacyjnych stanowi cena nabycia/koszt wytworzenia składnika rzeczowych aktywów trwałych pomniejszona o jego wartość rezydualną. Rozpoczęcie amortyzacji następuje, gdy składnik jest dostępny do użytkowania. Amortyzacja rzeczowych aktywów trwałych następuje na podstawie planu amortyzacji określającego przewidywany okres użytkowania składnika rzeczowych aktywów trwałych. Zastosowana metoda amortyzacji odzwierciedla tryb konsumowania przez Grupę korzyści ekonomicznych ze składnika aktywów. Remonty kapitalne i przeglądy okresowe stanowiące komponent składnika rzeczowych aktywów trwałych amortyzuje się przez okres od miesiąca następującego po zakończeniu remontu/przeglądu do miesiąca rozpoczęcia następnego remontu/przeglądu.

Metoda amortyzacji, stawka amortyzacyjna oraz wartość rezydualna rzeczowych aktywów trwałych podlegają corocznej weryfikacji. Wszelkie zmiany wynikające z przeprowadzonej weryfikacji ujmuje się jako zmianę szacunków, a ewentualna korekta odpisów amortyzacyjnych dokonywana jest w roku, w którym dokonano weryfikacji oraz w okresach następnym.

Inwestycje rozpoczęte dotyczą rzeczowych aktywów trwałych będących w toku budowy lub montażu i są wykazywane według cen nabycia lub kosztu wytworzenia, pomniejszonych o ewentualne odpisy z tytułu utraty wartości. Rzeczowe aktywa trwałe w budowie nie podlegają amortyzacji do czasu zakończenia budowy i przekazania składnika rzeczowych aktywów trwałych do używania.

Koszty finansowania zewnętrznego

Koszty finansowania zewnętrznego są to odsetki oraz inne koszty ponoszone przez Grupę w związku z pożyczaniem środków finansowych. Koszty finansowania zewnętrznego, które można bezpośrednio przyporządkować nabyciu, budowie lub wytworzeniu dostosowywanego składnika aktywów, aktywuje się jako część ceny nabycia lub kosztu wytworzenia tego składnika aktywów. Inne koszty finansowania zewnętrznego ujmowane są jako koszty okresu. W przypadku różnic kursowych powstających w związku z pożyczkami i kredytami w walucie obcej Grupa kapitalizuje je do wysokości, w jakim są uznawane za korektę kosztów odsetek.

Utrata wartości niefinansowych aktywów trwałych

Na każdy dzień sprawozdawczy Grupa ocenia, czy istnieją jakiegokolwiek przesłanki wskazujące na to, że mogła nastąpić utrata wartości któregoś ze składników niefinansowych aktywów trwałych. W razie stwierdzenia, że przesłanki takie zachodzą, lub w razie konieczności przeprowadzenia corocznego testu sprawdzającego, czy nastąpiła utrata wartości Grupa dokonuje oszacowania wartości odzyskiwalnej danego składnika aktywów lub ośrodka wypracowującego środki pieniężne, do którego dany składnik aktywów należy.

Wartość odzyskiwalna składnika aktywów lub ośrodka wypracowującego środki pieniężne odpowiada wartości godziwej pomniejszonej o koszty sprzedaży tego składnika aktywów lub odpowiednio ośrodka wypracowującego środki pieniężne, lub jego wartości użytkowej, zależnie od tego, która z nich jest wyższa. Wartość odzyskiwalną ustala się dla poszczególnych aktywów, chyba że dany składnik aktywów nie generuje samodzielnie wpływów pieniężnych, które w większości są niezależne od tych, które są generowane przez inne aktywa lub grupy aktywów. Jeśli wartość księgowa składnika aktywów jest wyższa niż jego wartość odzyskiwalna, ma miejsce utrata wartości i dokonuje się wówczas odpisu do ustalonej wartości odzyskiwalnej. Przy szacowaniu wartości użytkowej prognozowane przepływy pieniężne są dyskontowane do ich wartości bieżącej przy zastosowaniu stopy dyskontowej przed uwzględnieniem skutków opodatkowania, która odzwierciedla bieżące rynkowe oszacowanie wartości pieniądza w czasie oraz ryzyko typowe dla danego składnika aktywów. Odpisy aktualizujące z tytułu utraty wartości składników majątkowych używanych w działalności kontynuowanej ujmuje się w tych kategoriach kosztów, które odpowiadają funkcji składnika aktywów, w przypadku którego stwierdzono utratę wartości.

Koszty usuwania nadkładu

W przypadku spełnienia warunków zapisanych w interpretacji KIMSF 20 kopalnie ujmuje również jako składnik rzeczowych aktywów trwałych tzw. aktywo z tytułu usuwania nadkładu, czyli ponoszone na etapie produkcji koszty usuwania nadkładu. Wartość składnika aktywa z tytułu zdejmowania nadkładu na etapie produkcji ustalana jest na podstawie modelu uwzględniającego m.in. szacowaną wartość ogólnego wskaźnika N-W (stosunek ilości nadkładu do węgla) oraz rzeczywistego rocznego wskaźnika N-W. Wskaźnik ten obliczany jest jako stosunek pozostałej do usunięcia ilości nadkładu do pozostałych do wydobycia zasobów węgla począwszy od daty zastosowania interpretacji KIMSF 20 do końca eksploatacji węgla z danego komponentu złoża. Wskaźnik ten ustalany jest na podstawie najlepszej wiedzy służb technicznych kopalni na koniec każdego roku obrotowego i może ulegać zmianom w przypadku pozyskiwania w miarę postępu prac eksploatacyjnych nowych informacji w zakresie wielkości eksploatowanego złoża oraz sposobu jego zalegania.

Składnik aktywów z tytułu usuwania nadkładu jest systematycznie amortyzowany z zastosowaniem metody naturalnej opartej na ilości wydobytego węgla z danego komponentu złoża.

Wycena składnika aktywów z tytułu usuwania nadkładu na etapie produkcji

Wartość składnika aktywów z tytułu zdejmowania nadkładu na etapie produkcji ustalana jest na podstawie modelu uwzględniającego m.in. szacowaną wartość ogólnego wskaźnika N:W.

Koszty rekultywacji wyrobisk końcowych kopalni odkrywkowych

Kopalnie odkrywkowe działające w Grupie Kapitałowej PGE ujmuje w wartości środków trwałych szacowane koszty rekultywacji wyrobisk końcowych przypadające na wydobyty nadkład, w proporcji odpowiadającej stosunkowi objętości odkrywki przypadającej na nadkład na dzień sprawozdawczy do planowanej objętości odkrywki przypadającej na nadkład na zakończenie okresu eksploatacji.

Składnik aktywów z tytułu kosztów rekultywacji jest systematycznie amortyzowany z zastosowaniem metody naturalnej opartej na ilości wydobytego węgla z danej odkrywki.

Rzeczowe aktywa trwale objęte leasingiem operacyjnym

Grupa klasyfikuje każdy ze swoich leasingów jako leasing finansowy lub leasing operacyjny. Leasing jest klasyfikowany jako leasing finansowy, jeżeli następuje przeniesienie zasadniczo całego ryzyka i pożytków wynikających z posiadania bazowego składnika aktywów na leasingobiorcę. Wszystkie pozostałe rodzaje leasingu są traktowane jako leasing operacyjny.

Aktywa oddane w leasing operacyjny prezentuje się w sprawozdaniu z sytuacji finansowej zgodnie z charakterem tych aktywów.

Jednostka, jako leasingodawca dzieli każdą klasę rzeczowych aktywów trwałych na aktywa objęte leasingiem operacyjnym i na aktywa nieobjęte leasingiem operacyjnym.

Przyjęte okresy użytkowania dla poszczególnych grup rzeczowych aktywów trwałych

Grupa rodzajowa	Średni pozostały okres amortyzacji w latach	Najczęściej stosowane okresy amortyzacji w latach
Budynki, lokale i obiekty inżynierii lądowej i wodnej	18	20 – 60
Maszyny i urządzenia techniczne	11	2 – 40
Środki transportu	6	4 – 15
Inne rzeczowe aktywa trwałe	1	3 – 10

	Stan na dzień 31 grudnia 2024	Stan na dzień 31 grudnia 2023
Grunty	241	236
Budynki i budowle	30.253	29.320
Urządzenia techniczne	26.169	27.161
Środki transportu	616	583
Inne rzeczowe aktywa trwałe	107	393
RAT w budowie	9.555	10.815
WARTOŚĆ NETTO RZECZOWYCH AKTYWÓW TRWAŁYCH	66.941	68.508

Zmiany stanu rzeczowych aktywów trwałych według grup rodzajowych

	Grunty	Budynki i budowle	Urządzenia techniczne	Środki transportu	Inne RAT	RAT w budowie	Razem
WARTOŚĆ KSIĘGOWA BRUTTO							
NA DZIEŃ 1 STYCZNIA 2024	274	55.754	70.916	1.299	9.893	11.037	149.173
Nakłady inwestycyjne	-	-	4	-	10	10.532	10.546
Rozliczenie RAT w budowie	8	4.704	6.820	139	39	(11.710)	-
Likwidacja, sprzedaż	-	(142)	(835)	(21)	(11)	-	(1.009)
Efekt zmiany założeń do rezerwy rekultywacyjnej	-	(41)	(21)	-	(107)	-	(169)
Darowizny i nieodpłatne przekazania	-	105	4	(2)	-	-	107
Pozostałe	-	(27)	10	7	(1)	(56)	(67)
NA DZIEŃ 31 GRUDNIA 2024	282	60.353	76.898	1.422	9.823	9.803	158.581
UMORZENIE ORAZ ODPISY AKTUALIZUJĄCE							
NA DZIEŃ 1 STYCZNIA 2024	38	26.434	43.755	716	9.500	222	80.665
Amortyzacja i wartość netto likwidacji ujętych w kosztach rodzajowych	4	1.710	2.371	109	87	12	4.293
Odpisy aktualizujące	-	2.096	5.430	-	144	19	7.689
Likwidacja, sprzedaż	-	(137)	(823)	(20)	(11)	-	(991)
Pozostałe	(1)	(3)	(4)	1	(4)	(5)	(16)
NA DZIEŃ 31 GRUDNIA 2024	41	30.100	50.729	806	9.716	248	91.640
WARTOŚĆ NETTO NA 31 GRUDNIA 2024	241	30.253	26.169	616	107	9.555	66.941

	Grunty	Budynki i budowle	Urządzenia techniczne	Środki transportu	Inne RAT	RAT w budowie	Razem
WARTOŚĆ KSIĘGOWA BRUTTO							
NA DZIEŃ 1 STYCZNIA 2023	235	49.624	66.303	964	8.533	6.851	132.510
Nakłady inwestycyjne	-	-	1	-	6	9.913	9.920
Rozliczenie RAT w budowie	11	3.610	3.184	128	68	(7.001)	-
Likwidacja, sprzedaż	(2)	(168)	(440)	(14)	(9)	(5)	(638)
Zmiana składu GK	33	2.515	1.935	224	8	1.323	6.038
Efekt zmiany założeń do rezerwy rekultywacyjnej	-	52	26	-	1.282	-	1.360
Darowizny i nieodpłatne przekazania	-	97	5	(1)	-	-	101
Pozostałe	(3)	24	(98)	(2)	5	(44)	(118)
NA DZIEŃ 31 GRUDNIA 2023	274	55.754	70.916	1.299	9.893	11.037	149.173
UMORZENIE ORAZ ODPISY AKTUALIZUJĄCE							
NA DZIEŃ 1 STYCZNIA 2023	35	23.118	37.165	631	6.992	181	68.122
Amortyzacja i wartość netto likwidacji ujętych w kosztach rodzajowych	3	1.726	2.474	98	253	6	4.560
Odpisy aktualizujące	-	1.775	4.600	1	2.258	42	8.676
Likwidacja, sprzedaż	-	(163)	(429)	(13)	(8)	-	(613)
Pozostałe	-	(22)	(55)	(1)	5	(7)	(80)
NA DZIEŃ 31 GRUDNIA 2023	38	26.434	43.755	716	9.500	222	80.665
WARTOŚĆ NETTO NA 31 GRUDNIA 2023	236	29.320	27.161	583	393	10.815	68.508

Istotne zwiększenia rzeczowych aktywów trwałych

Największe nakłady inwestycyjne na RAT poniesione zostały przez segmenty:

- Dystrybucja 3.788 mln PLN,
- Energetyka Gazowa 2.462 mln PLN,
- Energetyka Odnawialna 1.647 mln PLN,
- Ciepłownictwo 1.404 mln PLN oraz
- Energetyka Konwencjonalna 1.018 mln PLN.

Główne pozycje nakładów w segmencie Dystrybucji stanowiły: przyłączenie nowych odbiorców do sieci dystrybucyjnej 1.569 mln PLN, Program Liczników Zdalnego Odczytu 586 mln PLN oraz program kablowania 430 mln PLN.

W segmencie Energetyka Gazowa wydatki koncentrowały się na budowie dwóch bloków gazowo-parowych w PGE Gryfino Dolna Odra 850 mln PLN oraz na budowie bloku gazowo-parowego w PGE Nowy Rybnik 1.453 mln PLN.

W segmencie Energetyka Konwencjonalna główne nakłady zostały poniesione w Elektrowni Bełchatów na regumowanie oraz odtworzenie instalacji wewnętrznej absorberów 57 mln PLN, remont kapitalny bloku 4 – 49 mln PLN, remont kapitalny bloku 3 – 46 mln PLN i remont kapitalny bloku 2 – 44 mln PLN, w Elektrowni Turów na remont średni bloku nr 1 – 32 mln PLN i dostosowanie elektrowni do konkluzji BAT 33 mln PLN oraz w Kopalni Turów na ekrany przeciwwiatrowe w rejonie zasobnika popiołów 28 mln PLN.

W segmencie Ciepłownictwo największe nakłady zostały poniesione na budowę źródła kogeneracyjnego w oparciu o 5 silników gazowych w EC Bydgoszcz 266 mln PLN, zabudowę II linii technologicznej Instalacji Termicznego Przekształcania z Odzyskiem Energii (ITPOE) w EC Rzeszów 166 mln PLN oraz budowę nowej elektrociepłowni EC Czechnica 223 mln PLN.

W segmencie Energetyka Odnawialna istotne nakłady poniesiono na realizację strategicznych projektów modernizacyjnych 183 mln PLN, modernizację i utrzymanie majątku wytwórczego 85 mln PLN, oraz Programu PV 341 mln PLN, a także przygotowanie realizacji farm na morzu, odpowiednio EWB 2 – 787 mln PLN i EWB 1 – 111 mln PLN.

W segmencie Energetyka Kolejowa największe nakłady zostały poniesione na Modernizację Układów Zasilania 265 mln PLN.

W okresie porównawczym największe nakłady inwestycyjne na RAT poniesione zostały przez segmenty:

- Dystrybucja 4.184 mln PLN,
- Ciepłownictwo 1.503 mln PLN,
- Energetyka Konwencjonalna 1.461 mln PLN oraz
- Energetyka Kolejowa 1.023 mln PLN.

Główne pozycje nakładów stanowiły: przyłączenie nowych odbiorców do sieci dystrybucyjnej 1.593 mln PLN oraz program kablowania 881 mln PLN. W segmencie Energetyka Konwencjonalna główne nakłady zostały poniesione w Elektrowni Bełchatów na remont kapitalny bloku 7 – 43 mln PLN oraz bloku 14 – 365 mln PLN, w Elektrowni Turów na dostosowanie elektrowni do konkluzji BAT 49 mln PLN w Elektrowni Opole na remont średni bloku nr 4 oraz remont kapitalny turbogeneratora 41 mln PLN. W segmencie Ciepłownictwo największe nakłady zostały poniesione na budowę nowej elektrociepłowni EC Czechnica 538 mln PLN, budowę źródła kogeneracyjnego w EC Bydgoszcz 69 mln PLN oraz zabudowę II linii technologicznej Instalacji Termicznego Przekształcania z Odzyskiem Energii w EC Rzeszów 161 mln PLN. W segmencie Energetyka Kolejowa największe nakłady zostały poniesione na Modernizację Układów Zasilania 998 mln PLN.

W okresie porównawczym:

- 3 kwietnia 2023 roku Grupa zakupiła 100% udziałów w spółce PKPE Holding. Transakcja zwiększyła wartość netto rzeczowych aktywów trwałych o 5.699 mln PLN.
- 20 września 2023 roku PGE Energia Odnawialna S.A. kupiła 100% udziałów w LongWing Polska sp. z o.o. Transakcja zwiększyła wartość netto rzeczowych aktywów trwałych o 331 mln PLN.

Istotne zmniejszenia rzeczowych aktywów trwałych

Jak przedstawiono w tabelach powyżej oraz w nocie 3.1 niniejszego sprawozdania finansowego w roku 2024 i 2023 w wyniku przeprowadzonych testów na utratę wartości w pozycji odpisy aktualizujące Grupa ujęła utworzenie odpisów aktualizujących z tytułu utraty wartości rzeczowych aktywów trwałych.

Koszty finansowania zewnętrznego

W ciągu roku zakończonego dnia 31 grudnia 2024 roku Grupa Kapitałowa PGE ujęła w rzeczowych aktywach trwałych koszty finansowania zewnętrznego w wysokości około 164 mln PLN (206 mln PLN w okresie porównawczym). Kapitalizacja kosztów finansowania zewnętrznego w roku zakończonym dnia 31 grudnia 2024 roku wyniosła 26% (31% w okresie porównawczym).

Aktywowane koszty udostępnienia złożeń

W okresie porównawczym, zgodnie z wymogami KIMSF 20, aktywowano poniesione wydatki na usuwanie nadkładu na etapie produkcji w kwocie 39 mln PLN. Jednocześnie w bieżącym okresie sprawozdawczym, w koszty została odniesiona amortyzacja aktywowanych wydatków w wysokości 28 mln PLN (155 mln PLN w okresie porównawczym) oraz odpis w wysokości 137 mln PLN (1.045 mln PLN w okresie porównawczym). Aktywowane koszty udostępnienia złożeń są prezentowane w pozycji „inne rzeczowe aktywa trwałe”.

Aktywowanie zmian wyceny rezerwy rekultywacyjnej

Grupa Kapitałowa PGE ujmuje w wartości rzeczowych aktywów zmiany wartości rezerwy rekultywacyjnej przypisanej do nadkładu, rezerwy na rekultywację terenów po farmach wiatrowych i rezerwy na likwidację rzeczowych aktywów trwałych. Według stanu na dzień 31 grudnia 2024 roku wartość netto aktywowanej części rezerw rekultywacyjnych (po uwzględnieniu odpisu aktualizującego i amortyzacji) wyniosła 130 mln PLN. W okresie porównawczym wartość netto aktywowanej części rezerw rekultywacyjnych wyniosła 341 mln PLN.

Okresy amortyzacji rzeczowych aktywów trwałych

Wysokość stawek odpisów amortyzacyjnych jest ustalana na podstawie przewidywanego okresu ekonomicznego użytkowania danego składnika rzeczowych aktywów trwałych oraz szacunków dotyczących wartości rezydualnej. Kapitalizowane remonty generalne są amortyzowane w okresie pozostałym do przewidywanego rozpoczęcia kolejnego remontu generalnego.

Okresy ekonomicznego użytkowania są weryfikowane przynajmniej raz w ciągu roku obrotowego.

Przeprowadzona w 2024 roku weryfikacja okresów ekonomicznej użyteczności rzeczowych aktywów trwałych wpłynęła na zmniejszenie kosztów amortyzacji 2024 roku w łącznej kwocie około 52 mln PLN.

Rzeczowe aktywa trwałe objęte leasingiem operacyjnym

Na dzień sprawozdawczy zakończony 31 grudnia 2024 roku wartość rzeczowych aktywów trwałych objętych leasingiem operacyjnym wyniosła 51 mln PLN, w okresie porównawczym 49 mln PLN.

	Stan na dzień 31 grudnia 2024	Stan na dzień 31 grudnia 2023
Grunty	21	21
Budynki i budowle	28	26
Urządzenia techniczne	1	1
Inne rzeczowe aktywa trwałe	1	1
WARTOŚĆ NETTO	51	49

10. Wartości niematerialne oraz wartość firmy

ISTOTNE ZASADY RACHUNKOWOŚCI

Wartości niematerialne

Do wartości niematerialnych Grupa zalicza możliwe do zidentyfikowania niepieniężne składniki aktywów, nieposiadające postaci fizycznej, takie jak:

- nabyte, zaliczane do aktywów trwałych, prawa majątkowe nadające się do gospodarczego wykorzystania, o przewidywanym okresie ekonomicznej użyteczności dłuższym niż rok, przeznaczone do używania na potrzeby Grupy,
- koszty prac rozwojowych,
- wartość firmy z wyłączeniem wartości firmy wytworzonej przez jednostkę we własnym zakresie,
- służebności nabyte pod linie energetyczne oraz otrzymane nieodpłatnie niespełniające definicji leasingu zgodnie z MSSF 16,

- PWUG dotyczące wyrobisk górniczych, przedpól i zwałowisk (wyłączone z zakresu zastosowani MSSF 16),
- wartości niematerialne nie oddane do użytkowania.

Początkowe ujęcie wartości niematerialnych nabytych w oddzielnej transakcji następuje według cen nabycia lub kosztu wytworzenia (w przypadku prac rozwojowych).

Po ujęciu początkowym wartości niematerialne są wyceniane według cen nabycia lub kosztu wytworzenia po pomniejszeniu o umorzenie i odpisy aktualizujące z tytułu utraty wartości.

Grupa ocenia, czy okres użytkowania składnika wartości niematerialnych jest określony czy nieokreślony, oraz, jeśli jest określony, szacuje długość tego okresu użytkowania w oparciu o wielkość produkcji lub inną miarę będącą podstawą do określenia okresu użytkowania. Grupa uznaje okres użytkowania składnika wartości niematerialnych jako nieokreślony, jeśli opierając się na analizie odpowiednich czynników, nie istnieje przewidywalna długość okresu, w którym aktywo to będzie generowało przepływy pieniężne do Grupy.

Amortyzacji podlega wartość początkowa składnika wartości niematerialnych z ustalonym okresem użyteczności pomniejszana o wartość rezydualną tego składnika. Wartość rezydualna składnika wartości niematerialnych jest oparta na wartości odzyskiwalnej ze zbycia ustalonej przy uwzględnieniu cen obowiązujących na dzień szacunku dla podobnych aktywów, które osiągnęły koniec swojego okresu użyteczności i działały w warunkach podobnych do tych, w których działał dany składnik wartości niematerialnych.

Okres i metoda amortyzacji podlegają corocznej weryfikacji. Wszelkie zmiany wynikające z przeprowadzonej weryfikacji ujmuje się jako zmianę szacunków.

Wartości niematerialne, zarówno o nieokreślonym okresie użytkowania oraz wartości niematerialne jeszcze nie użytkowane, podlegają cyklicznej (co najmniej raz do roku) ocenie pod kątem utraty wartości.

Pozostałe wartości niematerialne podlegają weryfikacji pod kątem utraty wartości tylko, gdy zaistniały przesłanki wskazujące na ich utratę wartości. Jeżeli istnieją przesłanki wskazujące na to, że mogła nastąpić utrata wartości, a wartość księgową przekracza szacowaną wartość odzyskiwalną, wówczas wartość księgową tych aktywów bądź ośrodków wypracowujących środki pieniężne, do których te aktywa należą, jest obniżana do poziomu wartości odzyskiwalnej. Grupa ujmuje odpisy aktualizujące wartość wartości niematerialnych w rachunku zysków i strat w pozycji kosztów rodzajowych, a w układzie kalkulacyjnym zgodnie z odniesieniem amortyzacji. Dotyczy to również odpisów aktualizujących wartość wartości niematerialnych nieoddanych do użytkowania, zaliczek na wartości niematerialne oraz wynikające z utraty wartości przez całe CGU.

Przyjęte okresy użytkowania dla poszczególnych grup wartości niematerialnych wynoszą:

Grupa rodzajowa	Średni pozostały okres amortyzacji w latach	Najczęściej stosowane okresy amortyzacji w latach
Patenty i licencje	3	1 - 28
Koszty zakończonych prac rozwojowych	1	3 - 15
Inne	10	1 - 25

	Stan na dzień 31 grudnia 2024	Stan na dzień 31 grudnia 2023
Koszty zakończonych prac rozwojowych	1	1
Wartość firmy	621	621
Relacje z klientami	471	471
Oprogramowanie	369	414
Pozostałe licencje i patenty	19	10
Inne wartości niematerialne	208	191
WN nieoddane do użytkowania	249	244
WARTOŚĆ NETTO WARTOŚCI NIEMATERIALNYCH	1.938	1.952

Zmiany stanu wartości niematerialnych według grup rodzajowych

	Koszty zakończonych prac rozwojowych	Wartość firmy	Relacje z klientami	Oprogramowanie	Pozostałe licencje i patenty	Inne wartości niematerialne	WN nieoddane do użytkowania	Razem
WARTOŚĆ KSIĘGOWA BRUTTO								
NA DZIEŃ 1 STYCZNIA 2024	16	621	471	1.191	111	333	282	3.025
Nakłady inwestycyjne	-	-	-	-	-	2	131	133
Rozliczenie WN nieoddanych do użytkowania	-	-	-	72	16	24	(112)	-
Likwidacja, sprzedaż,	(1)	-	-	(93)	(5)	-	-	(99)
Przesunięcie z RAT w budowie	-	-	-	-	-	-	21	21
Pozostałe	-	-	-	(1)	-	4	-	3
NA DZIEŃ 31 GRUDNIA 2024	15	621	471	1.169	122	363	322	3.083
UMORZENIE ORAZ ODPISY AKTUALIZUJĄCE								
NA DZIEŃ 1 STYCZNIA 2024	15	-	-	777	101	142	38	1.073
Amortyzacja, likwidacja	-	-	-	117	5	13	-	135
Odpisy aktualizujące	-	-	-	-	1	-	34	35
Likwidacja, sprzedaż	(1)	-	-	(92)	(5)	-	-	(98)
Pozostałe	-	-	-	(2)	1	-	1	-
NA DZIEŃ 31 GRUDNIA 2024	14	-	-	800	103	155	73	1.145
WARTOŚĆ NETTO NA 31 GRUDNIA 2024	1	621	471	369	19	208	249	1.938

	Koszty zakończonych prac rozwojowych	Wartość firmy	Relacje z klientami	Oprogramowanie	Pozostałe licencje i patenty	Inne wartości niematerialne	WN nieoddane do użytkowania	Razem
WARTOŚĆ KSIĘGOWA BRUTTO								
NA DZIEŃ 1 STYCZNIA 2023	16	276	-	866	115	274	149	1.696
Nakłady inwestycyjne	-	-	-	-	-	1	137	138
Rozliczenie WN nieoddanych do użytkowania	-	-	-	63	10	13	(86)	-
Likwidacja, sprzedaż,	-	-	-	(5)	(12)	-	-	(17)
Zmiana w składzie GK	-	345	471	267	-	40	82	1.205
Pozostałe	-	-	-	-	(2)	5	-	3
NA DZIEŃ 31 GRUDNIA 2023	16	621	471	1.191	111	333	282	3.025
UMORZENIE ORAZ ODPISY AKTUALIZUJĄCE	z							
NA DZIEŃ 1 STYCZNIA 2023	15	-	-	687	110	123	35	970
Amortyzacja, likwidacja	-	-	-	94	4	17	-	115
Odpisy aktualizujące	-	-	-	-	1	-	6	7
Likwidacja, sprzedaż	-	-	-	(5)	(12)	-	-	(17)
Pozostałe	-	-	-	1	(2)	2	(3)	(2)
NA DZIEŃ 31 GRUDNIA 2023	15	-	-	777	101	142	38	1.073
WARTOŚĆ NETTO NA 31 GRUDNIA 2023	1	621	471	414	10	191	244	1.952

Wartości niematerialne nieoddane do użytkowania

Prezentowana kwota wartości niematerialnych nieoddanych do użytkowania na dzień 31 grudnia 2024 roku dotyczy przede wszystkim projektów wdrożenia systemów informatycznych w Grupie Kapitałowej.

Wartość firmy

Na dzień sprawozdawczy zakończony 31 grudnia 2024 roku wartość firmy została przypisana do następujących segmentów:

- Energetyka Kolejowa - 345 mln PLN,
- Ciepłownictwo – 192 mln PLN,
- Energetyka Odnawialna – 84 mln PLN.

Relacje z klientami

Na dzień sprawozdawczy wartość relacji z klientami wynosi 471 mln PLN i została oszacowana przy użyciu metody Multi-period Excess Earnings Method jako zdyskontowana na dzień przejęcia nadwyżka prognozowanych wyników obrotu trakcyjnego ponad prognozowane wyniki obrotu GK PGE. Relacje z klientami są aktywem o nieokreślonym okresie użytkowania. Na dzień 31 grudnia 2024 roku Relacje z klientami podlegały testom na utratę wartości, w wyniku którego Grupa stwierdziła brak konieczności ujęcia odpisu aktualizującego.

Okresy amortyzacji wartości niematerialnych

Przeprowadzona w 2024 roku weryfikacja okresów ekonomicznej użyteczności wartości niematerialnych nie wpłynęła istotnie na zmianę kosztów amortyzacji 2024 roku.

11. Prawa do użytkowania składników aktywów

ISTOTNE ZASADY RACHUNKOWOŚCI

Zgodnie z definicją z MSSF 16 umowa jest leasingiem lub zawiera leasing, jeżeli na jej mocy przekazuje się prawo do kontroli użytkowania zidentyfikowanego składnika aktywów na dany okres w zamian za wynagrodzenie.

Z zakresu stosowania MSSF 16 wyłączone są umowy leasingu dotyczące poszukiwania lub wykorzystywania złóż węgla brunatnego, w tym szczególności umowy o ustanowienie użytkowania górniczego oraz PWUG, umowy dzierżawy i im podobne umowy leasingu gruntów dotyczące wyrobisk górniczych, przedpól i zwałowisk. Zgodnie z interpretacją Grupy z zakresu stosowania MSSF 16 wyłączone są umowy dotyczące eksploatacji złóż węgla brunatnego.

Grupa określa okres leasingu jako nieodwołalny okres, przez który leasingobiorca ma prawo do użytkowania bazowego składnika aktywów, wraz z:

- okresami, na które można przedłużyć leasing, jeżeli można z wystarczającą pewnością założyć, że leasingobiorca skorzysta z tego prawa; oraz
- okresami, w których można wypowiedzieć leasing, jeżeli można z wystarczającą pewnością założyć, że leasingobiorca nie skorzysta z tego prawa.

Określając okres leasingu i szacując długość nieodwołalnego okresu leasingu, Grupa stosuje definicję umowy i określa okres egzekwowalności umowy. Leasing przestaje być egzekwowalny gdy zarówno leasingobiorca, jak i leasingodawca ma prawo wypowiedzenia leasingu bez konieczności uzyskania zezwolenia drugiej strony, czego konsekwencją jest najwyższej nieznacząca kara. Pojęcie kary obejmuje wszelkiego rodzaju „niekorzyści” o charakterze ekonomicznym, tworzące bariery wyjścia z umowy.

Jeżeli tylko leasingobiorca ma prawo wypowiedzenia leasingu, prawo to uznaje się za opcję wypowiedzenia leasingu przysługującą leasingobiorcy, którą jednostka uwzględnia przy określaniu okresu leasingu. Jeżeli tylko leasingodawca ma prawo wypowiedzenia leasingu, nieodwołalny okres leasingu obejmuje okres objęty opcją wypowiedzenia leasingu.

Okres leasingu rozpoczyna się w dacie rozpoczęcia (udostępnienia bazowego składnika aktywów do użytkowania przez leasingobiorcę) i obejmuje wszelkie okresy beczynszowe przyznane leasingobiorcy przez leasingodawcę.

W dacie rozpoczęcia leasingu Grupa uwzględnia wszelkie istotne fakty i okoliczności, które tworzą zachętę ekonomiczną dla leasingobiorcy do skorzystania lub nieskorzystania z opcji przedłużenia leasingu, opcji nabycia bazowego składnika aktywów, bądź też nie skorzystania z opcji wypowiedzenia leasingu.

Stopa procentowa leasingu jest stopą procentową, która powoduje, że wartość bieżąca opłat leasingowych oraz niegwarantowanej wartości końcowej równa się sumie wartości godziwej bazowego składnika aktywów oraz wszelkich początkowych kosztów bezpośrednich poniesionych przez leasingodawcę.

Krańcowa stopa procentowa leasingobiorcy jest stopą procentową, jaką leasingobiorca musiałby zapłacić, aby na podobny okres i przy podobnych zabezpieczeniach pożyczyc środki niezbędne do zakupu składnika aktywów o podobnej wartości co składnik aktywów z tytułu prawa do użytkowania w podobnym środowisku gospodarczym.

Leasingobiorca ujmuje składnik aktywów z tytułu prawa do użytkowania w dacie rozpoczęcia.

Grupa jako leasingobiorca stosuje zwolnienie w zakresie ujęcia, wyceny oraz prezentacji w odniesieniu do:

- leasingów krótkoterminowych, tj. leasingów, których okres leasingu jest nie dłuższy niż 12 miesięcy i które nie zawierają opcji kupna;
- leasingów, w odniesieniu do których bazowy składnik aktywów ma niską wartość i które nie są przedmiotem dalszego subleasingu. Grupa uznaje, że wartość bazowego składnika aktywów jest

niskiej wartości (wartość nowego składnika aktywów bez względu na wiek składnika aktywów objętego leasingiem) jeżeli nie przekracza 18 tysięcy PLN.

Grupa jako leasingobiorca stosuje zwolnienie w zakresie ujęcia, wyceny oraz prezentacji w odniesieniu do:

- leasingów krótkoterminowych, tj. leasingów, których okres leasingu jest nie dłuższy niż 12 miesięcy i które nie zawierają opcji kupna;
- leasingów, w odniesieniu do których bazowy składnik aktywów ma niską wartość i które nie są przedmiotem dalszego subleasingu. Grupa uznaje, że wartość bazowego składnika aktywów jest niskiej wartości (wartość nowego składnika aktywów bez względu na wiek składnika aktywów objętego leasingiem) jeżeli nie przekracza 18 tysięcy PLN.

Wyboru zwolnienia dla leasingu krótkoterminowego dokonuje według klasy bazowego składnika aktywów, do którego odnosi się prawo użytkowania. Grupa korzysta ze zwolnienia dla wszystkich zawieranych umów. Wybór zwolnienia dla leasingów, w przypadku których bazowy składnik aktywów ma niską wartość, dokonuje w odniesieniu do poszczególnych leasingów.

W dacie rozpoczęcia leasingobiorca wycenia składnik aktywów z tytułu prawa do użytkowania według kosztu. Koszt składnika aktywów z tytułu prawa do użytkowania powinien obejmować:

- kwotę początkowej wyceny zobowiązania z tytułu leasingu,
- wszelkie opłaty leasingowe zapłacone w dacie rozpoczęcia lub przed tą datą, pomniejszone o wszelkie otrzymane zachęty leasingowe,
- wszelkie początkowe koszty bezpośrednio poniesione przez leasingobiorcę, oraz
- szacunek kosztów, które mają zostać poniesione przez leasingobiorcę w związku z demontażem i usunięciem bazowego składnika aktywów, przeprowadzeniem renowacji miejsca, w którym się znajdował, lub przeprowadzeniem renowacji bazowego składnika aktywów do stanu wymaganego przez warunki leasingu, chyba że te koszty są ponoszone w celu wytworzenia zapasów. Leasingobiorca przyjmuje na siebie obowiązek pokrycia tych kosztów w dacie rozpoczęcia albo w wyniku używania bazowego składnika aktywów przez dany okres.

Leasingobiorca po dacie rozpoczęcia wycenia składnik aktywów z tytułu prawa do użytkowania stosując model kosztu. Leasingobiorca wycenia składnik aktywów z tytułu prawa do użytkowania według kosztu:

- pomniejszonego o łączne odpisy amortyzacyjne (umorzenie) i łączne straty z tytułu utraty wartości. Odpisy amortyzacyjne są dokonywane przez cały okres trwania leasingu, od momentu przekazania składnika do użytkowania. Nie dokonuje się odpisów amortyzacyjnych od prawa do użytkowania zakwalifikowanego jako aktywa trwale przeznaczone do sprzedaży.
- skorygowanego z tytułu aktualizacji wyceny zobowiązania (np. w wyniku zmiany opłat leasingowych).

Przyjęte okresy użytkowania dla poszczególnych grup praw do użytkowania aktywów:

Grupa rodzajowa	Średni pozostały okres amortyzacji w latach	Najczęściej stosowane okresy amortyzacji w latach
Umowy najmu i dzierżawy gruntów	11	1-70
PWUG	41	5-90
Umowy służebności	24	17-50
Budynki i budowle	7	1-73
Inne	2	1-50

	Stan na dzień 31 grudnia 2024	Stan na dzień 31 grudnia 2023
Umowy najmu i dzierżawy gruntów	402	350
PWUG	1.055	1.080
Umowy służebności	31	29
Budynki i budowle	337	311
Inne	68	82
WARTOŚĆ NETTO PRAW DO UŻYTKOWANIA SKŁADNIKÓW AKTYWÓW	1.893	1.852

Zmiany stanu praw do użytkowania składników aktywów według grup rodzajowych

	Najem i dzierżawa gruntów	PWUG	Służebności	Budynki i budowle	Inne	Razem
WARTOŚĆ KSIĘGOWA BRUTTO						
NA DZIEŃ 1 STYCZNIA 2024	452	1.187	36	409	104	2.188
Likwidacja, sprzedaż	(5)	(3)	-	(6)	(4)	(18)
Zmiany, aktualizacja zobowiązania, modyfikacje umów	78	(12)	-	29	(1)	94
Umowy zawarte w bieżącym okresie, z tego:	10	12	3	46	16	87
Zwiększenia PDUA (kwoty zapłacone)	-	2	3	0	6	11
Zwiększenia PDUA (kwoty dyskontowane)	10	10	-	46	10	76
Pozostałe	8	4	-	1	(4)	9
NA DZIEŃ 31 GRUDNIA 2024	543	1.188	39	479	111	2.360
UMORZENIE ORAZ ODPISY AKTUALIZUJĄCE						
NA DZIEŃ 1 STYCZNIA 2024	102	107	7	98	22	336
Amortyzacja	37	26	1	48	30	142
Odpisy aktualizujące	-	-	-	1	-	1
Likwidacja, sprzedaż	2	-	-	(5)	(4)	(7)
Pozostałe	-	-	-	-	(5)	(5)
NA DZIEŃ 31 GRUDNIA 2024	141	133	8	142	43	467
WARTOŚĆ NETTO NA 31 GRUDNIA 2024	402	1.055	31	337	68	1.893

	Najem i dzierżawa gruntów	PWUG	Służebności	Budynki i budowle	Inne	Razem
WARTOŚĆ KSIĘGOWA BRUTTO						
NA DZIEŃ 1 STYCZNIA 2023	344	966	35	154	30	1.529
Likwidacja, sprzedaż	(2)	(3)	-	(4)	(2)	(11)
Zmiany, aktualizacja zobowiązania, modyfikacje umów	111	23	-	25	2	161
Umowy zawarte w bieżącym okresie, z tego:	3	33	3	42	15	96
Zwiększenia PDUA (kwoty zapłacone)	-	18	3	3	6	30
Zwiększenia PDUA (kwoty dyskontowane)	3	15	-	39	9	66
Zmiana w składzie GK	6	165	-	198	56	425
Pozostałe	(10)	3	(2)	(6)	3	(12)
NA DZIEŃ 31 GRUDNIA 2023	452	1.187	36	409	104	2.188
UMORZENIE ORAZ ODPISY AKTUALIZUJĄCE						
NA DZIEŃ 1 STYCZNIA 2023	71	83	6	57	1	218
Amortyzacja	30	24	1	41	24	120
Odpisy aktualizujące	-	-	-	1	-	1
Likwidacja, sprzedaż	-	-	-	(1)	(2)	(3)
Pozostałe	1	-	-	-	(1)	-
NA DZIEŃ 31 GRUDNIA 2023	102	107	7	98	22	336
WARTOŚĆ NETTO NA 31 GRUDNIA 2023	350	1.080	29	311	82	1.852

12. Udziały i akcje wykazywane metodą praw własności

	Stan na dzień 31 grudnia 2024	Stan na dzień 31 grudnia 2023
Polimex - Mostostal S.A., Warszawa	86	179
Energopomiar sp. z o.o., Gliwice	11	11
PGE Soleo Kleszczów sp. z o.o., Kleszczów	28	28
PGE PAK Energia Jądrowa S.A., Konin	10	4
Elester sp. z o.o., Łódź	236	231
UDZIAŁY I AKCJE WYKAZYWANE METODĄ PRAW WŁASNOŚCI	371	453

	Polimex Mostostal	PEC Bogatynia	Energopo- miar	PGE Soleo Kleszczów	PGE PAK Energia Jądrowa	Elester
UDZIAŁ W GŁOSACH	16,33%	34,93%	49,79%	50,00%	50,00%	89,96%
STAN NA DZIEŃ 31 GRUDNIA 2024						
Aktywa obrotowe	2.169	11	27	13	7	105
Aktywa trwałe	889	21	23	75	15	11
Zobowiązania krótkoterminowe	2.288	7	24	13	2	22
Zobowiązania długoterminowe	192	5	5	20	-	14
AKTYWA NETTO	578	20	21	55	20	80
Udział w aktywach netto	94	7	11	28	10	72
Korekta wartości godziwej na moment nabycia	16	-	-	-	-	164
Odpis z tytułu utraty wartości	(24)	(7)	-	-	-	-
UDZIAŁY I AKCJE WYKAZYWANE METODĄ PRAW WŁASNOŚCI	86	-	11	28	10	236

	Polimex Mostostal	PEC Bogatynia	Energopo- miar	PGE Soleo Kleszczów	PGE PAK Energia Jądrowa	Elester
UDZIAŁ W GŁOSACH	16,22%	34,93%	49,79%	50,00%	50,00%	89,96%
STAN NA DZIEŃ 31 GRUDNIA 2023						
Aktywa obrotowe	1.761	9	25	44	6	99
Aktywa trwałe	689	20	21	11	3	12
Zobowiązania krótkoterminowe	1.197	7	22	-	2	25
Zobowiązania długoterminowe	245	2	3	-	-	11
AKTYWA NETTO	1.008	20	21	55	7	75
Udział w aktywach netto	163	7	11	28	4	67
Korekta wartości godziwej na moment nabycia	16	-	-	-	-	164
Odpis z tytułu utraty wartości	-	(7)	-	-	-	-
UDZIAŁY I AKCJE WYKAZYWANE METODĄ PRAW WŁASNOŚCI	179	-	11	28	4	231

13. Podatek odroczony w sprawozdaniu z sytuacji finansowej

ISTOTNE ZASADY RACHUNKOWOŚCI

Odroczony podatek dochodowy

W związku z przejściowymi różnicami między wykazywaną w księgach rachunkowych wartością aktywów i pasywów a ich wartością podatkową oraz stratą podatkową możliwą do odliczenia w przyszłości, Grupa ustala zobowiązania i aktywa z tytułu odroczonego podatku dochodowego.

Zobowiązanie z tytułu odroczonego podatku dochodowego ujmuje się w odniesieniu do wszystkich dodatnich różnic przejściowych.

Aktywa z tytułu odroczonego podatku dochodowego ujmuje się w odniesieniu do wszystkich ujemnych różnic przejściowych do wysokości, do której jest prawdopodobne, iż osiągnięty zostanie dochód do opodatkowania, który pozwoli na potrącenie ujemnych różnic przejściowych.

Bieżącą wartość księgową składnika aktywów i zobowiązań z tytułu odroczonego podatku dochodowego weryfikuje się na każdy dzień sprawozdawczy. Aktywa i zobowiązania z tytułu odroczonego podatku dochodowego traktowane są w całości jako długoterminowe. Grupa dokonuje kompensaty aktywów i zobowiązań z tytułu podatku odroczonego na poziomie podatkowej grupy kapitałowej oraz na poziomie poszczególnych spółek Grupy Kapitałowej PGE.

13.1 Aktywa z tytułu podatku odroczonego

	Stan na dzień 31 grudnia 2024	Stan na dzień 31 grudnia 2023
Różnica pomiędzy podatkową a bieżącą wartością księgową rzeczowych aktywów trwałych	473	3.312
Rezerwa na koszty rekultywacji	85	85
Rezerwy na świadczenia pracownicze	548	822
Rezerwa na zakup uprawnień do emisji CO ₂	2.519	3.965
Różnica pomiędzy podatkową a bieżącą wartością księgową zobowiązań	596	693
Różnica między podatkową a bieżącą wartością księgową praw do użytkowania	285	273
Straty podatkowe	548	1.125
Pozostałe rezerwy	242	336
Różnica pomiędzy podatkową a bieżącą wartością księgową aktywów finansowych	268	348
Rekompensaty z tytułu rozwiązania KDT	92	218
Różnica pomiędzy podatkową a bieżącą wartością księgową zapasów	49	100
Nieodpłatnie otrzymana infrastruktura i otrzymane opłaty przyłączeniowe	125	109
Zobowiązania z tytułu rozpoznanych rekompensat – Ustawa o cenach prądu	1	17
Pozostałe	18	40
AKTYWA Z TYTUŁU ODROZONEGO PODATKU DOCHODOWEGO	5.849	11.443

Aktywa z tytułu odroczonego podatku dochodowego nie zostały ujęte w odniesieniu do poniższych składników, gdyż nie jest prawdopodobne osiągnięcie dochodu do opodatkowania wystarczającego do częściowego lub całkowitego zrealizowania składnika aktywów z tytułu odroczonego podatku dochodowego.

Nieujęte aktywa z tytułu odroczonego podatku dochodowego

	Rok zakończony 31 grudnia 2024	Rok zakończony 31 grudnia 2023
Różnica pomiędzy podatkową a księgową wartością rzeczowych aktywów trwałych	1.576	-
Rezerwa na koszty rekultywacji	1.000	1.070
Rezerwa na zakup uprawnień do emisji CO ₂	590	-
Straty podatkowe	516	437
Rezerwy na świadczenia pracownicze	246	10
Pozostałe	-	129
STAN NA DZIEŃ 31 GRUDNIA	3.928	1.646

Na koniec okresu sprawozdawczego w PGE GiEK została przeprowadzona weryfikacja wartości księgowej składników aktywów z tytułu odroczonego podatku dochodowego. Dokonując tej weryfikacji przyjęto założenia dotyczące przyszłych dochodów do opodatkowania spójne z założeniami przyjętymi do testów na utratę wartości rzeczowych aktywów trwałych. W wyniku przeprowadzonej weryfikacji stwierdzono, że szacowane przyszłe dochody do opodatkowania nie pozwalają na rozliczenie wszystkich składników aktywów na odroczonego podatku dochodowego. W związku z powyższym w sprawozdaniu z sytuacji finansowej na dzień 31 grudnia 2024 roku, obok nieujmowanego już wcześniej aktywa na podatek odroczonego od rezerw na rekultywację, nie ujęto również części aktywa na podatek odroczonego od różnicy pomiędzy podatkową a księgową wartością rzeczowych aktywów trwałych, rezerwy na zakup uprawnień do emisji CO₂ oraz rezerwy na świadczenia pracownicze. Dodatkowo w bieżącym i porównawczym okresie sprawozdawczym spółka PGE Obrót nie rozpoznaje aktywa od straty podatkowej.

Zmiana stanu odroczonego podatku dochodowego – aktywa

	Rok zakończony 31 grudnia 2024	Rok zakończony 31 grudnia 2023
STAN NA DZIEŃ 1 STYCZNIA	11.443	9.268
Zmiany w korespondencji z wynikiem finansowym	(3.031)	1.834
Zmiany w korespondencji z innymi całkowitymi dochodami	87	155
Zmiany w składzie GK	-	204
Reklasyfikacja w ramach składników aktywów i zobowiązań z tytułu podatku odroczonego	(2.650)	-
Pozostałe zmiany	-	(18)
STAN NA DZIEŃ 31 GRUDNIA	5.849	11.443

Zmiany w korespondencji z innymi całkowitymi dochodami dotyczą zmiany podatku odroczonego od części rezerwy na świadczenia pracownicze dotyczącej świadczeń po okresie zatrudnienia. Pozostałe zmiany każdej pozycji zostały ujęte w wyniku finansowym.

13.2 Zobowiązania z tytułu podatku odroczonego

	Stan na dzień 31 grudnia 2024	Stan na dzień 31 grudnia 2023
Różnica pomiędzy podatkową a bieżącą wartością księgową rzeczowych aktywów trwałych	2.772	5.070
Uprawnienia do emisji CO ₂	-	1.979
Różnica pomiędzy podatkową a bieżącą wartością księgową aktywów finansowych	743	805
Różnica między podatkową a bieżącą wartością księgową zobowiązań leasingowych	258	342
Należności z tytułu rozpoznanych rekompensat – Ustawa o cenach prądu	199	288
Należności z tytułu rozpoznanych rekompensat zgodnie z Ustawą o zakupie preferencyjnym paliwa stałego	-	84
Różnica pomiędzy podatkową a bieżącą wartością księgową zobowiązań finansowych	51	22
Pozostałe	143	134
ZOBOWIĄZANIA Z TYTUŁU PODATKU ODROZONEGO	4.166	8.724

Zgodnie z otrzymaną indywidualną interpretacją podatkową przez PGE GiEK S.A., począwszy od 2024 roku, wydatki na nabycie uprawnień do emisji CO₂ w celu pokrycia własnej emisji za rok 2024 i lata następne stanowią koszty uzyskania przychodów bezpośrednio związane z przychodami i są zaliczone do kosztów uzyskania przychodów w momencie ich umorzenia.

Zmiana stanu odroczonego podatku dochodowego – zobowiązania

	Rok zakończony 31 grudnia 2024	Rok zakończony 31 grudnia 2023
STAN NA DZIEŃ 1 STYCZNIA	8.724	7.087
Zmiany w korespondencji z wynikiem finansowym	(2.164)	1.393
Zmiany w korespondencji z innymi całkowitymi dochodami	259	(259)
Zmiana składu GK	-	524
Reklasyfikacja w ramach składników aktywów i zobowiązań z tytułu podatku odroczonego	(2.650)	-
Pozostałe zmiany	(3)	(21)
STAN NA DZIEŃ 31 GRUDNIA	4.166	8.724

Zmiany w korespondencji z innymi całkowitymi dochodami dotyczą zmiany podatku odroczonego od wyceny instrumentów zabezpieczających. Pozostałe zmiany każdej pozycji zostały ujęte w wyniku finansowym.

Grupa nie tworzy zobowiązania na podatek odroczone od dodatnich różnic przejściowych związanych z inwestycjami w jednostki zależne i stowarzyszone ponieważ:

- PGE S.A. jako jednostka dominująca, jest w stanie kontrolować terminy odwracania się różnic przejściowych oraz
- jest prawdopodobne, że różnice przejściowe nie odwrócą się w przewidywalnej przyszłości.

Podatek odroczonej grupy po skompensowaniu aktywów i zobowiązań w poszczególnych spółkach

	Rok zakończony 31 grudnia 2024	Rok zakończony 31 grudnia 2023
Aktywa z tytułu podatku dochodowego	3.153	3.774
Zobowiązania z tytułu podatku dochodowego	(1.470)	(1.055)

14. Zapasy

ISTOTNE ZASADY RACHUNKOWOŚCI

Zapasy

Zapasy są to aktywa przeznaczone do sprzedaży w toku zwykłej działalności gospodarczej, będące w trakcie produkcji w celu sprzedaży, lub mające postać materiałów lub surowców zużywanych w procesie produkcyjnym lub w trakcie świadczenia usług.

Do zapasów zalicza się:

- materiały,
- produkty,
- półprodukty i produkty w toku,
- prawa pochodzenia energii - zakupione, wytworzone lub otrzymane prawa majątkowe pochodzenia energii wytworzonej w odnawialnych źródłach energii, prawa majątkowe pochodzenia energii wytworzonej w kogeneracji oraz prawa majątkowe do świadectw efektywności energetycznej,
- towary (w szczególności przeznaczone do dalszej odsprzedaży uprawnień do emisji CO₂).

Zapasy (z wyjątkiem uprawnień do emisji CO₂ nabytych w celu realizacji zysków) są wyceniane według niższej z dwóch wartości: ceny nabycia lub kosztu wytworzenia i możliwej do uzyskania ceny sprzedaży netto.

Uprawnienia nabyte w celu realizacji zysków z tytułu wahań cen rynkowych są ujmowane w wartości godziwej pomniejszonej o koszty sprzedaży.

Rozchód składników zapasów wyceniany jest według następujących zasad:

- materiały i towary (z wyjątkiem uprawnień do emisji CO₂ oraz praw majątkowych) – według metody FIFO,
- uprawnienia do emisji CO₂ – według szczegółowej identyfikacji,
- prawa majątkowe – według szczegółowej identyfikacji.

Stosowane do wyceny na dzień sprawozdawczy ceny nabycia lub koszty wytworzenia zapasów nie mogą być wyższe od ceny netto możliwej do uzyskania tych składników. Odpis aktualizujący wartość zapasów zalicza się do kosztów operacyjnych. W razie odzyskania przez określony składnik zapasów w pełni lub w części poprzednio utraconej wartości urealnia się jego wycenę, poprzez zmniejszenie wartości odpisu aktualizującego.

Spółki, w których zapasy zalegające i zbędne stanowią istotną pozycję, mogą na podstawie szczegółowej instrukcji, stosować bardziej szczegółowe zasady kalkulacji i dokonywania odpisów aktualizujących ich wartości. Odpisy aktualizujące wartość zapasów zalegających i zbędnych mogą być ujmowane w pozostałej działalności operacyjnej

	Stan na dzień 31 grudnia 2024			Stan na dzień 31 grudnia 2023		
	Wartość początkowa	Aktualizacja wartości	Wartość księgowa netto	Wartość początkowa	Aktualizacja wartości	Wartość księgowa netto
Węgiel kamienny	1.271	-	1.271	2.022	-	2.022
Materiały remontowo-eksploatacyjne	766	(52)	714	820	(22)	798
Mazut	48	-	48	46	-	46
Pozostałe materiały	187	(13)	174	181	(16)	165
RAZEM MATERIAŁY	2.272	(65)	2.207	3.069	(38)	3.031
Prawa majątkowe zielone	227	(5)	222	305	(37)	268
Pozostałe prawa majątkowe	14	-	14	15	-	15
PRAWA POCHODZENIA ENERGII	241	(5)	236	320	(37)	283
Uprawnienia do emisji CO ₂	-	-	-	1	-	1
Węgiel kamienny	462	(153)	309	773	(430)	343
Pozostałe towary	30	(2)	28	6	(1)	5
RAZEM TOWARY	492	(155)	337	780	(431)	349
POZOSTAŁE ZAPASY	111	(2)	109	110	-	110
RAZEM ZAPASY	3.116	(227)	2.889	4.279	(506)	3.773

	Rok zakończony 31 grudnia 2024	Rok zakończony 31 grudnia 2023
AKTUALIZACJA WARTOŚCI ZAPASÓW NA DZIEŃ 1 STYCZNIA	(506)	(309)
Utworzenie odpisu	(52)	(792)
Rozwiązanie odpisu	16	5
Wykorzystanie odpisu	253	574
Wycena do wartości godziwej	62	95
Pozostałe zmiany	-	(79)
AKTUALIZACJA WARTOŚCI ZAPASÓW NA DZIEŃ 31 GRUDNIA	(227)	(506)

15. Uprawnienia do emisji CO₂ na własne potrzeby

ISTOTNE ZASADY RACHUNKOWOŚCI

Uprawnienia do emisji CO₂ na własne potrzeby

GK PGE w ramach prowadzonej działalności emituje do atmosfery dwutlenek węgla. Zapotrzebowanie na uprawnienia do emisji dwutlenku węgla jest pokrywane częściowo uprawnieniami otrzymanymi nieodpłatnie, a pozostałą część GK PGE musi pozyskać na rynku. W celu pokrycia zapotrzebowania jednostek wytwórczych GK PGE, zawierane są zewnętrzne transakcje zakupu uprawnień do emisji gazów cieplarnianych. W odrębnej pozycji sprawozdania z sytuacji finansowej ujmowane są, przeznaczone na własne potrzeby jednostek wytwórczych, uprawnienia do emisji dwutlenku węgla. EUA otrzymane nieodpłatnie prezentowane są w sprawozdaniu z sytuacji finansowej w wartości nominalnej, czyli w wartości zerowej. Zakupione jednostki uprawnień do emisji są ujmowane w cenie nabycia. Rozchód uprawnień do emisji CO₂ zakupionych na własne potrzeby wycenia się metodą szczegółowej identyfikacji.

Ponieważ GK PGE zawiera transakcje dotyczące zakupu uprawnień do emisji CO₂ w momencie kontraktowania sprzedaży, każdy zakup jest przyporządkowywany do odpowiedniego koszyka związanego ze sprzedażą zakontraktowaną na dany rok. Wartość uprawnień alokowanych do koszyka dotyczącego danego okresu sprawozdawczego jest odzwierciedlona w wartości rezerwy na koszty emisji CO₂ tego okresu.

Transakcje terminowe związane z zabezpieczeniem zakupu uprawnień do emisji CO₂ na potrzeby umorzeniowe korzystają ze zwolnienia na potrzeby własne i nie są ujmowane w sprawozdaniu z sytuacji finansowej.

EUA	Stan na dzień 31 grudnia 2024		Stan na dzień 31 grudnia 2023	
	Długoterminowe	Krótkoterminowe	Długoterminowe	Krótkoterminowe
Ilość (mln Mg)	0,2	26,6	0,1	25,5
Wartość (mln PLN)	69	10.844	20	10.517

EUA	Ilość (mln Mg)	Wartość (mln PLN)
STAN NA DZIEŃ 1 STYCZNIA 2023	20,2	4.868
Zakup/Sprzedaż	80,8	28.491
Przyznane nieodpłatnie	0,6	-
Umorzenie	(76,0)	(22.822)
STAN NA DZIEŃ 31 GRUDNIA 2023	25,6	10.537
Zakup/Sprzedaż	59,5	24.830
Przyznane nieodpłatnie	0,6	-
Umorzenie	(58,9)	(24.454)
STAN NA DZIEŃ 31 GRUDNIA 2024	26,8	10.913

Dodatkowe informacje związane ze zmianą daty umorzenia uprawnień do emisji CO₂ zostały opisane w nocie 20.2 niniejszego sprawozdania finansowego.

16. Pozostałe aktywa krótko i długoterminowe

ISTOTNE ZASADY RACHUNKOWOŚCI

Pozostałe aktywa, w tym rozliczenia międzyokresowe kosztów

Grupa ujmuje aktywa jako rozliczenia międzyokresowe kosztów czynne, jeżeli spełnione są następujące warunki:

- wynikają z przeszłych zdarzeń – poniesienie wydatku na cel operacyjny jednostek,
- ich wysokość można wiarygodnie określić,
- dotyczą przyszłych okresów sprawozdawczych.

Rozliczenia międzyokresowe ustalane są w wysokości poniesionych, wiarygodnie ustalonych wydatków, jakie dotyczą przyszłych okresów i są związane z wpływem korzyści ekonomicznych w przyszłości.

Do pozostałych aktywów zaliczane są w szczególności należności z tytułu rozliczeń publiczno-prawnych, zaliczki na dostawy i usługi (w tym zaliczki na rzeczowe aktywa trwałe w budowie), należności z tytułu dywidend.

16.1 Pozostałe aktywa długoterminowe

	Stan na dzień 31 grudnia 2024	Stan na dzień 31 grudnia 2023
Zaliczki na rzeczowe aktywa trwałe w budowie	954	985
Koszty pozyskania klienta	88	102
Zaliczki na dostawy	-	2
Pozostałe aktywa długoterminowe	202	58
POZOSTAŁE AKTYWA, RAZEM	1.244	1.147

Zaliczki na rzeczowe aktywa trwałe w budowie związane są głównie z budową:

- morskich farm wiatrowych Baltica 2 (379 mln PLN) oraz Baltica 1 (21 mln PLN),
- budową bloku w technologii gazowo-parowej przez PGE Nowy Rybnik sp. z o.o. (194 mln PLN),
- modernizacją ESP Porąbka-Żar przez PGE EO S.A. (183 mln PLN).

W bieżącym okresie sprawozdawczym pozostałe aktywa długoterminowe obejmują m.in. rozliczane w czasie ubezpieczenia oraz koszty pozyskania finansowania ponoszone głównie w segmencie Energetyki Odnawialnej.

16.2 Pozostałe aktywa krótkoterminowe

	Stan na dzień 31 grudnia 2024	Stan na dzień * 31 grudnia 2023
KOSZTY ROZLICZANE W CZASIE		
Koszty pozyskania klienta	82	79
Kontrakty długoterminowe	48	37
Ubezpieczenia majątkowe i deliktowe	27	28
Usługi informatyczne	26	24
ZFŚS	11	12
Koszty logistyczne związane z zakupem węgla	14	9
Pozostałe koszty rozliczane w czasie	23	13
INNE AKTYWA KRÓTKOTERMINOWE		
Należności z tytułu naliczonego VAT	737	2.474
Należności z tytułu rozliczenia wpłat na FWRC	199	-
Pozostałe należności z tytułu podatków		
Zaliczki na dostawy	8	464
Należności z tytułu akcyzy	7	7
Pozostałe aktywa krótkoterminowe	23	34
POZOSTAŁE AKTYWA, RAZEM	1.205	3.181

ISTOTNE ZASADY RACHUNKOWOŚCI

Koszty pozyskania klienta

Koszty poniesione przed zawarciem umowy związane z realizacją jej przedmiotu zaliczane są do pozostałych aktywów i ujmowane jako czynne rozliczenia międzyokresowe kosztów, jeżeli pokrycie w przyszłości tych kosztów przychodami uzyskanymi od zamawiającego jest prawdopodobne.

Na dzień 31 grudnia 2024 oraz na 31 grudnia 2023 roku Grupa rozpoznała następujące koszty do rozliczenia w czasie.

	Rok zakończony 31 grudnia 2024	Rok zakończony 31 grudnia 2023
STAN NA DZIEŃ 1 STYCZNIA	181	162
Koszty doprowadzenia do zawarcia umowy - aktywowane	74	81
Amortyzacja oraz odpisy	(85)	(62)
STAN NA DZIEŃ 31 GRUDNIA	170	181
Krótkoterminowe	82	79
Długoterminowe	88	102

Koszty pozyskania klienta dotyczą m.in. współfinansowania przez PGE Energia Ciepła S.A. inwestycji w rozwój sieci ciepłowniczych oraz prowizji agencyjnych z tytułu pozyskania/utrzymania klienta w PGE Obrót S.A.

Składnik aktywów jest systematycznie amortyzowany, z uwzględnieniem okresu przekazywania klientowi dóbr lub usług, z którymi jest powiązany.

17. Środki pieniężne i ich ekwiwalenty

ISTOTNE ZASADY RACHUNKOWOŚCI

Środki pieniężne i ich ekwiwalenty

Środki pieniężne składają się z gotówki w kasie oraz depozytów płatnych na żądanie.

Ekwiwalenty środków pieniężnych są krótkoterminowymi inwestycjami o dużej płynności łatwo wymiernymi na określone kwoty środków pieniężnych oraz narażonymi na nieznaczne ryzyko zmiany wartości.

Lokaty krótkoterminowe są dokonywane na różne okresy, z reguły od jednego dnia do jednego miesiąca, w zależności od aktualnego zapotrzebowania Grupy na środki pieniężne.

Saldo środków pieniężnych i ich ekwiwalentów składa się z następujących pozycji:

	Stan na dzień 31 grudnia 2024	Stan na dzień 31 grudnia 2023
Środki pieniężne w banku i kasie	1.830	2.760
Lokaty typu overnight	60	103
Lokaty krótkoterminowe	693	236
Środki z tytułu emisji akcji	508	1.309
Środki na rachunkach VAT	1.272	1.625
RAZEM	4.363	6.033
Pozostające do dyspozycji limity kredytowe	11.679	5.692
w tym limity kredytowe w rachunku bieżącym	3.254	2.272

Szczegółowy opis zawartych umów kredytowych został opisany w nocie 24.1.3 niniejszego sprawozdania finansowego.

W wartości środków pieniężnych zawarte są środki pieniężne o ograniczonej możliwości dysponowania w kwocie 207 mln PLN (419 mln PLN w okresie porównawczym) na rachunkach klientów PGE Dom Maklerski S.A. stanowiące zabezpieczenie rozliczeń z IRGIT.

18. Majątek socjalny oraz zobowiązania ZFŚS

ISTOTNE ZASADY RACHUNKOWOŚCI

Zakładowy Fundusz Świadczeń Socjalnych i Pozostałe Fundusze Specjalne

Ustawa z dnia 4 marca 1994 roku o zakładowym funduszu świadczeń socjalnych z późniejszymi zmianami stanowi, że Zakładowy Fundusz Świadczeń Socjalnych (ZFŚS) tworzą pracodawcy zatrudniający powyżej 50 pracowników (w przeliczeniu na pełne etaty). Jednostki wchodzące w skład Grupy tworzą taki fundusz i dokonują okresowych odpisów. Celem Funduszu jest subsydiowanie działalności socjalnej Grupy, pożyczek udzielonych jej pracownikom oraz pozostałych kosztów socjalnych. Odpisy w ciągu roku na Zakładowy Fundusz Świadczeń Socjalnych stanowią koszt okresu, którego dotyczą.

Grupa kompensuje zobowiązania oraz aktywa Zakładowego Funduszu Świadczeń Socjalnych.

	Stan na dzień 31 grudnia 2024	Stan na dzień 31 grudnia 2023
Pożyczki udzielone pracownikom	88	85
Środki pieniężne	69	58
Pozostałe aktywa	3	2
Zobowiązania funduszu	(148)	(132)
SALDO PO SKOMPENSOWANIU	12	13
Odpis na Fundusz w okresie	305	293

Dodatkowo, jak opisano w notcie 21, jednostki należące do Grupy Kapitałowej PGE tworzą rezerwę na świadczenia po okresie zatrudnienia (ZFŚS).

19. Kapitały własne

ISTOTNE ZASADY RACHUNKOWOŚCI

Kapitał własny

Kapitał własny wykazywany jest według wartości nominalnej z podziałem na jego rodzaje i według zasad określonych przepisami prawa i postanowieniami statutu.

W skonsolidowanym sprawozdaniu finansowym kapitał zapasowy i rezerwy są kapitałami wykazywanymi w jednostkowym sprawozdaniu jednostki dominującej.

Kapitał z aktualizacji wyceny ustalony jest w wysokości wartości godziwej instrumentów zabezpieczających w skutecznej części zabezpieczenia oraz kwocie przeszacowania aktywów finansowych zaliczonych do kategorii aktywów finansowych wycenianych w wartości godziwej przez pozostałe całkowite dochody.

Zyski zatrzymane/Niepokryte straty z lat ubiegłych obejmują między innymi niepodzielone wyniki finansowe lat ubiegłych i okresu bieżącego, kapitały rezerwowe i zapasowe jednostek zależnych powstałe po dacie nabycia kontroli, różnicę z przeszacowania rzeczowych aktywów trwałych do wartości godziwej na dzień przejścia na stosowanie MSSF, zyski i straty aktuarialne z tytułu programów określonych świadczeń po okresie zatrudnienia, różnicę z wyceny według zamortyzowanego kosztu obligacji emitowanych na warunkach odbiegających od rynkowych oraz korekty wynikające ze zmiany polityki rachunkowości oraz wdrożenia nowych MSSF.

W skonsolidowanym sprawozdaniu finansowym Grupy PGE odrębną pozycję kapitału własnego stanowią udziały niekontrolujące.

Celem zarządzania kapitałem jest zapewnienie bezpiecznej i efektywnej struktury finansowania, uwzględniającej ryzyko operacyjne, nakłady inwestycyjne oraz interes akcjonariuszy i inwestorów dłużnych. Zarządzanie kapitałem odbywa się na poziomie Grupy Kapitałowej PGE.

Zgodnie z powszechnie stosowaną praktyką, Grupa monitoruje wskaźnik długu netto do EBITDA na poziomie GK PGE. Dług netto rozumiany jest jako krótko- i długoterminowe zadłużenie finansowe (oprocentowane kredyty i pożyczki, wyemitowane obligacje i inne papiery dłużne, a także zobowiązania z tytułu leasingu, faktoringu odwrotnego i pełnego), pomniejszone o środki pieniężne i ekwiwalenty, oraz krótkoterminowe

lokaty i depozyty. Środki pieniężne o ograniczonej możliwości dysponowania nie są uwzględniane w obliczaniu długu netto.

Celem Grupy jest utrzymanie ratingów kredytowych na poziomie inwestycyjnym. W związku z realizowanym programem inwestycyjnym w najbliższych latach planowane jest zwiększanie dźwigni finansowej. Relacja skonsolidowanego długu netto do skonsolidowanego EBITDA jest centralnym elementem sporządzanych przez Grupę prognoz i planów finansowych

	Rok zakończony 31 grudnia 2024	Rok zakończony 31 grudnia 2023
Wskaźnik zadłużenie netto / EBITDA	0,90x	1,11x
Wskaźnik zadłużenie netto/ kapitał własny	0,24x	0,23x

19.1 Kapitał podstawowy

	Stan na dzień 31 grudnia 2024	Stan na dzień 31 grudnia 2023
1.470.576.500 akcji zwykłych serii A o wartości nominalnej 8,55 złotych każda	12.574	12.574
259.513.500 akcji zwykłych serii B o wartości nominalnej 8,55 złotych każda	2.219	2.219
73.228.888 akcji zwykłych serii C o wartości nominalnej 8,55 złotych każda	626	626
66.441.941 akcji zwykłych serii D o wartości nominalnej 8,55 złotych każda	568	568
373.952.165 akcji zwykłych serii E o wartości nominalnej 8,55 złotych każda	3.197	3.197
RAZEM KAPITAŁ PODSTAWOWY	19.184	19.184

Wszystkie akcje Spółki zostały opłacone.

Po dniu sprawozdawczym do dnia sporządzenia niniejszego sprawozdania finansowego nie wystąpiły zmiany w wysokości kapitału podstawowego Spółki.

Prawa akcjonariuszy - Uprawnienia Skarbu Państwa dotyczące działalności Spółki

Spółka wchodzi w skład Grupy Kapitałowej PGE, w stosunku do której Skarb Państwa posiada szczególne uprawnienia, dopóki pozostaje jej akcjonariuszem.

Szczególne uprawnienia Skarbu Państwa, które mogą mieć zastosowanie do spółek z Grupy Kapitałowej PGE, przewiduje ustawa z dnia 18 marca 2010 roku o szczególnych uprawnieniach ministra właściwego do spraw aktywów państwowych oraz ich wykonywaniu w niektórych spółkach kapitałowych lub grupach kapitałowych prowadzących działalność w sektorach energii elektrycznej, ropy naftowej oraz paliw gazowych (tj. Dz. U. z 2020 roku, poz. 2173 z późn. zm.). Ustawa określa szczególne uprawnienia przysługujące ministrowi właściwemu do spraw aktywów państwowych w spółkach kapitałowych lub grupach kapitałowych, prowadzących działalność w sektorach energii elektrycznej, ropy naftowej oraz paliw gazowych, których mienie zostało ujawnione w jednolitym wykazie obiektów, instalacji, urządzeń i usług wchodzących w skład infrastruktury krytycznej.

Na podstawie przedmiotowych przepisów minister właściwy do spraw aktywów państwowych, może wyrazić sprzeciw wobec podjętej przez Zarząd uchwały lub innej dokonanej przez Zarząd czynności prawnej, której przedmiotem jest rozporządzenie składnikiem mienia stanowiące rzeczywiste zagrożenie dla funkcjonowania, ciągłości działania oraz integralności infrastruktury krytycznej. Sprzeciwem mogą być objęte również uchwały organu Spółki dotyczące:

- rozwiązania spółki,
- zmiany przeznaczenia lub zaniechania eksploatacji składnika mienia wchodzącego w skład infrastruktury krytycznej,
- zmiany przedmiotu przedsiębiorstwa spółki,
- zbycia albo wydzierżawienia przedsiębiorstwa lub jego zorganizowanej części oraz ustanowienia na nich ograniczonego prawa rzeczowego,
- przyjęcia planu rzeczowo-finansowego, planu działalności inwestycyjnej lub wieloletniego planu strategicznego,
- przeniesienia siedziby spółki za granicę,

jeżeli wykonanie takiej uchwały stanowiłoby rzeczywiste zagrożenie dla funkcjonowania, ciągłości działania oraz integralności infrastruktury krytycznej. Sprzeciw ministra właściwego do spraw aktywów państwowych wyrażany jest – po zasięgnięciu opinii odpowiednio ministra właściwego do spraw energii lub ministra właściwego do spraw gospodarki surowcami energetycznymi - w formie decyzji administracyjnej.

19.2 Kapitał zapasowy

Kapitał zapasowy powstał głównie z ustawowych odpisów z zysków generowanych w poprzednich latach obrotowych, z nadwyżek z podziału zysku ponad wymagany ustawowo odpis oraz z połączeń PGE S.A. z podmiotami zależnymi.

Zgodnie z wymogami Kodeksu Spółek Handlowych, podmioty mające status spółek akcyjnych są obowiązane utworzyć kapitał zapasowy na pokrycie straty. Do tej kategorii kapitału przelewa się co najmniej 8% zysku za dany rok obrotowy wykazanego w jednostkowym sprawozdaniu Spółki, dopóki kapitał ten nie osiągnie co najmniej jednej trzeciej kapitału podstawowego jednostki. Kapitał zapasowy w wysokości odpowiadającej jednej trzeciej kapitału podstawowego można użyć jedynie na pokrycie straty wykazanej w jednostkowym sprawozdaniu finansowymi i nie podlega on podziałowi na inne cele. O użyciu kapitału zapasowego i rezerwowego rozstrzyga Walne Zgromadzenie.

Kapitał zapasowy podlegający podziałowi pomiędzy akcjonariuszy na dzień 31 grudnia 2024 roku wynosi 15.857 mln PLN, a na dzień 31 grudnia 2023 roku 21.751 mln PLN.

19.3 Kapitał z wyceny instrumentów finansowych

	Rok zakończony 31 grudnia 2024	Rok zakończony 31 grudnia 2023
NA DZIEŃ 1 STYCZNIA	(1.095)	(32)
Zmiana kapitału z wyceny instrumentów finansowych:	685	(1.313)
Wycena instrumentów zabezpieczających w tym:	689	(1.325)
<i>Ujęcie skutecznej części zmiany wartości godziwej zabezpieczających instrumentów finansowych w części uznanej za skuteczne zabezpieczenie</i>	673	(1.396)
<i>Naliczone odsetki na instrumencie pochodnym przeniesione z kapitału z wyceny i ujęte w kosztach odsetkowych</i>	1	25
<i>Rewaluacja walutowa transakcji CCIRS przeniesiona z kapitału i ujęta w wyniku z różnic kursowych</i>	11	49
<i>Nieefektywna część zmiany wyceny do wartości godziwej transakcji zabezpieczających zaprezentowana w wyniku</i>	4	(3)
Wycena pozostałych instrumentów finansowych	(4)	12
Podatek odroczony	(130)	250
NA DZIEŃ 31 GRUDNIA	(540)	(1.095)

Na kapitał z wyceny instrumentów finansowych składa się w głównej mierze wycena z tytułu wdrożonej rachunkowości zabezpieczeń przepływów pieniężnych.

19.4 Różnice kursowe z przeliczenia

Różnice kursowe z przeliczenia jednostki zależnej obejmują efekt przeliczenia sprawozdania finansowego spółki PGE Sweden AB (publ) na PLN w ramach procedur konsolidacyjnych.

19.5 Niepodzielony wynik finansowy oraz ograniczenia w wypłacie dywidendy

Zyski zatrzymane niepodlegające podziałowi to kwoty, które nie mogą zostać wypłacone w formie dywidendy.

	Stan na dzień 31 grudnia 2024	Stan na dzień 31 grudnia 2023
Kwoty zawarte w pozycji zyski zatrzymane niepodlegające podziałowi przez jednostkę dominującą:		
<i>Zyski zatrzymane spółek zależnych, przynależne akcjonariuszom jednostki dominującej, w tym korekty konsolidacyjne</i>	(1.220)	6.574
<i>Wysokość zysków/(strat) ujętych przez jednostkę dominującą w zyskach zatrzymanych poprzez pozycję innych całkowitych dochodów</i>	(39)	(40)
Zysk/(Strata) netto jednostki dominującej	4.836	(5.894)
ŁĄCZNIE ZYSKI ZATRZYMANE WYKAZYWANE W SPRAWOZDANIU Z SYTUACJI FINANSOWEJ	3.577	640

Ograniczenia w wypłacie dywidendy z kapitału zapasowego zostały opisane w nocie 19.2 niniejszego sprawozdania finansowego. Na dzień 31 grudnia 2024 roku nie istnieją inne ograniczenia dotyczące wypłaty dywidendy.

19.6 Kapitały własne przypisane udziałom niekontrolującym

Na dzień 31 grudnia 2024 roku kapitały własne przypisane udziałom niekontrolującym w większości dotyczą akcjonariuszy niekontrolujących KOGENERACJA S.A.

Poniżej przedstawiono zmiany kapitałów przypisanych udziałom niekontrolującym w okresach sprawozdawczych.

	Stan na dzień 31 grudnia 2024	Stan na dzień 31 grudnia 2023
STAN NA DZIEŃ 1 STYCZNIA	981	845
Udział w zysku netto jednostek zależnych	75	110
Udział w zyskach i stratach aktuarialnych	(1)	(1)
Podwyższenie kapitału przez udziałowców	-	28
Dywidendy uchwalone przez jednostki zależne	(1)	(2)
Zakup udziałów niekontrolujących przez Grupę Kapitałową	4	2
Pozostałe	-	(1)
STAN NA DZIEŃ 31 GRUDNIA	1.058	981

Na łączną wartość kapitałów własnych przypisanych udziałom niekontrolującym 69% stanowią kapitały spółki KOGENERACJA. Poniżej przedstawiono sumaryczne informacje dotyczące tej jednostki zależnej.

	KOGENERACJA S.A.
UDZIAŁ W GŁOSACH	58,07%
STAN NA DZIEŃ 31 GRUDNIA 2024*	
Aktywa obrotowe	741
Aktywa trwałe	2.502
Zobowiązania krótkoterminowe	1.000
Zobowiązania długoterminowe	538
Kapitały własne	1.705
Przychody	1.567
Wynik z działalności kontynuowanej	(18)
Dywidendy uchwalone	-

*Dane różnią się od danych statutowych z uwagi na procedury konsolidacyjne

19.7 Zysk/(strata) przypadający na jedną akcję

ISTOTNE ZASADY RACHUNKOWOŚCI

Zysk/(strata) na akcję

Zysk/(strata) na akcję dla każdego okresu jest obliczony poprzez podzielenie zysku lub straty netto przypadającego dla akcjonariuszy jednostki dominującej za dany okres przez średnią ważoną liczbę akcji w danym okresie sprawozdawczym.

Zysk/(Strata) rozwodniony na akcję to zysk przypadający na jedną akcję z uwzględnieniem występowania rozwadniających potencjalnych akcji zwykłych.

W bieżącym i porównawczym okresie sprawozdawczym nie wystąpił efekt rozwodnienia zysku/(straty) na jedną akcję.

	Rok zakończony 31 grudnia 2024	Rok zakończony 31 grudnia 2023
ZYSK/(STRATA) NETTO PRZYPISANY	(3.088)	(4.902)
akcjonariuszom jednostki dominującej	(3.163)	(5.012)
udziałom niekontrolującym	75	110
ZYSK/(STRATA) NETTO PRZYPADAJĄCY NA ZWYKŁYCH AKCJONARIUSZY SPÓŁKI, ZASTOSOWANY DO OBLICZENIA ZYSKU NA JEDNĄ AKCJĘ	(3.163)	(5.012)
Liczba akcji zwykłych na początek okresu sprawozdawczego	2.243.712.994	2.243.712.994
Liczba akcji zwykłych na koniec okresu sprawozdawczego	2.243.712.994	2.243.712.994
ŚREDNIOWAŻONA LICZBA WYEMITOWANYCH AKCJI ZWYKŁYCH ZASTOSOWANA DO OBLICZENIA ZYSKU/(STRATY) NA JEDNĄ AKCJĘ	2.243.712.994	2.243.712.994
ZYSK/(STRATA) NETTO I ROZWODNIONY ZYSK/(STRATA) NETTO NA JEDNĄ AKCJĘ PRZYPADAJĄCY AKCJONARIUSZOM JEDNOSTKI DOMINUJĄCEJ (W ZŁOTYCH)	(1,41)	(2,23)

19.8 Dywidendy wypłacone i zaproponowane do zapłaty

W bieżącym i w porównawczym okresie sprawozdawczym Spółka nie wypłacała dywidendy.

20. Rezerwy

ISTOTNE ZASADY RACHUNKOWOŚCI

Rezerwy

Grupa tworzy rezerwy wówczas, gdy na spółkach Grupy ciąży istniejący obowiązek (prawny lub zwyczajowo oczekiwany) wynikający ze zdarzeń przeszłych, i gdy prawdopodobne jest, że wypełnienie tego obowiązku spowoduje konieczność wypływu korzyści ekonomicznych oraz można dokonać wiarygodnego oszacowania kwoty tego zobowiązania.

Jeżeli skutek zmiany wartości pieniądza w czasie jest istotny, kwota rezerwy odpowiada bieżącej wartości nakładów, które jak się oczekuje będą niezbędne do wypełnienia tego obowiązku. Stopę dyskontową ustala się przed opodatkowaniem, czyli odzwierciedla ona bieżącą ocenę rynku odnośnie wartości pieniądza w czasie oraz ryzyko związane konkretnie z danym składnikiem zobowiązań. Stopy dyskontowej nie obciąża ryzyko, o które skorygowano szacunki przyszłych przepływów pieniężnych.

Odwracanie dyskonta jest rozliczane w ciężar kosztów finansowych.

Rezerwa na świadczenia po okresie zatrudnienia i nagrody jubileuszowe

Zależnie od jednostki pracownicy spółek Grupy mają prawo do następujących świadczeń po okresie zatrudnienia:

- odpraw emerytalno-rentowych – wypłacanych jednorazowo, w momencie przejścia na emeryturę lub rentę,
- odpraw pośmiertnych,
- ekwiwalentu pieniężnego wynikającego z taryfy pracowniczej dla pracowników przemysłu energetycznego,
- deputatów węglowych wydawanych w określonej ilości w naturze lub wypłacanych w formie ekwiwalentu pieniężnego,
- świadczeń z Zakładowego Funduszu Świadczeń Socjalnych,
- opieki medycznej.

Pracownicy spółek Grupy są również uprawnieni do nagród jubileuszowych, które są wypłacane po przepracowaniu określonej liczby lat. Wysokość nagród jubileuszowych uzależniona jest od stażu pracy oraz średniego wynagrodzenia pracownika.

Grupa tworzy rezerwę na przyszłe zobowiązania z tytułu świadczeń po okresie zatrudnienia i nagród jubileuszowych w celu przyporządkowania kosztów do okresów, których dotyczą. Rezerwa tworzona jest w ciężar kosztów operacyjnych w kwotach odpowiadających nabywaniu przyszłych praw przez obecnych pracowników. Wartość bieżąca tych zobowiązań jest obliczana przez niezależnego aktuarusza.

Zyski i straty aktuarialne wynikające ze zmiany założeń aktuarialnych (w tym z tytułu zmiany stopy dyskonta) i korekt aktuarialnych ex post ujmuje się w innych całkowitych dochodach w przypadku świadczeń po okresie zatrudnienia oraz w ciężar kosztów operacyjnych bieżącego okresu w przypadku nagród jubileuszowych.

Rezerwa na koszty rekultywacji

Kopalnie należące do Grupy tworzą rezerwy na koszty rekultywacji terenu po zakończeniu jego eksploatacji. Wysokość rezerwy ustala się w oparciu o przewidywany koszt przeprowadzenia prac rekultywacyjnych i zagospodarowania wyrobisk końcowych. Koszt ten dzielony jest na część przypadającą na wydobyty nadkład oraz węgiel. Rezerwę tworzy się:

- dla części przypadającej na wydobyty węgiel: w proporcji odpowiadającej stosunkowi wydobytego węgla na dzień sprawozdawczy do planowanego całkowitego wydobycia węgla ze złoża w całym okresie eksploatacji,
- dla części przypadającej na wydobyty nadkład: w proporcji odpowiadającej stosunkowi objętości odkrywki przypadającej na nadkład na dzień sprawozdawczy do planowanej objętości odkrywki przypadającej na nadkład na zakończenie okresu eksploatacji.

Rezerwa jest aktualizowana w przypadku zmiany szacowanego czasu rekultywacji, zmiany kwot wydatków niezbędnych do przeprowadzenia rekultywacji lub w przypadku zmiany stopy dyskontowej. Oszacowanie rezerwy rekultywacyjnej wymaga przyjęcia założeń techniczno-geologicznych, środowiskowych, prawnych i podatkowych, jak również harmonogramu, zakresu oraz poziomu kosztów procesu rekultywacji. Zmiany w powyższych założeniach wpływają na wartość rezerwy rekultywacyjnej, wartość skapitalizowanych kosztów rekultywacji ujętych w rzeczowych aktywach trwałych oraz na sprawozdanie z całkowitych dochodów.

W przypadku rekultywacji składowisk popiołów (odpadów poprodukcyjnych z produkcji energii elektrycznej) koszt tworzenia rezerwy ujmowany jest w kosztach operacyjnych proporcjonalnie do stopnia zapełnienia składowiska.

Rezerwa na rekultywację terenów po budowie farm wiatrowych tworzona jest w momencie oddania farmy do eksploatacji w wysokości wartości bieżącej szacunkowych kosztów demontażu i wywozu pozostałości urządzeń, konstrukcji i budowli oraz doprowadzenia gruntu do stanu jak najbardziej zbliżonego do stanu sprzed budowy farmy.

Szacunki dotyczące przewidywanych kosztów rekultywacji podlegają aktualizacji nie rzadziej niż raz na 5 lat, z tym, że corocznie weryfikowana jest wielkość rezerwy zgodnie z aktualnymi założeniami w zakresie stopy inflacji, stopy dyskonta oraz odpowiednio wielkości wydobycia węgla lub stopnia zapełnienia składowiska.

Przyrost rezerwy dotyczący danego roku obciąża odpowiednio koszty operacyjne lub jest ujmowany w wartości początkowej środków trwałych. Efekt odwracania dyskonta obciąża koszty finansowe. Zmiana wyceny rezerw wynikająca ze zmiany założeń (np. w zakresie czynników makroekonomicznych, sposobu przeprowadzenia rekultywacji, terminu, itp.), ujmowana jest:

- dla rezerw ujmowanych jako część kosztu wytworzenia środka trwałego: dodaje się lub odejmuje od ceny nabycia lub kosztu wytworzenia odnośnego składnika aktywów, z tym że kwota odjęta od ceny nabycia lub kosztu wytworzenia składnika aktywów nie powinna przewyższać jego wartości księgowej;
- w pozostałych kosztach operacyjnych lub pozostałych przychodach operacyjnych – dla innych przypadków.

Rezerwa z tytułu niedoboru uprawnień do emisji gazów cieplarnianych

Rezerwę na zobowiązania z tytułu emisji CO₂ jednostki Grupy Kapitałowej PGE ewidencjonują w odniesieniu do niedoboru uprawnień do emisji CO₂ przyznanych nieodpłatnie. Rezerwa tworzona jest w wysokości najbardziej właściwego szacunku nakładów niezbędnych do wypełnienia obecnego obowiązku na dzień sprawozdawczy. Szacunek wydatków niezbędnych do wypełnienia obowiązku umorzenia uprawnień do emisji CO₂ następuje w oparciu o metodę szczegółowej identyfikacji z uwzględnieniem przyporządkowania zarówno darmowych jak i zakupionych uprawnień do danego roku.

Koszt utworzonej rezerwy prezentowany jest w sprawozdaniu z całkowitych dochodów w działalności operacyjnej, a ewidencjonowany jako koszt własny sprzedaży w układzie kalkulacyjnym oraz podatki i opłaty w układzie porównawczym.

Rezerwa na wartość praw majątkowych przeznaczonych do umorzenia

- Rezerwa jest tworzona w oparciu o wymóg procentowego udziału energii odnawialnej i energii wytworzonej w jednostkach kogeneracji w całkowitej sprzedaży energii elektrycznej do odbiorcy końcowego oraz wielkość sprzedaży do końcowego odbiorcy. Do wysokości posiadanych praw majątkowych przeznaczonych do umorzenia rezerwę ujmuje się w wartości tych praw. Rezerwę w wysokości niepokrytej prawami majątkowymi wycenia się w wiarygodnie oszacowanej kwocie wypełnienia przyszłego obowiązku umorzenia praw majątkowych. Dokonując szacunku uwzględnia się między innymi wysokość opłaty zastępczej oraz ceny rynkowej. Koszt utworzonej rezerwy ujmuje się w kosztach sprzedaży.

Wartość księgowa rezerw przedstawia się następująco:

	Stan na dzień 31 grudnia 2024		Stan na dzień 31 grudnia 2023	
	Długoterminowe	Krótkoterminowe	Długoterminowe	Krótkoterminowe
Świadczenia pracownicze	3.046	387	3.329	372
Rezerwa na koszty rekultywacji	6.007	8	6.360	10
Rezerwa na niedobór uprawnień do emisji CO ₂	-	17.098	-	21.211
Rezerwy na wartość praw majątkowych przeznaczonych do umorzenia	-	454	-	526
Umowy rodzące obciążenie	-	161	-	835
Pozostałe rezerwy	56	367	57	309
RAZEM REZERWY	9.109	18.475	9.746	23.263

Zmiany stanu rezerw

	Świadczenia pracownicze	Rezerwa na koszty rekultywacji	Rezerwa na koszty emisji CO ₂	Rezerwa na prawa majątkowe przeznaczone do umorzenia	Umowy rodzące obciążenie	Pozostałe	Razem
1 STYCZNIA 2024	3.701	6.370	21.211	526	835	366	33.009
Zyski i straty aktuarialne	(39)	-	-	-	-	-	(39)
Koszty bieżącego zatrudnienia	122	-	-	-	-	-	122
Koszty przeszłego zatrudnienia	(15)	-	-	-	-	-	(15)
Koszty odsetek	188	336	-	-	-	-	524
Korekta stopy dyskontowej i innych założeń	(192)	(813)	-	-	-	-	(1.005)
Wyplacone świadczenia / Wykorzystane rezerwy	(333)	-	(24.454)	(450)	(13)	(92)	(25.342)
Rozwiązane rezerwy	-	-	(3)	(74)	(835)	(55)	(967)
Utworzone rezerwy - koszty	-	55	20.344	452	131	244	21.226
Utworzone rezerwy - nakłady	-	22	-	-	-	-	22
Zmiana składu GK	-	-	-	-	-	-	-
Pozostałe zmiany	1	45	-	-	43	(40)	49
31 GRUDNIA 2024	3.433	6.015	17.098	454	161	423	27.584
Zmiana odniesiona w koszty działalności operacyjnej	(92)	(54)	(20.341)	(378)	-	(9)	(20.874)
Zmiana odniesiona w pozostałe przychody/ (koszty) operacyjne	-	622	-	-	704	(178)	1.148
Zmiana odniesiona w pozostałe przychody/ (koszty) finansowe	(188)	(336)	-	-	-	(2)	(526)
Zmiana odniesiona w aktywa	-	157	-	-	-	-	157
Zmiana odniesiona w inne całkowite dochody	216	-	-	-	-	-	216

	Świadczenia pracownicze	Rezerwa na koszty rekultywacji	Rezerwa na koszty emisji CO ₂	Rezerwa na prawa majątkowe przeznaczone do umorzenia	Umowy rodzące obciążenie	Pozostałe	Razem
1 STYCZNIA 2023	2.486	4.142	20.318	271	86	283	27.586
Zyski i straty aktuarialne	536	-	-	-	-	-	536
Koszty bieżącego zatrudnienia	126	-	-	-	-	-	126
Koszty przeszłego zatrudnienia	53	-	-	-	-	-	53
Koszty odsetek	182	292	-	-	-	-	474
Korekta stopy dyskontowej i innych założeń	471	1.854	-	-	-	-	2.325
Wyplacone świadczenia / Wykorzystane rezerwy	(299)	-	(22.821)	(739)	-	(87)	(23.946)
Rozwiązane rezerwy	-	(22)	(2)	(5)	(86)	(54)	(169)
Utworzone rezerwy - koszty	-	48	23.716	871	835	122	25.592
Utworzone rezerwy - nakłady	-	48	-	-	-	-	48
Zmiana składu GK	141	5	-	128	-	107	381
Pozostałe zmiany	5	3	-	-	-	(5)	3
31 GRUDNIA 2023	3.701	6.370	21.211	526	835	366	33.009
Zmiana odniesiona w koszty działalności operacyjnej	(318)	(48)	(23.714)	(866)	-	(25)	(24.971)
Zmiana odniesiona w pozostałe przychody/ (koszty) operacyjne	-	(527)	-	-	(749)	(39)	(1.315)
Zmiana odniesiona w pozostałe przychody/ (koszty) finansowe	(182)	(292)	-	-	-	(4)	(478)
Zmiana odniesiona w aktywa	-	(1.346)	-	-	-	-	(1.346)
Zmiana odniesiona w inne całkowite dochody	(869)	-	-	-	-	-	(869)

20.1 Rezerwa na koszty rekultywacji

Rezerwa na rekultywację wyrobisk kopalnianych

Po zakończeniu wydobywania węgla teren kopalni odkrywkowych należących do Grupy powinien zostać zrehabilitowany. Według obecnych planów koszty będą ponoszone w latach 2032 – 2066 w przypadku Oddziału KWB Bełchatów oraz w latach 2045 – 2085 w przypadku Oddziału KWB Turów.

Grupa tworzy rezerwę na koszty rekultywacji wyrobisk. Kwota rezerwy prezentowana w sprawozdaniu finansowym obejmuje również wartość FLZG tworzonego zgodnie z ustawą Prawo geologiczne i górnicze. Wartość rezerwy na dzień 31 grudnia 2024 roku wynosi 5.379 mln PLN (na 31 grudnia 2023 roku 5.694 mln PLN).

Ponadto Grupa skorygowała poziom stóp dyskonta użytych do oszacowania bieżącej wartości przyszłych wydatków na rekultywację wyrobisk w obu kopalniach odkrywkowych węgla brunatnego, wynoszą one odpowiednio:

- dla wydatków, których poniesienie przewidywane jest w okresie do 15 lat od dnia sprawozdawczego – 5,8% (względem 5,1% na 31 grudnia 2023),
- dla wydatków, których poniesienie przewidywane jest w okresie od 16 do 25 lat od dnia sprawozdawczego – 6,0%, ekstrapolacja PGE, zgodnie z przyjętą metodą, (względem 5,5% na 31 grudnia 2023),
- dla wydatków, których poniesienie przewidywane jest w okresie powyżej 25 lat od dnia sprawozdawczego – 6,14%, ekstrapolacja PGE, zgodnie z przyjętą metodą, (względem 5,67% na 31 grudnia 2023).
- Dodatkowo Grupa zweryfikowała prognozy dotyczące wysokości inflacji.

Aktualizacja powyższych założeń spowodowała zmniejszenie rezerwy o 690 mln PLN. Bieżące wydobywanie i odwracanie dyskonta skutkowało zwiększeniem rezerwy o 374 mln PLN. W rezultacie rezerwa na rekultywację wyrobisk kopalnianych spadła w bieżącym okresie sprawozdawczym o 316 mln PLN. Zmiana ta została ujęta w następujący sposób:

- 95 mln PLN - w korespondencji z aktywami (jako zmniejszenie wartości rzeczowych aktywów trwałych – 107 mln PLN i zwiększenie salda lokat FLZG – 12 mln PLN),
- 221 mln PLN – w korespondencji z bieżącym wynikiem finansowym.

Szacowane zmiany wartości rezerwy rekultywacyjnej na skutek zmiany stopy dyskonta:

	Wartość w sprawozdaniu	Stopa dyskonta	
		-1 p.p.	+1 p.p.
Rezerwa na rekultywację wyrobisk kopalnianych	5.379	1.327	(1.034)

Rezerwa na rekultywację składowisk popiołów

Jednostki wytwórcze tworzą rezerwę na rekultywację składowisk odpadów paleniskowych. Wartość rezerwy na 31 grudnia 2024 roku wynosi 259 mln PLN (256 mln PLN na koniec okresu porównawczego).

Koszty likwidacji rzeczowych aktywów trwałych

Wartość rezerwy na dzień sprawozdawczy wynosi 370 mln PLN (412 mln PLN na koniec okresu porównawczego) i dotyczy niektórych aktywów segmentu Energetyka Konwencjonalna i Energetyka Odnawialna.

Pozostałe rezerwy na rekultywację

Spółki z Grupy tworzą rezerwę na pozostałe koszty rekultywacji w wysokości 7 mln PLN (7 mln PLN na 31 grudnia 2023 roku).

20.2 Rezerwa na koszty emisji CO₂

Rezerwa tworzona jest w oparciu o wartość uprawnień płatnych i darmowych. Od 2020 roku Grupa uprawniona jest jedynie do darmowych uprawnień na produkcję ciepła. W 2024 roku nastąpiła zmiana przepisów dotycząca terminu realizacji obowiązków związanych z umorzeniem uprawnień do emisji CO₂ i przesunięciem daty umorzenia za dany rok do końca września następnego roku. Pomimo tej zmiany Grupa prezentuje rezerwę w części krótkoterminowej, ponieważ zobowiązanie to zostanie uregulowane w toku normalnego cyklu operacyjnego Grupy. Wartość rezerwy na 31 grudnia 2024 roku wynosi 17.098 mln PLN (21.211 mln PLN na koniec okresu porównawczego).

20.3 Rezerwa na prawa majątkowe przeznaczone do umorzenia

Spółki wchodzące w skład Grupy Kapitałowej PGE tworzą rezerwę na wartość praw pochodzenia energii, dotyczących sprzedaży zrealizowanej w okresie sprawozdawczym lub w okresach poprzednich, w części nieumorzonej do dnia sprawozdawczego. Wartość rezerwy na 31 grudnia 2024 roku wynosi 454 mln PLN (526 mln PLN w okresie porównawczym) i tworzona jest głównie przez PGE Obrót S.A.

20.4 Rezerwa na umowy rodzące obciążenia

Rezerwa tworzona jest w głównej mierze przez PGE Obrót S.A. Zgodnie z ustawą z dnia 20 lutego 2015 roku o odnawialnych źródłach energii, prosument rozliczany w modelu „net metering” otrzymuje opust na energii czynnej i opłatach zmiennych dystrybucyjnych w wysokości 80% lub 70% ilości energii wprowadzonej do sieci. Sprzedawcy rozliczają się ze spółkami dystrybucyjnymi z tytułu całości opłat dystrybucyjnych, wynikających z energii pobranej z sieci przez prosumenta (bez uwzględnienia opustu). Prosument nie ponosi kosztów opłat dystrybucyjnych zmiennych z tytułu części energii pobranej, która została rozliczona energią wprowadzoną do sieci, co powoduje, że kosztem tym obciążani są w całości sprzedawcy energii. Przychody sprzedawcy z tytułu przejścia 20% lub 30% energii wprowadzonej do sieci przez prosumenta nie pokrywają tych kosztów w całości. Uwzględniając ceny zakupu energii w kontekście przejścia 20% lub 30% energii wprowadzonej do sieci przez prosumenta oraz uwzględniając wynik na obrocie energią elektryczną w ramach tych umów, prognozowany wynik dla roku 2025 na rozliczeniu prosumentów z grup taryfowych Gx jako całości pozostaje ujemny. W związku z powyższym na 31 grudnia 2024 roku Grupa utworzyła rezerwę na umowy rodzące obciążenia w wysokości 120 mln PLN.

W poprzednim okresie sprawozdawczym rezerwa w PGE Obrót S.A. została utworzona ze względu na fakt, iż zatwierdzona na 2024 rok taryfa nie pokrywała w pełni kosztów zakupu energii elektrycznej wynikających z zawartych uprzednio kontraktów zakupowych, praw majątkowych oraz kosztów własnych prowadzonej działalności regulowanej. W związku z powyższym spółka utworzyła na dzień 31 grudnia 2023 roku rezerwę na umowy rodzące obciążenia w 2024 roku z odbiorcami z grup taryfowych Gx na łączną wartość 761 mln PLN, w tym na umowy z prosumentami. Rezerwę oszacowano zgodnie z przepisami MSR 37 *Rezerwy, zobowiązania warunkowe i aktywa warunkowe*, zgodnie z którym nieuniknione koszty wypełnienia umowy

obejmują zarówno koszty zmienne (energia, prawa majątkowe) jak i koszty własne związane z obsługą klientów Gx ponoszone przez PGE Obrót S.A. z wyłączeniem kosztów ogólnego zarządu.

Dodatkowo na dzień 31 grudnia 2023 roku PGE Obrót S.A. utworzyła rezerwę w wysokości 74 mln PLN ze względu na przedłużenie na pierwsze półrocze 2024 roku obowiązywania ceny maksymalnej dla mikroprzedsiębiorców, małych i średnich firm oraz jednostek samorządu terytorialnego.

Obie opisane powyżej rezerwy zostały w całości rozwiązane w trakcie 2024 roku.

Jak opisano w nocie 32.4 niniejszego sprawozdania finansowego, przedsiębiorstwa obrotu energią elektryczną mają obowiązek złożyć do 30 kwietnia 2025 roku wnioski o zmianę obowiązującej do 31 grudnia 2025 roku taryfy. Może to skutkować obniżeniem ceny energii elektrycznej w taryfie w kilku miesiącach 2025 roku i w efekcie wpłynąć na konieczność ponownego oszacowania ewentualnych rezerw na umowy rodzące obciążenia.

20.5 Pozostałe rezerwy

Rezerwa na potencjalne roszczenia od kontrahentów

Na wartość rezerw na potencjalne roszczenia od kontrahentów składają się rezerwy utworzone przez ENESTA sp. z o.o. w restrukturyzacji (62 mln PLN).

Kwestia utworzenia rezerwy w bieżącym okresie o wartości 135 mln przez spółkę PGE GiEK została opisana w nocie 27.3 niniejszego skonsolidowanego sprawozdania finansowego.

Ponadto w 2021 roku Grupa utworzyła rezerwę w kwocie 39 mln PLN w związku ze sprzedażą udziałów PGE EJ1 sp. z o.o. Skarbowi Państwa. Zgodnie z zawartym Porozumieniem regulującym odpowiedzialność dotychczasowych wspólników z tytułu kosztów sporu z Worley Parsons, PGE S.A. w razie przegrania może być zobowiązana do pokrycia kosztów sporu w kwocie wynoszącej maksymalnie 98 mln PLN. Kwota 59 mln PLN została wykazana w zobowiązaniach warunkowych, w nocie 27.1.

21. Świadczenia pracownicze

Wartość rezerw aktuarialnych wykazywana w sprawozdaniu finansowym pochodzi z wyceny przygotowanej przez niezależnego aktuarium.

Główne założenia przyjęte przez aktuarium na dzień sprawozdawczy do wyliczenia kwoty zobowiązania są następujące:

	Stan na dzień 31 grudnia 2024	Stan na dzień 31 grudnia 2023
Przewidywany wskaźnik inflacji (%)	4,6 w 2025 roku, 2,5 w 2026 roku i kolejnych latach	6,6 w roku 2024, 4,2 w roku 2025, 3,5 w roku 2026, 3,0 w roku 2027, 2,7 w roku 2028, 2,50 w roku 2029 i w kolejnych latach
Stopa dyskontowa (%)	5,8	5,1
Średni zakładany roczny wzrost podstaw (%)	2,5 – 10,1	2,5 – 15,4
Wskaźnik rotacji pracowników (%)	0,1 – 10,1	0,1 – 12,7
Przewidywana stopa wzrostu wartości usług medycznych (%)	0,0 – 2,5	0,0 – 73,3
Przewidywana stopa wzrostu wartości odpisu na ZFŚS (%)	9,64 w roku 2025, 10,85 w roku 2026, 6,8 w roku 2027 i kolejnych latach	25,72 w roku 2024 6,0 w kolejnych latach

- Prawdopodobieństwo odejść pracowników przyjęto na podstawie danych historycznych dotyczących rotacji zatrudnienia w Grupie.
- Umieralność i prawdopodobieństwo dożycia przyjęto zgodnie z Tablicami Trwania Życia, publikowanymi przez GUS, przyjmując, że populacja zatrudnionych w Grupie odpowiada średniej dla Polski pod względem umieralności.
- Przyjęto ustawowy tryb przechodzenia pracowników na emeryturę według szczegółowych zasad zawartych w Ustawie o zmianie ustawy o emeryturach i rentach z Funduszu Ubezpieczeń Społecznych oraz niektórych innych ustaw z dnia 16 listopada 2016 roku.
- Do dyskontowania przyszłych wypłat świadczeń na dzień sprawozdawczy przyjęto stopę dyskontową w wysokości 5,8%, (31 grudnia 2023: 5,1%), tj. na poziomie rentowności długoterminowych papierów wartościowych emitowanych przez Skarb Państwa, notowanych na polskim rynku kapitałowym.

Bieżąca wartość księgowa rezerw na świadczenia pracownicze po okresie zatrudnienia i nagród jubileuszowych

	Stan na dzień 31 grudnia 2024		Stan na dzień 31 grudnia 2023	
	Długoterminowe	Krótkoterminowe	Długoterminowe	Krótkoterminowe
Odprawy emerytalno-rentowe i pośmiertne	512	135	566	126
Deputat węglowy	77	10	82	9
Taryfa energetyczna	959	56	1.200	59
Zakładowy Fundusz Świadczeń Socjalnych	623	33	537	29
Opieka medyczna	78	7	79	7
RAZEM ŚWIADCZENIA PO OKRESIE ZATRUDNIENIA	2.249	241	2.464	230
Nagrody jubileuszowe i premia motywacyjna	797	146	865	142
RAZEM REZERWY AKTUARIALNE	3.046	387	3.329	372

Zmiany stanu rezerw na świadczenia pracownicze

	Odprawy emerytalno-rentowe i pośmiertne	Deputat węglowy	Taryfa energetyczna	ZFŚS	Opieka medyczna	Nagrody jubileuszowe i premia motywacyjna	Razem
NA DZIEŃ 1 STYCZNIA 2024	692	91	1.259	566	86	1.007	3.701
Zyski i straty aktuarialne	(2)	3	(191)	127	5	19	(39)
Korekta stopy dyskontowej	(25)	(4)	(73)	(51)	(5)	(34)	(192)
Koszty bieżącego zatrudnienia	28	1	18	15	2	58	122
Koszty przeszłego zatrudnienia	-	-	(15)	-	-	-	(15)
Koszty odsetek	35	5	64	29	4	51	188
Wyplacone świadczenia / Wykorzystane rezerwy	(81)	(9)	(47)	(31)	(7)	(158)	(333)
Zmiana składu GK	-	-	-	-	-	-	-
Pozostałe zmiany	-	-	-	1	-	-	1
NA DZIEŃ 31 GRUDNIA 2024	647	87	1.015	656	85	943	3.433
Zmiana odniesiona w koszty działalności operacyjnej	(28)	(1)	(3)	(15)	(2)	(43)	(92)
Zmiana odniesiona w przychody/ (koszty) finansowe	(35)	(5)	(64)	(29)	(4)	(51)	(188)
Zmiana odniesiona w inne całkowite dochody	27	1	264	(76)	-	-	216

	Odprawy emerytalno-rentowe i pośmiertne	Deputat węglowy	Taryfa energetyczna	ZFŚS	Opieka medyczna	Nagrody jubileuszowe i premia motywacyjna	Razem
NA DZIEŃ 1 STYCZNIA 2023	563	81	725	273	47	797	2.486
Zyski i straty aktuarialne	14	3	283	151	31	54	536
Korekta stopy dyskontowej	65	10	211	93	7	85	471
Koszty bieżącego zatrudnienia	31	1	25	11	1	57	126
Koszty przeszłego zatrudnienia	7	-	4	10	-	32	53
Koszty odsetek	41	6	51	21	3	60	182
Wyplacone świadczenia / Wykorzystane rezerwy	(72)	(9)	(42)	(23)	(4)	(149)	(299)
Zmiana składu GK	43	-	-	27	-	71	141
Pozostałe zmiany	-	(1)	2	3	1	-	5
NA DZIEŃ 31 GRUDNIA 2023	692	91	1.259	566	86	1.007	3.701
Zmiana odniesiona w koszty działalności operacyjnej	(38)	(1)	(29)	(21)	(1)	(228)	(318)
Zmiana odniesiona w przychody/ (koszty) finansowe	(41)	(6)	(51)	(21)	(3)	(60)	(182)
Zmiana odniesiona w inne całkowite dochody	(79)	(13)	(494)	(244)	(38)	-	(868)

Analiza wrażliwości rezerw aktuarialnych na dzień 31 grudnia 2024 roku na zmianę kluczowych założeń

	Wartość w sprawozdaniu	Stopa dyskonta finansowego		Planowane wzrosty podstaw	
		-1 p.p.	+ 1 p.p.	-1 p.p.	+ 1 p.p.
Odprawy emerytalno-rentowe i pośmiertne	647	38	(33)	(34)	38
Deputat węglowy	87	5	(5)	(6)	6
Taryfa energetyczna	1.015	112	(94)	(97)	115
Zakładowy Fundusz Świadczeń Socjalnych	656	81	(67)	(69)	82
Opieka medyczna	85	7	(6)	(6)	8
Nagrody jubileuszowe i premia motywacyjna	943	51	(47)	(48)	52
RAZEM	3.433	294	(252)	(260)	301

22. Rozliczenia międzyokresowe przychodów i dotacje rządowe

ISTOTNE ZASADY RACHUNKOWOŚCI

Rozliczenia międzyokresowe przychodów i dotacje rządowe

Rozliczenia międzyokresowe przychodów dokonywane są z zachowaniem zasady ostrożności oraz współmierności przychodów i kosztów. Do rozliczeń międzyokresowych przychodów zalicza się:

- otrzymane środki pieniężne na sfinansowanie nabycia lub wytworzenia rzeczowych aktywów trwałych oraz wartości niematerialnych. Rozliczenie następuje poprzez stopniowe zwiększanie pozostałych przychodów operacyjnych o kwotę odpowiadającą odpisom amortyzacyjnym od tych składników majątkowych w części sfinansowanej przez wspomniane środki pieniężne. Dotyczy to w szczególności umorzonych częściowo lub całkowicie pożyczek i kredytów oraz dotacji na zakup rzeczowego aktywa trwałego oraz dofinansowania prac rozwojowych lub zakupu wartości niematerialnych,
- przyjęte nieodpłatnie rzeczowe aktywa trwałe oraz wartości niematerialne. Odpisy tych przychodów dokonywane są w pozostałe przychody operacyjne, równoległe do odpisów amortyzacyjnych od tych rzeczowych aktywów trwałych.

Dotacje rządowe są ujmowane, jeżeli istnieje uzasadniona pewność, że dotacja zostanie uzyskana oraz spełnione zostaną wszystkie związane z nią warunki. Jeżeli dotacja dotyczy składnika aktywów, wówczas rozliczenie następuje poprzez stopniowe zwiększanie pozostałych przychodów operacyjnych proporcjonalnie do odpisów amortyzacyjnych od tych składników majątkowych.

22.1 Długoterminowe rozliczenia międzyokresowe przychodów i dotacje rządowe

	Stan na dzień 31 grudnia 2024	Stan na dzień 31 grudnia 2023
DOTACJE RZĄDOWE		
Otrzymane dotacje z NFOŚiGW	446	372
Umorzenie pożyczek z funduszy środowiskowych	21	23
Pozostałe rozliczenia dotacji rządowych	378	124
ROZLICZENIA MIĘDZYOKRESOWE PRZYCHODÓW		
Dotacje otrzymane i opłaty przyłączeniowe	52	55
Darowizny i nieodpłatnie otrzymane rzeczowe aktywa trwałe	582	516
Pozostałe rozliczenia międzyokresowe przychodów	60	57
DŁUGOTERMINOWE DOTACJE I ROZLICZENIA MIĘDZYOKRESOWE PRZYCHODÓW, RAZEM	1.539	1.147

22.2 Krótkoterminowe rozliczenia międzyokresowe przychodów i dotacje rządowe

	Stan na dzień 31 grudnia 2024	Stan na dzień 31 grudnia 2023
DOTACJE RZĄDOWE		
Otrzymane dotacje z NFOŚiGW	29	20
Umorzenie pożyczek z funduszy środowiskowych	2	2
Pozostałe rozliczenia dotacji rządowych	14	7
ROZLICZENIA MIĘDZYOKRESOWE PRZYCHODÓW		
Dotacje otrzymane i opłaty przyłączeniowe	2	3
Darowizny i nieodpłatnie otrzymane rzeczowe aktywa trwale	67	63
Pozostałe rozliczenia międzyokresowe przychodów	67	10
KRÓTKOTERMINOWE DOTACJE I ROZLICZENIA MIĘDZYOKRESOWE PRZYCHODÓW, RAZEM	181	105

23. Pozostałe zobowiązania niefinansowe

Główne składniki pozostałych zobowiązań niefinansowych na poszczególne dni sprawozdawcze.

23.1 Pozostałe zobowiązania niefinansowe długoterminowe

W długoterminowych pozostałych zobowiązaniach niefinansowych Grupa ujmuje głównie Zobowiązania z tytułu umowy 183 mln PLN w bieżącym okresie sprawozdawczym i 170 mln PLN w okresie porównawczym.

23.2 Pozostałe zobowiązania niefinansowe krótkoterminowe

	Stan na dzień 31 grudnia 2024	Stan na dzień 31 grudnia 2023
POZOSTAŁE ZOBOWIĄZANIA KRÓTKOTERMINOWE		
Zobowiązania z tytułu umowy	969	1.103
Zobowiązania z tytułu należnego VAT	712	951
Zobowiązania z tytułu podatku akcyzowego	34	34
Zobowiązania z tytułu wpłat na Fundusz WRC	6	782
Opłaty za korzystanie ze środowiska	226	200
Zobowiązania z tytułu wynagrodzeń	432	393
Premie dla pracowników	420	371
Niewykorzystane urlopy i inne świadczenia pracownicze	381	350
Nagrody dla Zarządów	23	22
Podatek dochodowy od osób fizycznych	148	122
Zobowiązania z tytułu ubezpieczeń społecznych	408	370
Inne	87	80
POZOSTAŁE ZOBOWIĄZANIA KRÓTKOTERMINOWE, RAZEM	3.846	4.778

Opłaty za korzystanie ze środowiska dotyczą przede wszystkim opłat za zużycie wody oraz emisję gazów w elektrowniach konwencjonalnych oraz opłat eksploatacyjnych wnoszonych przez kopalnie węgla brunatnego. Pozycja „Inne” w głównej mierze obejmuje wpłaty na Pracowniczy Program Emerytalny, potrącenia z wynagrodzeń pracowników oraz wpłaty na Państwowy Fundusz Rehabilitacji Osób Niepełnosprawnych.

Zobowiązania z tytułu umowy

Zobowiązania z tytułu umowy obejmują przede wszystkim zaliczki na dostawy i przedpłaty dokonane przez klientów za przyłącza do sieci dystrybucyjnej oraz prognozy zużycia energii elektrycznej dotyczące przyszłych okresów. W 2024 roku, Grupa ujęła przychody w wysokości 501 mln PLN (243 mln PLN w roku 2023), które uwzględnione były na saldzie zobowiązań z tytułu umów na początek okresu.

NOTY OBJAŚNIAJĄCE DO INSTRUMENTÓW FINANSOWYCH

24. Instrumenty finansowe

ISTOTNE ZASADY RACHUNKOWOŚCI

Instrumenty finansowe

Klasyfikacja i wycena

Aktywa finansowe podlegają kwalifikacji do następujących kategorii instrumentów finansowych:

- wyceniane według zamortyzowanego kosztu;
- wyceniane w wartości godziwej przez inne całkowite dochody;
- wyceniane w wartości godziwej przez wynik, dalej.

Klasyfikacja aktywów finansowych opiera się na kryterium modelu biznesowym oraz charakterystyce przepływów pieniężnych.

Dłużne aktywo finansowe jest wyceniane według zamortyzowanego kosztu, jeżeli spełnione są oba poniższe warunki:

- przyjęty model biznesowy zakłada utrzymanie składnika aktywów w celu gromadzenia przepływów pieniężnych wynikających z umowy;
- przepływy pieniężne wynikające z umowy dotyczące danego instrumentu obejmują wyłącznie spłatę kwoty głównej i odsetek od kwoty głównej pozostałej do zapłaty (test SPPI).

Dłużne aktywo finansowe jest wyceniane w wartości godziwej przez inne całkowite dochody jeżeli spełnione są oba poniższe warunki:

- przyjęty model biznesowy zakłada utrzymanie składnika aktywów w celu gromadzenia przepływów pieniężnych wynikających z umowy jak i sprzedaż składników aktywów finansowych;
- przepływy pieniężne wynikające z umowy dotyczące danego instrumentu obejmują wyłącznie spłatę kwoty głównej i odsetek od kwoty głównej pozostałej do zapłaty (test SPPI).

Instrumenty dłużne, które nie spełniają powyższych warunków wyceniane są w wartości godziwej przez wynik finansowy.

Inwestycje w instrumenty kapitałowe są zawsze wyceniane w wartości godziwej. Grupa może podjąć nieodwołalną decyzję o ujmowaniu zmian wartości godziwej w innych całkowitych dochodach, o ile instrument nie jest przeznaczony do obrotu. W przypadku instrumentów kapitałowych przeznaczonych do obrotu, zmiany wartości godziwej ujmowane są w wyniku finansowym.

Wszystkie standardowe transakcje zakupu i sprzedaży aktywów finansowych są ujmowane w dniu zawarcia transakcji, tj. w dniu, w którym jednostka zobowiązała się do nabycia danego składnika aktywów. Standardowe transakcje zakupu lub sprzedaży aktywów finansowych to transakcje zakupu lub sprzedaży, w których termin dostarczenia aktywów drugiej stronie jest zasadniczo ustalony przez przepisy bądź zwyczaje obowiązujące na danym rynku.

Model utraty wartości oparty jest na oczekiwanych stratach kredytowych i obejmuje swym zakresem:

- aktywa finansowe wyceniane w zamortyzowanym koszcie;
- dłużne aktywa finansowe wyceniane w wartości godziwej przez inne całkowite dochody;
- zobowiązania do udzielenia kredytu, jeżeli obecnie występuje zobowiązanie do jego uruchomienia;
- udzielone gwarancje finansowe wchodzące w zakres MSSF 9;
- należności z tytułu umów leasingowych wchodzące w zakres MSSF 16;
- aktywa umowne wchodzące w zakres MSSF 15.

Grupa kwalifikuje zobowiązania finansowe do jednej z poniższych kategorii:

- wyceniane według zamortyzowanego kosztu,
- wyceniane w wartości godziwej przez wynik finansowy.

24.1 Opis istotnych pozycji w ramach poszczególnych kategorii instrumentów finansowych

24.1.1 Należności finansowe i pozostałe należności finansowe

ISTOTNE ZASADY RACHUNKOWOŚCI

Należności finansowe

Należności finansowe, w tym należności z tytułu dostaw i usług, wycenia się na dzień ich powstania w wartości godziwej, a następnie według zamortyzowanego kosztu przy zastosowaniu efektywnej stopy procentowej z uwzględnieniem odpisów z tytułu oczekiwanej straty kredytowej.

Grupa stosuje uproszczone metody wyceny należności wycenianych według zamortyzowanego kosztu jeżeli nie powoduje to zniekształcenia informacji zawartych w sprawozdaniu z sytuacji finansowej w szczególności w przypadku, gdy okres do momentu spłaty należności nie jest długi.

Dla należności finansowych Grupa wycenia odpis na oczekiwane straty kredytowe w kwocie równej oczekiwanym stratom kredytowym w całym okresie życia instrumentu.

Grupa wycenia aktywa finansowe według zamortyzowanego kosztu, zgodnie z przyjętym modelem biznesowym. Model ten zakłada utrzymanie składnika aktywów finansowych celem uzyskania umownych przepływów pieniężnych.

	Stan na dzień 31 grudnia 2024		Stan na dzień 31 grudnia 2023	
	Długoterminowe	Krótkoterminowe	Długoterminowe	Krótkoterminowe
Należności z tytułu dostaw i usług	-	6.473	-	6.736
Należności z tytułu należnych rozpoznanych rekompensat	-	1.022	-	2.013
Kaucje, wadia i zabezpieczenia	6	328	9	1.275
System wsparcia wysokosprawnej kogeneracji	-	22	-	243
Rozrachunki związane z transakcjami giełdowymi	-	24	-	162
Lokaty, depozyty i pożyczki	262	-	240	-
Pożyczki udzielone	20	-	-	-
Odszkodowania i kary	-	11	-	11
Pozostałe należności finansowe	1	51	5	76
NALEŻNOŚCI FINANSOWE	289	7.931	254	10.516

Kaucje, wadia i zabezpieczenia dotyczą głównie depozytów zabezpieczających i transakcyjnych oraz funduszu gwarancyjnego w obrocie energią elektryczną i EUA.

Należności z tytułu dostaw i usług (należności handlowe)

Głównym składnikiem należności handlowych są należności wykazywane przez spółkę PGE Obrót. Należności od gospodarstw domowych stanowią około 8% skonsolidowanego salda należności z tytułu dostaw i usług, natomiast należności od klientów korporacyjnych stanowią około 54% skonsolidowanego salda należności z tytułu dostaw i usług. Dodatkowe informacje dotyczące należności handlowych zostały zaprezentowane w nocie 25.3.1. niniejszego sprawozdania finansowego.

W należnościach z tytułu dostaw i usług Grupa prezentuje również należności z tytułu doszacowania sprzedaży energii elektrycznej.

Pozostałe należności finansowe

Na wartość pozostałych należności finansowych składają się głównie fundusz gwarancyjny, odszkodowania i należności sporne opisane w nocie 27.3 niniejszego skonsolidowanego sprawozdania finansowego.

24.1.2 Instrumenty pochodne i inne instrumenty wyceniane w wartości godziwej przez wynik finansowy

ISTOTNE ZASADY RACHUNKOWOŚCI

Pochodne instrumenty finansowe i zabezpieczenia

Instrumenty pochodne, z których korzysta Grupa w celu zabezpieczenia się przed ryzykiem związanym ze zmianami stóp procentowych i kursów wymiany walut, to przede wszystkim kontrakty walutowe typu forward, futures oraz kontrakty na zamianę stóp procentowych IRS oraz transakcje CCIRS zabezpieczające kurs walutowy oraz stopę procentową. Tego rodzaju pochodne instrumenty finansowe są wyceniane do wartości godziwej. Instrumenty pochodne wykazuje się jako aktywa, gdy ich wartość jest dodatnia, i jako zobowiązania gdy ich wartość jest ujemna.

Zyski i straty z tytułu zmian wartości godziwej instrumentów pochodnych, które nie spełniają warunków rachunkowości zabezpieczeń oraz część nieskuteczna powiązań zabezpieczających w rachunkowości zabezpieczeń przepływów pieniężnych są bezpośrednio odnoszone w wynik finansowy roku obrotowego. Wartość godziwa walutowych kontraktów forward jest ustalana poprzez odniesienie kursu zawarcia do bieżących kursów terminowych (forward) wyliczanych na podstawie danych rynkowych. Wartość godziwa kontraktów na zamianę stóp procentowych jest wyliczana na podstawie krzywych dochodowości.

	Stan na dzień 31 grudnia 2024			
	Odniesiono w wynik	Odniesiono w inne całkowite dochody	Aktywa	Zobowiązania
INSTRUMENTY POCHODNE WYCENIANE W WARTOŚCI GODZIWEJ PRZEZ WYNIK FINANSOWY				
Forward walutowy	1	-	-	9
Forward towarowy	-	-	-	-
SWAP towarowy	(12)	-	12	11
Kontrakty na zakup/sprzedaż węgla	(28)	-	31	1
Instrumenty pochodne wbudowane w umowy handlowe	198	-	-	212
Opcje	(11)	-	2	-
INSTRUMENTY POCHODNE ZABEZPIECZAJĄCE				
Transakcje zabezpieczające CCIRS	10	17	36	-
Transakcje zabezpieczające IRS	89	(16)	176	-
Forward walutowy	-	1.177	2	383
Forward towarowy all-in-one-hedge	-	140	186	46
Instrumenty warunkowe DCS	-	(599)	-	599
SWAP towarowy	-	(15)	-	15
SWAP inflacyjny	-	(15)	-	15
POZOSTAŁE AKTYWA WYCENIANE W WARTOŚCI GODZIWEJ PRZEZ WYNIK FINANSOWY				
Jednostki uczestnictwa w funduszu inwestycyjnym	2	-	34	-
RAZEM	249	689	479	1.291
część krótkoterminowa	-	-	169	509
część długoterminowa	-	-	310	782

	Stan na dzień 31 grudnia 2023			
	Odniesiono w wynik	Odniesiono w inne całkowite dochody	Aktywa	Zobowiązania
INSTRUMENTY POCHODNE WYCENIANE W WARTOŚCI GODZIWEJ PRZEZ WYNIK FINANSOWY				
Forward walutowy	(170)	-	3	25
Forward towarowy	2	-	-	-
SWAP towarowy	145	-	65	14
Kontrakty na zakup/sprzedaż węgla	(25)	-	78	19
Instrumenty pochodne wbudowane w umowy handlowe	13	-	-	410
Opcje	(5)	-	13	-
INSTRUMENTY POCHODNE ZABEZPIEZAJĄCE				
Transakcje zabezpieczające CCIRS	(60)	(54)	4	-
Transakcje zabezpieczające IRS	168	(242)	193	-
Forward walutowy USD	-	11	-	-
Forward walutowy EUR	-	(1.040)	7	1.565
POZOSTAŁE AKTYWA WYCENIANE W WARTOŚCI GODZIWEJ PRZEZ WYNIK FINANSOWY				
Jednostki uczestnictwa w funduszu inwestycyjnym	4	-	31	-
RAZEM	72	(1.325)	394	2.033
część krótkoterminowa	-	-	116	1.682
część długoterminowa	-	-	278	351

W przypadku forwardów walutowych, w kolumnie „Odniesiono w wynik finansowy” zaprezentowana została wycena instrumentów.

Forwarty towarowe i walutowe

Transakcje terminowe towarowe i walutowe związane są przede wszystkim z handlem uprawnieniami do emisji CO₂ oraz węglem kamiennym. Dla ujęcia transakcji terminowych walutowych Grupa stosuje rachunkowość zabezpieczeń.

Forwarty towarowe na zakup CO₂ i gazu w ramach rachunkowości zabezpieczeń all-in-one-hedge

W ramach portfela optymalizacyjnego Grupa utrzymuje forwarty towarowe na zakup CO₂ i gazu rozliczane poprzez fizyczną dostawę składnika niefinansowego będącego przedmiotem kontraktu. Kontrakty zawierane w ramach tego portfela nie spełniają warunków zwolnienia „na własny użytek” i na moment zawarcia ujmowane są jako instrumenty finansowe. Jednocześnie, kontrakty te są wyznaczane jako instrumenty zabezpieczające w powiązaniach zabezpieczających stanowiących realizację strategii typu „all-in-one hedge”.

Opcje

PGE S.A. nabyła od Towarzystwa Finansowego Silesia Sp. z o.o. opcje call na zakup akcji Polimex-Mostostal S.A. Opcje zostały wycenione z wykorzystaniem metody Blacka-Scholesa.

Swapy na węgiel

W bieżącym okresie PGE Paliwa sp. z o.o. w celu zabezpieczenia swojego ryzyka towarowego na cenę węgla importowanego, zawarła szereg transakcji zabezpieczających to ryzyko za pomocą swapów towarowych na węgiel. Ilość i wartość transakcji jest skorelowana z ilością i wartością importowanego węgla. Zmiana z tytułu wartości godziwej ujmowana jest w rachunku wyników.

Kontrakty zakupowe i sprzedażowe z fizyczną dostawą węgla

PGE Paliwa Sp. z o.o. wycenia wszystkie kontrakty na sprzedaż i zakup węgla z fizyczną dostawą w modelu tradera-brokera do wartości godziwej.

Instrumenty pochodne wbudowane w umowy handlowe

W 2024 roku PGE Energia Odnawialna S.A. w swoim portfelu posiadała długoterminowe umowy sprzedaży energii elektrycznej typu PPA (Power Purchase Agreement), w tym dwie zawarte bezpośrednio z odbiorcami końcowymi. Cztery zawierają wbudowane instrumenty pochodne, które są wyceniane na koniec każdego okresu sprawozdawczego. Skutki zmian wartości tych instrumentów odnoszone są w wynik okresu w pozycji przychodów/kosztów finansowych.

Transakcje IRS

Grupa posiada aktywne transakcje IRS zabezpieczające stopę procentową od zaciągniętych kredytów oraz wyemitowanych obligacji, których łączna pierwotna wartość nominalna wynosiła 3.400 mln PLN (2.000 mln PLN dla kredytów oraz 1.400 mln PLN dla obligacji). W związku z rozpoczęciem spłaty kapitału niektórych kredytów, obecny nominal transakcji IRS zabezpieczających kredyty wynosi 875 mln PLN. Dla ujęcia powyższych transakcji IRS Grupa stosuje rachunkowość zabezpieczeń. Wpływ rachunkowości zabezpieczeń na kapitał z aktualizacji wyceny został przedstawiony w nocie 19.3 niniejszego skonsolidowanego sprawozdania finansowego.

Transakcje zabezpieczające CCIRS

W związku z zawarciem pożyczek ze spółką PGE Sweden AB (publ), PGE S.A. zawarła transakcje CCIRS, zabezpieczające kurs walutowy spłaty kapitału i odsetek. W transakcjach tych banki-kontrahenci płać PGE S.A. odsetki oparte na stopie stałej w EUR, a PGE S.A. płaci odsetki oparte na stopie stałej w PLN. Ze względu na fakt, że wyżej wspomniane pożyczki powodują powstanie ekspozycji na różnice kursowe, które nie podlegają w całości wyłączeniu w procesie konsolidacji, transakcje CCIRS na poziomie skonsolidowanym stanowią zabezpieczenie w/w transakcji wewnątrzgrupowych, zgodnie z paragrafem 6.3.6 MSSF 9.

Dla ujęcia powyższej transakcji CCIRS GK PGE stosuje rachunkowość zabezpieczeń. Wpływ rachunkowości zabezpieczeń został przedstawiony w nocie 19.3 niniejszego sprawozdania finansowego.

Instrumenty warunkowe DCS

W czerwcu oraz w lipcu 2024 roku Grupa zawarła transakcje typu Deal Contingent Swap - instrumenty zabezpieczające ryzyko stopy procentowej o charakterze warunkowym, których uruchomienie jest uzależnione od spełnienia warunków zawieszających wymaganych do uruchomienia finansowania przyszłego przedsięwzięcia inwestycyjnego tj. Baltica 2. Instrumenty te są wyceniane w sposób zbliżony do standardowych transakcji IRS, z uwzględnieniem korekt związanych z charakterystykami warunkowości. Wycena DCS zawiera korektę o parametr prawdopodobieństwa wystąpienia zdarzeń zawieszających, od których uzależniona jest aktywacja instrumentu. Prawdopodobieństwo to jest szacowane na podstawie dostępnych informacji dotyczących stanu realizacji przedsięwzięcia inwestycyjnego. Dodatkowo przepływy pieniężne wynikające z instrumentu DCS, takie jak wysokość marży, uzależnione od momentu wystąpienia zdarzenia zawieszającego, modelowane są w oparciu o analizę scenariuszową. W momencie zaistnienia warunków zawieszających instrument DCS podlega nowacji i zostaje przekształcony w standardową transakcję IRS. Od tego momentu nowa transakcja jest wyceniana jak transakcja IRS o charakterze bezwarunkowym, bez uwzględnienia wcześniejszych korekt związanych z ryzykiem niewystąpienia zdarzenia warunkowego. Instrumenty te oparte są na stawce EURIBOR (1M/6M).

W lutym 2025 roku zawarto transakcje nowacji instrumentów pochodnych IRS zabezpieczających ryzyko stopy procentowej kredytu otrzymanego w ramach formuły Project Finance.

Dla ujęcia powyższych transakcji Grupa stosuje rachunkowość zabezpieczeń. Celem zabezpieczenia ryzyka w ramach niniejszego powiązania zabezpieczającego jest ograniczenie zmienności przepływów pieniężnych wpływających na wynik finansowy Grupy, wynikających z przyszłych wysoce prawdopodobnych transakcji finansowania zewnętrznego dla projektu budowy morskich farm wiatrowych.

SWAP inflacyjny i SWAP towarowy

W październiku 2024 roku Grupa zawarła warunkowe transakcje zabezpieczające (SWAPy inflacyjne oraz SWAPy towarowe) w celu zabezpieczenia ryzyka inflacji oraz zabezpieczenia cen towarów (pozycji indeksów) w umowach na dostawy kluczowych komponentów, celem spełnienia wymagań finansowania udzielonego w formule Project Finance na rzecz projektu Baltica 2. Instrumenty te są wyceniane w sposób zbliżony do transakcji typu swap inflacyjny oraz swap towarowy. Charakterystyczną je różnica względem wyżej wymienionych swapów polega na warunkowości, która może wpłynąć na wysokość oczekiwanych przepływów pieniężnych.

W związku z podjęciem FID i zrealizowaniem się czynnika warunkowego, w lutym 2025 roku Grupa podpisała umowy nowacji do wyżej opisanych instrumentów. Umowy nowacji zawarte zostały na tych samych warunkach.

Jednostki uczestnictwa w funduszu inwestycyjnym

Na dzień sprawozdawczy Grupa posiada jednostki uczestnictwa w trzech subfunduszach TFI Energia S.A.

24.1.3 Kredyty bankowe, pożyczki, obligacje i leasing

	Stan na dzień 31 grudnia 2024		Stan na dzień 31 grudnia 2023	
	Długoterminowe	Krótkoterminowe	Długoterminowe	Krótkoterminowe
Kredyty i pożyczki	7.057	2.581	7.018	4.376
Wyemitowane obligacje	1.989	18	1.999	18
Leasing	1.415	132	1.367	119
RAZEM KREDYTY BANKOWE, POŻYCZKI, OBLIGACJE I LEASING	10.461	2.731	10.384	4.513

Pozycja walutowa i oprocentowanie

Stan na dzień 31 grudnia 2024 roku

Waluta	Stopa referencyjna	Wartość w walucie	Wartość w złotych	Ostateczny termin spłaty
PLN	Zmienna	6.650	6.650	kredyty, pożyczki – VIII 2025 - III 2041 obligacje – V 2026 – V 2029 leasing – XI 2120
	Stała	5.815	5.815	kredyty, pożyczki - VIII 2034 - VII 2044 leasing – czas nieokreślony
RAZEM PLN		12.465	12.465	
EUR	Zmienna	-	-	-
	Stała	140	597	obligacje - VIII 2029
RAZEM EUR		140	597	
USD	Zmienna	31	130	kredyty i pożyczki - X 2025
RAZEM USD		31	130	
RAZEM KREDYTY, POŻYCZKI, OBLIGACJE I LEASING			13.192	

Stan na dzień 31 grudnia 2023 roku

Waluta	Stopa referencyjna	Wartość w walucie	Wartość w złotych	Ostateczny termin spłaty
PLN	Zmienna	8.252	8.252	kredyty, pożyczki – XII 2024 - III 2041 obligacje – V 2026 – V 2029 leasing – XII 2089
	Stała	5.886	5.886	kredyty, pożyczki - VIII 2034 - III 2041 leasing – czas nieokreślony
RAZEM PLN		14.138	14.138	
EUR	Zmienna	-	-	-
	Stała	140	608	obligacje - VIII 2029
RAZEM EUR		140	608	
USD	Zmienna	38	151	kredyty i pożyczki - X 2024
RAZEM USD		38	151	
RAZEM KREDYTY, POŻYCZKI, OBLIGACJE I LEASING			14.897	

Zmiana stanu zadłużenia kredytów, pożyczek i obligacji w latach zakończonych dnia 31 grudnia 2024 oraz 2023 roku

	Rok zakończony 31 grudnia 2024	Rok zakończony 31 grudnia 2023
NA DZIEŃ 1 STYCZNIA	13.411	7.937
ZMIANA STANU KREDYTÓW W RACHUNKACH BIEŻĄCYCH	-	-
ZMIANA STANU kredytów, pożyczek, obligacji	(1.766)	5.474
Zaciągnięcie kredytów, pożyczek/ emisje obligacji	6.914	9.114
Spłata kredytów, pożyczek/ wykup obligacji	(8.668)	(6.271)
Naliczenie odsetek	662	787
Spłata odsetek	(666)	(771)
Różnice kursowe	2	(130)
Zmiana składu Grupy	-	2.745
Pozostałe zmiany	(10)	-
NA DZIEŃ 31 GRUDNIA	11.645	13.411

Kredyty i pożyczki

Kredytodawca	Instrument zabezpieczający	Data zapadalności	Limit w walucie	Waluta	Stopa procentowa	Zobowiązanie na 31-12-2024	Zobowiązanie na 31-12-2023
Europejski Bank Inwestycyjny	-	2042-12-09	2.000	PLN	Stała	2.041	2.041
Europejski Bank Inwestycyjny	-	2034-08-25	1.500	PLN	Stała	1.192	1.317
Bank Gospodarstwa Krajowego	-	2027-02-19	1.500	PLN	Zmienna	900	-
Europejski Bank Inwestycyjny	-	2043-02-03	850	PLN	Zmienna	868	867
Bank Pekao S.A.	-	2027-12-31	750	PLN	Zmienna	752	-
Europejski Bank Inwestycyjny	-	2043-02-03	550	PLN	Stała	562	562
Industrial and Commercial Bank of China (Europe) S.A. Oddział w Polsce	-	2027-12-31	500	PLN	Zmienna	501	-
Europejski Bank Inwestycyjny	-	2034-08-25	490	PLN	Stała	390	431
Bank Gospodarstwa Krajowego	IRS	2027-12-31	1.000	PLN	Zmienna	376	501
Europejski Bank Inwestycyjny	-	2038-10-16	273	PLN	Stała	274	274
Europejski Bank Odbudowy i Rozwoju	IRS	2028-06-07	500	PLN	Zmienna	252	315
Bank Gospodarstwa Krajowego	IRS	2028-12-31	500	PLN	Zmienna	250	313
Bank Pekao S.A.	-	2025-10-31	40	USD	Zmienna	130	151
PKO BP S.A.	-	2025-12-31	1.000	PLN	Zmienna	84	767
Bank Pekao S.A.	-	2027-12-31	750	PLN	Zmienna	64	37
Bank Gospodarstwa Krajowego	-	2026-09-29	1.400	PLN	Zmienna	4	1.320
Konsorcjum Banków	-	2027-03-01	3.150	PLN	Zmienna	-	1.501
Bank Gospodarstwa Krajowego	-	2036-12-20	3.900	PLN	Zmienna	-	-
Europejski Bank Inwestycyjny	-	2044-07-29	1.000	PLN	Stała/Zmienna	-	-
Santander Bank Polska S.A.	-	2029-08-28	1.000	PLN	Zmienna	-	-
PKO BP S.A.	-	2025-09-30	165	PLN	Zmienna	-	-
ING Bank Śląski S.A.	-	2025-12-31	57	PLN	Zmienna	-	-
PKO BP S.A.	-	2025-08-30	5	PLN	Zmienna	-	-
NFOŚiGW	-	XII 2028 - VI 2042	260	PLN	Stała	88	86
NFOŚiGW	-	VI 2031 - IX 2038	957	PLN	Zmienna	807	772
WFOŚiGW	-	IX 2026	9	PLN	Stała	3	4
WFOŚiGW	-	III 2026 - XII 2029	213	PLN	Zmienna	100	135
RAZEM KREDYTY BANKOWE						9.638	11.394

Na 31 grudnia 2024 roku wartość pozostających do dyspozycji limitów kredytowych w rachunku bieżącym istotnych spółek Grupy Kapitałowej PGE wyniosła 3.254 mln PLN. Terminy spłaty przyznanych linii kredytowych w rachunkach bieżących głównych spółek Grupy Kapitałowej przypadają w latach 2025 – 2027.

W 2024 roku ani po dniu sprawozdawczym nie wystąpiły przypadki niewywiązania się ze spłat lub naruszenia innych warunków umów kredytowych.

Wyemitowane obligacje

Emitent	Instrument zabezpieczający	Data zapadalności programu	Limit w walucie programu	Waluta	Stopa procentowa	Data emisji transzy	Data wykupu transzy	Zobowiązanie na 31-12-2024	Zobowiązanie na 31-12-2023
PGE SA	IRS	bezterminowy	5.000	PLN	Zmienna	2019-05-21	2029-05-21	1.007	1.007
						2019-05-21	2026-05-21	403	402
PGE Sweden AB (publ)	CCIRS	bezterminowy	2.000	EUR	Stała	2014-08-01	2029-08-01	597	608
RAZEM WYEMITOWANE OBLIGACJE								2.007	2.017

Grupa na bieżąco śledzi prace związane z reformą IBOR, która może mieć wpływ na instrumenty finansowe oparte na zmiennej stawce procentowej. Na 31 grudnia 2024 roku wartość kredytów, pożyczek i obligacji narażona na ryzyko stopy procentowej wynosi 6.498 mln PLN (5.088 mln PLN oparta jest na stawce WIBOR, 130 mln PLN na stawce 1M CME TERM SOFR USD). Aby ograniczyć ryzyko stopy procentowej w związku z zaciągniętymi zobowiązaniami finansowymi, Grupa zgodnie ze swoimi procedurami i strategią zabezpieczenia stosuje instrumenty zabezpieczające IRS.

Zobowiązanie z tytułu leasingu

ISTOTNE ZASADY RACHUNKOWOŚCI

Zobowiązania z tytułu leasingu

Zobowiązanie z tytułu leasingu leasingobiorca ujmuje w dacie rozpoczęcia

W dacie rozpoczęcia leasingobiorca wycenia zobowiązanie z tytułu leasingu w wysokości wartości bieżącej opłat leasingowych pozostających do zapłaty w tej dacie. Opłaty leasingowe dyskontuje się z zastosowaniem stopy procentowej leasingu, jeżeli stopę tę można z łatwością ustalić. W przeciwnym razie leasingobiorca stosuje krańcową stopę procentową leasingobiorcy.

W dacie rozpoczęcia opłaty leasingowe zawarte w wycenie zobowiązania z tytułu leasingu obejmują następujące opłaty za prawo do użytkowania bazowego składnika aktywów podczas okresu leasingu, które pozostają do zapłaty w tej dacie:

- stałe opłaty leasingowe (w tym zasadniczo stałe opłaty leasingowe) pomniejszone o wszelkie należne zachęty leasingowe;
- zmienne opłaty leasingowe, które zależą od indeksu lub stawki, wycenione początkowo z zastosowaniem tego indeksu lub tej stawki zgodnie z ich wartością w dacie rozpoczęcia,
- kwoty, których zapłaty przez leasingobiorcę oczekuje się w ramach gwarantowanej wartości końcowej,
- cenę wykonania opcji kupna, jeżeli można z wystarczającą pewnością założyć, że leasingobiorca skorzysta z tej opcji, oraz
- kary pieniężne za wypowiedzenie leasingu, jeżeli w warunkach leasingu przewidziano, że leasingobiorca może skorzystać z opcji wypowiedzenia leasingu.

Leasingobiorca po dacie rozpoczęcia wycenia zobowiązanie z tytułu leasingu poprzez:

- zwiększenie wartości księgowej w celu odzwierciedlenia odsetek od zobowiązania z tytułu leasingu, które w każdym terminie w ciągu okresu leasingu są kwotą, w ramach której uzyskuje się stałą okresową stopę procentową w stosunku do nieuregulowanego salda zobowiązania z tytułu leasingu,
- zmniejszenie wartości księgowej w celu uwzględnienia zapłaconych opłat leasingowych oraz
- zaktualizowanie wyceny wartości księgowej w celu uwzględnienia wszelkiej ponownej oceny lub zmiany leasingu lub w celu uwzględnienia zaktualizowanych zasadniczo stałych opłat leasingowych.

Grupa PGE jest stroną szeregu umów leasingu, najmu, służebności czy dzierżawy. Przedmiotem umów są grunty, powierzchnie infrastruktury technicznej, powierzchnie biurowe i użytkowe, urządzenia, instalacje, pomieszczenia techniczne, a także infrastruktura IT. Umowy zawierane są na czas określony bądź nieoznaczony z określonym terminem wypowiedzenia. Grupa posiada również prawo do korzystania z gruntów w użytkowaniu wieczystym. Grupa każdorazowo szacuje okres leasingu, biorąc pod uwagę istotne fakty i okoliczności, które mogą wpływać na przedłużenie bądź skrócenie okresu trwania umów.

W niektórych umowach występują opłaty zmienne oparte o wskaźnik inflacji, ogłoszony przez GUS za rok poprzedni. Element waloryzacji stanowi o ich zmiennym charakterze- opłaty te uwzględnia się przy wycenie zobowiązania z tytułu leasingu, gdyż oparte są o indeks. W niektórych przypadkach czynsz roczny powiększony jest o inne opłaty o charakterze zmiennym, inne niż opłaty zmienne zależne od stopy lub indeksu. Są to przykładowo płatności z tytułu podatku od nieruchomości bądź podatku od budowli. Opłaty te nie są uwzględniane w wycenie zobowiązań leasingowych. W umowach dzierżawy gruntów pod budowę i eksploatację elektrowni wiatrowych, oprócz czynszu dzierżawnego występują opłaty z tytułu rekompensaty za wyłączenia nieruchomości z uprawy rolnej za okres budowy. Opłaty te nie są uwzględniane przy kalkulacji zobowiązania z tytułu leasingu, gdyż z tytułu ich poniesienia nie są przekazywane korzystającemu żadne prawa do korzystania z aktywów, ani nie są na jego rzecz świadczone usługi. Podobnie traktowane są również opłaty dotyczące rekompensaty z tytułu strat za wejście na teren celem wykonania prac eksploatacyjnych, konserwacyjnych i innych, związanych z funkcjonowaniem parku elektrowni wiatrowej.

Decyzje dotyczące PWUG udzielane są zazwyczaj na czas określony wynoszący 99 lat. Opłata z tytułu wieczystego użytkowania gruntów ustalana jest jako procent wartości gruntu. Wysokość opłaty rocznej z tytułu użytkowania wieczystego nieruchomości gruntowej podlega aktualizacji nie częściej niż raz na 3 lata, jeżeli wartość tej nieruchomości ulegnie zmianie, tym samym będzie to opłata o charakterze zmiennym zależnym od indeksu lub stawki, która jest uwzględniana w wycenie zobowiązania z tytułu leasingu.

Grupa leasinguje drobne wyposażenie biurowe (urządzenia drukujące, kserokopiarki, komputery, itp.), które traktuje jako leasingi aktywów o niskiej wartości. Grupa zdecydowała się na zastosowanie zwolnienia i nie ujmowanie praw do użytkowania oraz zobowiązań z tytułu leasingu w odniesieniu do tych umów w sprawozdaniu z sytuacji finansowej.

Grupa zastosowała również praktyczne zwolnienie dla leasingów krótkoterminowych. Dotyczy to głównie decyzji na zajęcie pasa drogowego lub kolejowego, jeżeli decyzja wydawana jest na okres krótszy niż 12 miesięcy.

Grupa korzysta także z uproszczenia dla leasingów krótkoterminowych w przypadku umów najmu nieruchomości na czas nieokreślony z okresem wypowiedzenia poniżej 12 miesięcy, gdzie wynajmowane powierzchnie nie podlegały specjalnym dostosowaniom, nie ma istotnych barier wyjścia (np. kar za wcześniejsze rozwiązanie umowy) i obie strony mają praktyczną możliwość wynająć taką powierzchnię na rynku.

24.1.4 Zobowiązania z tytułu dostaw i usług i pozostałe zobowiązania finansowe

ISTOTNE ZASADY RACHUNKOWOŚCI

Zobowiązania

Zobowiązania stanowią obecny, wynikający ze zdarzeń przeszłych obowiązek Spółki, którego wypełnienie, według oczekiwań, spowoduje wypływ ze Spółki środków zawierających w sobie korzyści ekonomiczne.

Grupa dzieli zobowiązania na następujące kategorie:

- zobowiązania finansowe wyceniane w wartości godziwej przez wynik finansowy,
- pozostałe zobowiązania finansowe, wyceniane na kolejne dni sprawozdawcze wg zamortyzowanego kosztu,
- zobowiązania niefinansowe.

Gdy skutek zmiany wartości pieniądza w czasie jest istotny, zobowiązania prezentowane są w wartości zdyskontowanej.

	Stan na dzień 31 grudnia 2024		Stan na dzień 31 grudnia 2023	
	Długoterminowe	Krótkoterminowe	Długoterminowe	Krótkoterminowe
Zobowiązania z tytułu dostaw i usług	-	5.201	-	4.715
Zakup RAT i WN	38	1.609	3	1.647
Otrzymane kaucje i wadia	42	166	50	178
Zobowiązania z tytułu KDT	-	348	355	20
Rekompensaty	-	613	-	420
Ubezpieczenia	-	3	-	6
Rozrachunki związane z transakcjami giełdowymi	-	-	-	-
Inne	125	232	116	623
ZOBOWIĄZANIA Z TYTUŁU DOSTAW I USŁUG I POZOSTAŁE ZOBOWIĄZANIA FINANSOWE	205	8.172	524	7.609

Na dzień 31 grudnia 2024 roku w pozycji Zobowiązania z tytułu dostaw i usług Grupa ujęła kwotę 2.009 mln PLN zobowiązania z tytułu faktoringu (1.838 mln PLN w okresie porównawczym). Wartość zobowiązania przekazana już dostawcom to 2.009 mln PLN na 31 grudnia 2024 (1.835 mln PLN w okresie porównawczym). Pozycja „Inne” obejmuje m.in. zobowiązania PGE Dom Maklerski S.A. wobec klientów z tytułu wpłaconych środków pieniężnych.

24.2 Wartość godziwa instrumentów finansowych

Wartość aktywów oraz zobowiązań finansowych wycenianych według zamortyzowanego kosztu stanowi racjonalne przybliżenie ich wartości godziwych, za wyjątkiem obligacji wyemitowanych przez spółkę PGE Sweden AB (publ) oraz kredytu zawartego z EBI.

Obligacje wyemitowane przez PGE Sweden AB (publ) są oparte o stałą stopę procentową. Ich wartość wg zamortyzowanego kosztu wykazywana w niniejszym sprawozdaniu finansowym na dzień 31 grudnia 2024 roku wynosi 140 mln EUR, a wartość godziwa 133 mln EUR. Wskaźniki przyjęte do wyceny należą do Poziomu 1 hierarchii wartości godziwej.

W przypadku kredytu zawartego z EBI, opartym na stałej stopie procentowej, jego wartość według zamortyzowanego kosztu wykazana w sprawozdaniu finansowym na dzień sprawozdawczy wynosi 4.458 mln PLN, a jego wartość godziwa 4.487 mln PLN. Wskaźniki przyjęte do wyceny należą do Poziomu 2 hierarchii wartości godziwej.

Instrumenty nienotowane na aktywnych rynkach, dla których wiarygodne ustalenie wartości godziwej nie jest możliwe

Kluczowymi pozycjami tej kategorii instrumentów finansowych są udziały i akcje w podmiotach nienotowanych na aktywnych rynkach. Grupa Kapitałowa PGE nie jest w stanie w wiarygodny sposób określić wartości godziwej akcji spółek nienotowanych na aktywnych rynkach, w związku z czym prezentowane są one według ceny nabycia, skorygowanej w razie konieczności o odpisy z tytułu utraty wartości.

24.3 Hierarchia wartości godziwej

Instrumenty pochodne

Grupa wycenia instrumenty pochodne w wartości godziwej przy zastosowaniu modeli wyceny instrumentów finansowych, wykorzystując ogólnie dostępne w platformach informacyjnych kursy walutowe, stopy procentowe, krzywe dyskontowe w poszczególnych walutach (obowiązujące również dla towarów, których ceny wyrażone są w tych walutach) pochodzące z aktywnych rynków. Wartość godziwa instrumentów pochodnych ustalana jest w oparciu o zdyskontowane przyszłe przepływy z tytułu zawartych transakcji kalkulowane w oparciu o różnicę między ceną terminową a transakcyjną. Wycena transakcji IRS jest różnicą zdyskontowanych przepływów odsetkowych strumienia stałoprocentowego i zmiennoprocentowego. Wycena transakcji CCIRS jest różnicą zdyskontowanych przepływów płaconych i otrzymywanych w dwóch różnych walutach. Terminowych kursów wymiany walut nie modeluje się jako osobnego czynnika ryzyka, ale wyprowadza z kursu spot i odpowiedniej terminowej stopy procentowej dla waluty obcej w stosunku do PLN.

Zawierane przez Grupę transakcje typu Deal Contingent Swap (DCS) są instrumentami zabezpieczającym ryzyko stopy procentowej o charakterze warunkowym, których uruchomienie jest uzależnione od spełnienia warunków zawieszających wymaganych do uruchomienia finansowania przyszłych przedsięwzięć inwestycyjnych. Instrumenty te są wyceniane w sposób zbliżony do standardowych transakcji IRS, z uwzględnieniem korekt związanych z charakterystykami warunkowości. Wycena DCS zawiera korektę o parametr prawdopodobieństwa wystąpienia zdarzeń zawieszających, od których uzależniona jest aktywacja instrumentu. Prawdopodobieństwo to jest szacowane na podstawie dostępnych informacji dotyczących stanu realizacji przedsięwzięcia inwestycyjnego. Dodatkowo, przepływy pieniężne wynikające z instrumentu DCS, takie jak wysokość marży, uzależnione od momentu wystąpienia zdarzenia zawieszającego, modelowane są w oparciu o analizę scenariuszową. W momencie zaistnienia warunków zawieszających, instrument DCS podlega nowacji i zostaje przekształcony w klasyczną transakcję IRS. Od tego momentu nowa transakcja jest wyceniana jak standardowa transakcja IRS, bez uwzględnienia wcześniejszych korekt związanych z ryzykiem niewystąpienia zdarzenia warunkowego

Transakcje zabezpieczające ryzyko towarowe oraz inflacyjne (SWAP towarowy i inflacyjny) są oparte o indeksy zawarte w umowach. Indeksy te są notowane na giełdach towarowych lub ich ceny są wyznaczone na rynku OTC.

Przyszłe kształtowanie się stóp procentowych, kursów walutowych czy poziomów cen EUA w sposób inny niż zaprognozowany przez Grupę będzie miał wpływ na przyszłe sprawozdania finansowe.

W kategorii aktywów i zobowiązań finansowych wycenianych w wartości godziwej przez wynik Grupa wykazuje instrumenty finansowe związane z handlem prawami do emisji CO₂ – forward walutowy i towarowy, ponadto kontrakty na zakup i sprzedaż węgla, zakup i sprzedaż gazu oraz SWAPy towarowe (Poziom 2).

Dodatkowo Grupa prezentuje instrument pochodny zabezpieczający kurs walutowy oraz stopę procentową CCIRS oraz transakcje zabezpieczające IRS zamieniające zmienną stopę w PLN na stałą stopę w PLN (Poziom 2).

W 2024 roku Grupa w swoim portfelu posiadała umowy sprzedaży energii elektrycznej typu PPA. Cztery z nich, zawierają wbudowane instrumenty pochodne, które są wyceniane na koniec każdego okresu sprawozdawczego. Skutki zmian wartości tych instrumentów odnoszone są w wynik okresu w pozycji przychodów/kosztów finansowych. Sprzedaż energii z fizyczną dostawą realizowana jest dwuskładnikowo w postaci stałego elementu (w określonym grafiku na dany rok) oraz składnika zmiennego odnoszącego się do rzeczywistej produkcji energii elektrycznej i ceny rynkowej w miesięcznych okresach rozliczeniowych. Umowy zostały zawarte na okres do 10 lat, a prawa i obowiązki z nich wynikające ustalono do 31 grudnia 2025 roku oraz do 31 grudnia 2030 roku.

Instrumenty pochodne wyceniono z wykorzystaniem metody zdyskontowanych przepływów pieniężnych (DCF). Przepływy pieniężne netto skalkulowano jako iloczyn wolumenu zadeklarowanego do dostarczenia wynikającego z umowy oraz różnicy między ustaloną ceną za wskazany wolumen i prognozowaną ceną energii elektrycznej w danym okresie.

Na potrzeby wyceny opisywanego instrumentu finansowego opracowano prognozę cen energii elektrycznej na okres tożsamy z okresem sprzedaży energii elektrycznej w ramach umów PPA.

Dyskontowanie przepływów pieniężnych wykonano przy wykorzystaniu wskaźnika WIBOR 1M, aby uzyskać wycenę Mark-to-Market. Biorąc pod uwagę standard MSSF 13 definiujący wartość godziwą, oraz standard MSSF 9 nakładający wymogi w zakresie uwzględniania ryzyka niewykonania obowiązku wynikającego z kontraktu przy determinowaniu wartości godziwej, do dyskontowania przepływów pieniężnych dodatkowo wprowadzono korektę odzwierciedlającą jakość i ryzyko kredytowe podmiotu bądź kontrahenta, w zależności od klasyfikacji instrumentu pochodnego jako instrument w pieniądzu bądź poza pieniądzem.

Po szczegółowej analizie na 31 grudnia 2024, Umowy PPA zostały zakwalifikowane jako dane nieobserwowalne kwalifikujące się do prezentacji na poziomie 3 hierarchii. Grupa dokonała odpowiedniej reklasyfikacji instrumentu. Wycena rynkowa tych instrumentów na dzień sprawozdawczy jest niemożliwa, gdyż parametry umów PPA nie są nigdzie publikowane oraz nie są przedmiotem obrotu na giełdzie.

Obniżenie wyceny instrumentów pochodnych w 2024 roku wynika głównie ze spadku cen energii elektrycznej oraz oczekiwań rynkowych w zakresie ich kształtowania w horyzoncie do 2030 roku. Wpływ na obniżenie wyceny ma ponadto upływ czasu, ze względu na spadek wolumenu i wartości energii elektrycznej pozostałej do dostarczenia w całym okresie obowiązywania kontraktu PPA – część krótkoterminowa do rozliczenia w ciągu najbliższych 12 miesięcy wynosiła na koniec 2023 roku ponad 61 mln PLN.

Analiza wrażliwość na ryzyko zmiany cen energii elektrycznej dla instrumentów pochodnych wbudowanych w umowy handlowe PPA (Power Purchase Agreement)

Dla instrumentów pochodnych wartość narażoną na ryzyko stopy procentowej stanowi wartość godziwa tych instrumentów (wartość księgową). Analiza wrażliwości dla instrumentów pochodnych została przeprowadzona z wykorzystaniem zmiany zastosowanych w ścieżce cenowej, cen za energię elektryczną zaprezentowaną w polskich złotych za MW/h.

Poniższa tabela przedstawia wrażliwość wyceny umów PPA na racjonalnie możliwe do zaistnienia zmiany zastosowanych w ścieżkach cenowych, cen za energię elektryczną przy niezmiennych pozostałych czynnikach ryzyka dla tych klas instrumentów finansowych.

Okres zapadalności instrumentu PPA w całym okresie prognozy	Wartość wyceny w sprawozdaniu w mln PLN	Wpływ na wynik finansowy w sytuacji zmiany ścieżek cenowych energii elektrycznej wyrażonej w MW/h w stosunku do przyjętych w wycenie (+)przychód/(-)koszt		Wycena instrumentu finansowego w przypadku zmiany ścieżek cenowych energii elektrycznej wyrażonej w MW/h w stosunku do przyjętych w wycenie	
		Zwiększenie + 10%	Zmniejszenie - 10%	Zwiększenie + 10%	Zmniejszenie - 10%
Umowa PPA kończąca się 31.12.2025 roku	4	(1)	1	5	2
Umowy PPA kończące się 31.12.2030 roku	208	(39)	39	247	170
RAZEM	212	(40)	40	252	172

HIERARCHIA WARTOŚCI GODZIWEJ	Aktywa na dzień 31 grudnia 2024		
	Poziom 1	Poziom 2	Poziom 3
Uprawnienia do emisji CO ₂ w działalności tradingowej	-	-	-
Węgiel kamienny w działalności tradingowej	309	-	-
ZAPASY	309	-	-
Forward walutowy	-	-	-
SWAP towarowy	-	12	-
Kontrakty na zakup/sprzedaż węgla	-	31	-
Instrumenty pochodne wbudowane w umowy handlowe	-	-	-
Opcje	-	2	-
INSTRUMENTY POCHODNE WYCENIANE W WARTOŚCI GODZIWEJ PRZEZ WYNIK FINANSOWY	-	45	-
Transakcje zabezpieczające CCIRS	-	36	-
Transakcje zabezpieczające IRS	-	176	-
Forward walutowy EUR	-	2	-
Forward towarowy all-in-one-hedge	-	186	-
Instrumenty warunkowe DCS	-	-	-
SWAP towarowy	-	-	-
SWAP inflacyjny	-	-	-
INSTRUMENTY POCHODNE ZABEZPIECZAJĄCE	-	400	-
Jednostki uczestnictwa w funduszu inwestycyjnym	-	34	-
POZOSTAŁE AKTYWA/ ZOBOWIĄZANIA WYCENIANE W WARTOŚCI GODZIWEJ PRZEZ WYNIK FINANSOWY	-	34	-

HIERARCHIA WARTOŚCI GODZIWEJ	Zobowiązania na dzień 31 grudnia 2024		
	Poziom 1	Poziom 2	Poziom 3
Uprawnienia do emisji CO ₂ w działalności tradingowej	-	-	-
Węgiel kamienny w działalności tradingowej	-	-	-
ZAPASY	-	-	-
Forward walutowy	-	9	-
SWAP towarowy	-	11	-
Kontrakty na zakup/sprzedaż węgla	-	1	-
Instrumenty pochodne wbudowane w umowy handlowe	-	-	212
Opcje	-	-	-
INSTRUMENTY POCHODNE WYCENIANE W WARTOŚCI GODZIWEJ PRZEZ WYNIK FINANSOWY	-	21	212
Transakcje zabezpieczające CCIRS	-	-	-
Transakcje zabezpieczające IRS	-	-	-
Forward walutowy EUR	-	383	-
Forward towarowy all-in-one-hedge	-	46	-
Instrumenty warunkowe DCS	-	599	-
SWAP towarowy	-	15	-
SWAP inflacyjny	-	15	-
INSTRUMENTY POCHODNE ZABEZPIECZAJĄCE	-	1.058	-
Jednostki uczestnictwa w funduszu inwestycyjnym	-	-	-
POZOSTAŁE AKTYWA/ ZOBOWIĄZANIA WYCENIANE W WARTOŚCI GODZIWEJ PRZEZ WYNIK FINANSOWY	-	-	-

HIERARCHIA WARTOŚCI GODZIWEJ	Aktywa na dzień 31 grudnia 2023		Zobowiązania na dzień 31 grudnia 2023	
	Poziom 1	Poziom 2	Poziom 1	Poziom 2
Uprawnienia do emisji CO ₂ w działalności tradingowej	1	-	-	-
Węgiel kamienny w działalności tradingowej	343	-	-	-
ZAPASY	344	-	-	-
Forward walutowy	-	3	-	25
SWAP towarowy	-	65	-	14
Kontrakty na zakup/sprzedaż węgla	-	78	-	19
Instrumenty pochodne wbudowane w umowy handlowe	-	-	-	410
Opcje	-	13	-	-
INSTRUMENTY POCHODNE WYCENIANE W WARTOŚCI GODZIWEJ PRZEZ WYNIK FINANSOWY	-	159	-	468
Transakcje zabezpieczające CCIRS	-	4	-	-
Transakcje zabezpieczające IRS	-	193	-	-
Forward walutowy EUR	-	7	-	1.565
INSTRUMENTY POCHODNE ZABEZPIECZAJĄCE	-	204	-	1.565
Jednostki uczestnictwa w funduszu inwestycyjnym	-	31	-	-
POZOSTAŁE AKTYWA/ ZOBOWIĄZANIA WYCENIANE W WARTOŚCI GODZIWEJ PRZEZ WYNIK FINANSOWY	-	31	-	-

Instrumenty pochodne zostały zaprezentowane w nocie 24.1.2 niniejszego sprawozdania finansowego

Warunki poszczególnych instrumentów pochodnych i innych należności wycenianych w wartości godziwej przez wynik.

	Stan na dzień 31 grudnia 2024		Stan na dzień 31 grudnia 2023		Zapadalność według stanu na 31 grudnia 2024
	Wartość w sprawozdaniu finansowym w PLN	Nominał instrumentu w walucie oryginalnej	Wartość w sprawozdaniu finansowym w PLN	Nominał instrumentu w walucie oryginalnej	
CCIRS – EUR na PLN	36	144	4	144	lipiec 2029
Forward walutowy zakup EUR	2	165	7	330	grudzień 2026
Forward walutowy sprzedaż EUR		15		4	kwiecień 2026
IRS - stopa % PLN	176	375	193	500	grudzień 2027
		250		313	czerwiec 2028
		250		312	grudzień 2028
		1.000		1.000	maj 2029
		400		400	maj 2026
Forward towarowy zakup gazu – PLN	176	1.359	-	-	2026
Forward towarowy sprzedaż gazu – PLN		24		-	2025
Forward towarowy zakup CO ₂ – EUR	10	101	-	-	grudzień 2026
Forward towarowy sprzedaż CO ₂ - EUR		14		-	marzec 2026
SWAP towarowy zakup USD	12	1	65	11	styczeń 2025
SWAP towarowy sprzedaż USD		51		83	marzec 2026
Kontrakty zakupowe USD	31	13	78	-	styczeń 2025
Kontrakty sprzedażowe USD		3		271	grudzień 2025
Forward walutowy zakup USD	-	-	3	2	-
Forward walutowy sprzedaż USD		-		-	14
Opcje	2	2	13	4	listopad 2026
Jednostki uczestnictwa	34	23	31	23	n/a
Aktywa finansowe	479	-	394	-	
Forward walutowy zakup EUR	383	4.300	1.565	5.184	grudzień 2026
Forward walutowy zakup EUR	2	5	10	20	październik 2025
Forward walutowy zakup EUR	2	12	1	13	listopad 2027
Forward walutowy zakup EUR	2	17	2	11	październik 2026
Forward walutowy zakup USD	1	8	2	8	lipiec 2026
Forward towarowy zakup gazu – PLN	46	-	-	-	-
Forward towarowy sprzedaż gazu – PLN		488		-	2025
SWAP towarowy zakup USD	11	1	14	41	grudzień 2025
SWAP towarowy sprzedaż USD		31		1	marzec 2026
Forward walutowy sprzedaż USD	2	-	9	33	lipiec 2025
		28		-	
Kontrakty zakupowe USD	1	-	19	795	-
Kontrakty sprzedażowe USD		1		94	styczeń 2025
Instrumenty pochodne wbudowane w umowy handlowe	212	269	410	337	grudzień 2030
Instrumenty warunkowe DCS*	599	2.429	-	-	grudzień 2049
Swap inflacyjny EUR*	15	833	-	-	styczeń 2028
Swap towarowy EUR*	15	46	-	-	marzec 2027
Forward walutowy zakup EUR	-	-	1	3	-
Zobowiązania finansowe	1.291		2.033		

* nominal jest zmienny w trakcie okresu zabezpieczenia; zaprezentowana w tabeli wartość jest maksymalną kwotą nominalną

24.4 Wpływ poszczególnych kategorii instrumentów finansowych na przychody i koszty finansowe

Rok zakończenia 31 grudnia 2024	Środki pieniężne	Pozostałe aktywa finansowe	Udziały i akcje oraz pozostałe instrumenty kapitałowe	Instrumenty finansowe wyceniane w wartości godziwej	Instrumenty pochodne zabezpieczające	Pozostałe zobowiązania finansowe	RAZEM
Dywidendy	-	-	3	-	-	-	3
Przychody/(Koszty) z tytułu odsetek	209	172	-	-	76	(735)	(278)
Aktualizacja wartości	-	12	10	196	30	-	248
Rozwiązanie/(Utworzenie) odpisów	-	11	(1)	-	-	-	10
Różnice kursowe	(15)	(97)	-	-	-	59	(53)
Zysk/(Strata) ze zbycia inwestycji	-	-	(7)	(10)	-	-	(17)
OGÓŁEM ZYSK/ (STRATA)	194	98	5	186	106	(676)	(87)

Rok zakończenia 31 grudnia 2023	Środki pieniężne	Pozostałe aktywa finansowe	Udziały i akcje oraz pozostałe instrumenty kapitałowe	Instrumenty finansowe wyceniane w wartości godziwej	Instrumenty pochodne zabezpieczające	Pozostałe zobowiązania finansowe	RAZEM
Dywidendy	-	-	1	-	-	-	1
Przychody/(Koszty) z tytułu odsetek	504	653	-	-	160	(858)	459
Aktualizacja wartości	-	(1)	-	(28)	-	(13)	(42)
Rozwiązanie/(Utworzenie) odpisów	-	(482)	(27)	-	-	-	(509)
Różnice kursowe	(32)	(1.075)	-	-	-	1.061	(46)
Zysk/(Strata) ze zbycia inwestycji	-	-	24	(3)	-	(1)	20
OGÓŁEM ZYSK/ (STRATA)	472	(905)	(2)	(31)	160	189	(117)

24.5 Zabezpieczenia spłaty wierzytelności i zobowiązań

Jako zabezpieczenia spłaty kredytów Grupa stosuje wiele instrumentów zabezpieczających oraz ich kombinacje. Do najczęstszych należą umowy przelewu wierzytelności, weksle oraz oświadczenia o poddaniu się egzekucji. Dodatkowo Grupa wykorzystuje pełnomocnictwa do rachunków bankowych i cesje wierzytelności.

Na dzień sprawozdawczy aktywa o następującej wartości stanowiły zabezpieczenia spłaty zobowiązań lub zobowiązań warunkowych:

	Stan na dzień 31 grudnia 2024	Stan na dzień 31 grudnia 2023
Rzeczowe aktywa trwałe	45	45
Należności z tytułu dostaw i usług	112	110
Środki pieniężne	1	-
RAZEM WARTOŚĆ AKTYWÓW STANOWIĄCYCH ZABEZPIECZENIE SPŁATY ZOBOWIĄZAŃ	158	155

Spółki GK PGE, zgodnie z regulaminem IRGiT, są zobowiązane do utrzymywania określonego stanu środków pieniężnych na rachunkach prowadzonych w PKO BP, Santander Bank Polska oraz Bank PeKaO S.A przechowywane są środki pieniężne klientów PGE Dom Maklerski S.A. Stan środków pieniężnych wykazywanych jako środki pieniężne o ograniczonej możliwości dysponowania z tych dwóch tytułów wynosił 207 mln PLN na 31 grudnia 2024 roku (419 mln PLN w okresie porównawczym).

Ponadto, w należnościach finansowych znajdują się środki na FLZG w kwocie 262 mln PLN (240 mln PLN w okresie porównawczym).

Jak zostało opisane w nocie 32.6 w dniu 29 stycznia 2025 roku zostały zawarte umowy kredytowe wraz z odpowiednimi umowami zabezpieczeń w celu sfinansowania budowy Projektu Baltica 2. Zabezpieczenia obejmują między innymi: zastawy finansowe na rachunkach bankowych spółki PGE Baltica 6 sp. z o.o., zastaw rejestrowy na aktywach PGE Baltica 6 sp. z o.o. czy zastaw rejestrowy na udziałach PGE Baltica 6 sp. z o.o. będących własnością PGE Baltica 2 sp. z o.o. Na dzień 31 marca 2025 roku zadłużenie Grupy PGE, które jest zabezpieczone na majątku spółek uczestniczących w Projekcie Baltica 2, wynosi 46 mln EUR.

25. Cele i zasady zarządzania ryzykiem finansowym

Celem nadrzędnym zarządzania ryzykiem finansowym w Grupie Kapitałowej PGE jest wsparcie procesu tworzenia wartości Grupy dla akcjonariuszy oraz realizacji strategii biznesowej Grupy poprzez ograniczenie i kontrolę ryzyka finansowego do poziomu akceptowanego przez kierownictwo Grupy.

Odpowiedzialność za zarządzanie ryzykiem finansowym w Grupie Kapitałowej PGE spoczywa na Zarządzie PGE S.A. Zarząd określa apetyt na ryzyko, który jest rozumiany jako akceptowalny poziom pogorszenia wyniku finansowego Grupy Kapitałowej PGE mając na uwadze jej aktualną i planowaną sytuację ekonomiczno-finansową. Zarząd decyduje także o alokacji apetytu na ryzyko do poszczególnych obszarów działalności.

Organizacja funkcji zarządzania ryzykiem finansowym w Grupie Kapitałowej PGE jest oparta o zasadę niezależności organizacyjnej jednostki odpowiedzialnej za pomiar i kontrolę ryzyka w GK PGE (Departament Ryzyka i Ubezpieczeń w PGE S.A.) od jednostek biznesowych będących właścicielami ryzyka. Raporty ryzyka przekazywane są bezpośrednio do Komitetu Ryzyka GK PGE, Komitetu Audytu Rady Nadzorczej PGE S.A. i Zarządu PGE S.A.

W GK PGE funkcjonuje Komitet Ryzyka, sprawujący nadzór nad procesem zarządzania ryzykiem finansowym i korporacyjnym w Grupie. Komitet Ryzyka monitoruje poziom ekspozycji GK PGE, ustala limity w zakresie istotnych ryzyk finansowych, akceptuje stosowane metodyki w obszarze ryzyka finansowego wynikającego z działalności handlowej i finansowej, zezwala na rozszerzenie działalności w nowych obszarach biznesowych, a także podejmuje pozostałe kluczowe decyzje w obszarze zarządzania ryzykiem.

Ryzyko finansowe jest zarządzane z perspektywy całej Grupy w sposób zintegrowany. Proces ten jest realizowany lub nadzorowany w ramach Centrum Korporacyjnego GK PGE, będącego centrum kompetencji w tym obszarze. Ekspozycje na ryzyko poszczególnych obszarów biznesowych są rozpatrywane w sposób kompleksowy, uwzględniający występujące zależności pomiędzy ekspozycjami, możliwości wykorzystania efektów hedgingu naturalnego oraz ich łączny wpływ na profil ryzyka i sytuację finansową całej GK PGE.

Model zarządzania ryzykiem finansowym obejmuje:

- gromadzenie i analizowanie danych rynkowych i danych o ekspozycjach w podziale na poszczególne kategorie ryzyka finansowego;
- kalkulację miar ryzyka finansowego m.in. Value-at-Risk (VaR) i Profit-at-Risk (PaR) dla poszczególnych czynników ryzyka i łącznie dla istotnych czynników ryzyka;
- zarządzanie skonsolidowaną ekspozycją Grupy Kapitałowej PGE w odniesieniu do kapitału narażonego na ryzyko oraz ustalonych na jego podstawie limitów ryzyka (m.in. poprzez określenie i realizację strategii zabezpieczających).

W kluczowych obszarach występowania ryzyk finansowych Grupa Kapitałowa PGE wdrożyła wewnętrzne regulacje określające zasady zarządzania tymi ryzykami.

Grupa Kapitałowa PGE narażona jest na różne typy ryzyk finansowych:

- ryzyko rynkowe (ryzyko towarowe, ryzyko stopy procentowej, ryzyko walutowe);
- ryzyko płynności;
- ryzyko kredytowe.

Ekspozycja Grupy Kapitałowej PGE z tytułu poszczególnych ryzyk finansowych zależy od zakresu prowadzonej działalności na rynkach towarowych i finansowych.

25.1 Ryzyko rynkowe

Ryzyko rynkowe obejmuje ryzyko towarowe, ryzyko stopy procentowej i ryzyko walutowe.

Głównym celem zarządzania ryzykiem rynkowym w Grupie Kapitałowej PGE jest ochrona wyniku finansowego oraz utrzymanie poziomu ryzyka wynikającego z działalności handlowej i finansowej na akceptowanym poziomie oraz wsparcie realizacji strategii biznesowej i maksymalizacji wartości Grupy dla akcjonariuszy.

Wdrożone w Grupie Kapitałowej PGE procedury zarządzania poszczególnymi kategoriami ryzyka rynkowego w zakresie działalności handlowej i finansowej określają m.in.:

- cel, zakres i zasady zarządzania ryzykiem;
- zakresy odpowiedzialności za zarządzanie ryzykiem;
- procesy zarządcze i operacyjne w ramach zarządzania ryzykiem w działalności handlowej na rynkach energii elektrycznej i produktów powiązanych oraz w zakresie działalności finansowej;
- sposoby identyfikacji źródeł ekspozycji na ryzyko;

- dopuszczalne do stosowania instrumenty zabezpieczające ekspozycję na ryzyko;
- metody pomiaru i monitorowania ekspozycji na ryzyko.

Zasady zarządzania ryzykiem rynkowym obowiązujące w Grupie Kapitałowej PGE określają ponadto sposób ustalania apetytu na ryzyko rynkowe, limitowania ekspozycji na ryzyko rynkowe oraz mechanizmy zabezpieczenia ekspozycji w sytuacji przekroczenia limitów.

25.1.1 Ryzyko towarowe

Ryzyko towarowe jest związane z możliwością pogorszenia wyniku finansowego w obszarze handlowym wskutek zmian cen towarów.

Ekspozycja spółek z Grupy z tytułu ryzyka towarowego dotyczy następujących rynków towarowych:

- energii elektrycznej;
- uprawnień do emisji CO₂;
- praw majątkowych do świadectw pochodzenia energii elektrycznej;
- gwarancji pochodzenia;
- węgla kamiennego;
- gazu ziemnego;
- biomasy i innych paliw.

W GK PGE znajdują się kopalnie węgla brunatnego, które dostarczają paliwo produkcyjne do dwóch elektrowni działających w ramach Grupy, w związku z tym ekspozycja Grupy na ryzyko cenowe w tym obszarze nie jest istotna.

Wybrane kluczowe rodzaje ryzyka towarowego (w tym również walutowego), na które ekspozowana jest Grupa Kapitałowa PGE (nie uwzględniając stosowanych strategii zabezpieczenia tych ryzyk)

Ryzyko	Charakterystyka	Przykładowe źródła ekspozycji
Ryzyko zmian cen energii elektrycznej	<ul style="list-style-type: none"> • GK PGE ma naturalną pozycję długą ze względu na posiadane aktywa wytwórcze oraz brak możliwości uplasowania na rynku produkcji po z góry ustalonej cenie. 	<ul style="list-style-type: none"> • Poziom generowanej marży w wyniku zmian cen energii elektrycznej i kosztów wytwarzania energii elektrycznej; • Ceny kontraktów sprzedaży energii elektrycznej do klientów detalicznych; • Ceny transakcji zakupu/sprzedaży energii na rynku hurtowym.
Ryzyko zmian cen praw majątkowych do świadectw pochodzenia energii elektrycznej	<ul style="list-style-type: none"> • GK PGE ma pozycję krótką netto, wynikającą z obowiązku umorzenia praw majątkowych z tytułu sprzedaży energii elektrycznej do klientów końcowych. 	<ul style="list-style-type: none"> • Ceny transakcji zakupu/sprzedaży praw majątkowych na rynku hurtowym.
Ryzyko zmian cen uprawnień do emisji CO ₂	<ul style="list-style-type: none"> • Ryzyko dotyczące zmian cen uprawnień do emisji CO₂ w EUR i ryzyko zmian kursu walutowego EUR/PLN; • GK PGE ma krótką pozycję, ze względu na wytwarzanie energii elektrycznej w jednostkach uczestniczących w systemie EU-ETS. 	<ul style="list-style-type: none"> • Różne od planowanego wykorzystanie poszczególnych źródeł wytwórczych przy ich zróżnicowanej emisyjności; • Ceny transakcji zakupu/sprzedaży uprawnień do emisji CO₂ na rynku hurtowym.
Ryzyko zmian cen paliw do produkcji e.e.(w tym węgiel kamienny, gaz ziemny, biomasa, oleje opałowe)	<ul style="list-style-type: none"> • Ryzyko dotyczące zmian cen towarów, w tym towarów denominowanych w walucie obcej (lub indeksowanych do waluty obcej) i ryzyko zmian kursu walutowego; • GK PGE ma krótką pozycję, ze względu na konieczności zakupu paliw na rynku. 	<ul style="list-style-type: none"> • Ceny transakcji zakupu/sprzedaży paliw na rynku hurtowym.

Ryzyko wolumenu w długim terminie	<ul style="list-style-type: none"> Ryzyko dotyczące zmian zapotrzebowania na energię elektryczną w Krajowym Systemie Energetycznym oraz długookresowe ryzyko zastępowania jednostek wytwórczych GK PGE w pokryciu tego zapotrzebowania przez jednostki wytwórcze o niższym koszcie wytwarzania (w szczególności odnawialne źródła energii). 	<ul style="list-style-type: none"> Sytuacja makroekonomiczna, w szczególności w energochłonnych branżach; Zmiany technologiczne, w szczególności w zakresie efektywności energetycznej i rozwoju energetyki rozproszonej (odnawialnych źródeł energii); Zmiany klimatyczne; Regulacje dotyczące obszaru ESG, w tym preferencje dla poszczególnych sektorów energetyki; Stopień integracji z zagranicznymi systemami energetycznymi.
Ryzyko wolumenu w krótkim terminie	<ul style="list-style-type: none"> Ryzyko dotyczące zmian planowanego wolumenu sprzedaży energii elektrycznej wskutek zmian zapotrzebowania na energię elektryczną odbiorców lub krótko- i średniookresowego zastępowania w pokryciu tego zapotrzebowania jednostek wytwórczych GK PGE przez jednostki wytwórcze o niższym koszcie wytwarzania (w szczególności odnawialne źródła energii). 	<ul style="list-style-type: none"> Trendy wśród klientów detalicznych dotyczące zmian dostawców energii; Regulacje, w tym dotyczące możliwości zmiany dostawcy energii; Krótko-, średnioterminowe zmiany pogodowe; Krótkoterminowe zmiany dostępności podaży z odnawialnych źródeł energii Ryzyko modelu planowania zapotrzebowania na energię i jakość danych źródłowych wykorzystywanych do planowania.

GK PGE realizuje strategię zabezpieczania kluczowych ekspozycji w obszarze obrotu energią elektryczną i towarami powiązаныmi adekwatną do poziomu apetytu na ryzyko w horyzoncie średnioterminowym. Poziom zabezpieczenia pozycji otwartej ustalany jest z uwzględnieniem zmienności cen energii elektrycznej i towarów powiązanych, płynności poszczególnych rynków, sytuacji finansowej Grupy i założonych celów wynikających z przyjętej strategii Grupy.

Ekspozycję Grupy Kapitałowej PGE na ryzyko cen towarów (w zakresie dotyczącym surowców) określa wolumen zakupów zewnętrznych poszczególnych surowców, który został przedstawiony w poniższej tabeli:

TOWAR	Rok zakończony 31 grudnia 2024		Rok zakończony 31 grudnia 2023	
	Tonaż – zakup zewnętrzny (tys. ton)	Koszty zakupu (mln PLN)	Tonaż – zakup zewnętrzny (tys. ton)	Koszty zakupu (mln PLN)
Węgiel kamienny	7.461	3.978	10.656	8.942
Uprawnienia do emisji CO ₂ na własne potrzeby	59.545	24.854	81.305	28.605
Gaz ziemny [tys. m ³]	1.489.403	3.384	1.142.362	2.584
Biomasa	723	203	789	386
Olej opałowy	87	247	64	188
RAZEM	-	32.666	-	40.705

25.1.2 Ryzyko stopy procentowej

Ryzyko stopy procentowej jest związane z możliwością pogorszenia wyniku finansowego wskutek zmian stóp procentowych.

Ekspozycja Grupy Kapitałowej PGE z tytułu ryzyka stopy procentowej wynika głównie z faktu, że spółki Grupy finansują działalność operacyjną i inwestycyjną pozyskując finansowanie oparte na zmiennej stopie procentowej, przede wszystkim w formie kredytów, pożyczek, wyemitowanych obligacji, faktoringu odwrotnego w walucie krajowej i obcej oraz z tytułu inwestycji w aktywa finansowe oprocentowane według zmiennej stopy procentowej.

Grupa Kapitałowa PGE kontroluje ryzyko stopy procentowej poprzez system limitów odnoszących się do maksymalnej potencjalnej straty z tytułu zmian stóp procentowych w odniesieniu do skonsolidowanej

ekspozycji na ryzyko stopy procentowej spółek z Grupy. Miara ryzyka stopy procentowej oparta jest na metodyce wielkości zagrożonej rozumianej jako iloczyn wielkości pozycji stopy procentowej netto oraz wartości potencjalnej zmiany rynkowych stawek stóp procentowych.

Ponadto Grupa Kapitałowa PGE określa strategię zabezpieczenia w odniesieniu do skonsolidowanej ekspozycji na ryzyko stopy procentowej Grupy, poprzez współczynniki zabezpieczeń podlegające akceptacji Komitetu Ryzyka i Zarządu PGE SA. Realizacja strategii zabezpieczenia oraz poziom ryzyka stopy procentowej podlegają monitorowaniu i są regularnie raportowane do Komitetu Ryzyka.

Spółki z Grupy Kapitałowej PGE zawierają transakcje pochodne w zakresie instrumentów opartych o stopę procentową wyłącznie w celu zabezpieczenia zidentyfikowanej ekspozycji na ryzyko. Regulacje obowiązujące w Grupie Kapitałowej PGE nie pozwalają w zakresie transakcji pochodnych opartych o stopę procentową na zawieranie transakcji spekulacyjnych, czyli takich, które miałyby na celu generowanie dodatkowych zysków wynikających ze zmian poziomu stóp procentowych, jednocześnie narażając Grupę na ryzyko poniesienia ewentualnej straty z tego tytułu.

Obligacje wyemitowane na kwotę 1,4 mld PLN w ramach Programu emisji obligacji na kwotę 5 mld PLN są obligacjami oprocentowanymi według zmiennej stopy procentowej w PLN. Płatności z tytułu tych obligacji są zabezpieczone za pomocą kontraktów IRS.

Grupa posiada również zaciągnięte finansowanie w formie kredytu długoterminowego w wysokości 878 mln PLN w ramach Umów Kredytowych zawartych odpowiednio w dniu 17 grudnia 2014 roku i 4 grudnia 2015 roku z BGK oraz Umowy Kredytowej z EBOR zawartej 7 czerwca 2017 roku, powyżej opisane kredyty są instrumentami oprocentowanymi według zmiennej stopy procentowej w PLN. Płatności z tytułu niniejszych kredytów są zabezpieczone za pomocą kontraktów IRS.

W przypadku instrumentów warunkowych (DCS oraz SWAPów towarowych i inflacyjnych) wartość ekspozycji na ryzyko procentowe stanowią ich wartości bilansowe.

Ekspozycja Grupy Kapitałowej PGE na ryzyko stopy procentowej oraz koncentrację tego ryzyka w podziale na waluty:

		Rodzaj oprocentowania	Stan na dzień 31 grudnia 2024	Stan na dzień 31 grudnia 2023
Instrumenty pochodne – aktywa, narażone na ryzyko stopy procentowej	PLN	Stałe	-	-
		Zmienne	354	206
	Inne waluty	Stałe	-	-
		Zmienne	91	157
Lokaty, środki pieniężne, papiery dłużne, leasing	PLN	Stałe	3.306	4.980
		Zmienne	25	5
	Inne waluty	Stałe	1.319	1.292
		Zmienne	-	-
Instrumenty pochodne – zobowiązania, narażone na ryzyko stopy procentowej	PLN	Stałe	-	-
		Zmienne	(258)	(410)
	Inne waluty	Stałe	-	-
		Zmienne	(1.033)	(1.623)
Kredyty, pożyczki i wyemitowane obligacje, leasing	PLN	Stałe	(5.815)	(5.886)
		Zmienne	(8.659)	(8.252)
	Inne waluty	Stałe	(597)	(608)
		Zmienne	(130)	(151)
Ekspozycja netto	PLN	Stałe	(2.509)	(906)
		Zmienne	(8.538)	(8.451)
	Inne waluty	Stałe	722	684
		Zmienne	(1.072)	(1.617)

Oprocentowanie instrumentów finansowych o zmiennym oprocentowaniu jest aktualizowane w okresach krótszych niż rok. Odsetki od instrumentów finansowych o stałym oprocentowaniu są stałe przez cały okres do upływu terminu zapadalności/wymagalności tych instrumentów.

25.1.3 Ryzyko walutowe

Ryzyko walutowe jest związane z możliwością zmiany wyniku finansowego wskutek zmian kursów walutowych.

Poniżej przedstawiono główne źródła ekspozycji na ryzyko walutowe Grupy Kapitałowej PGE:

- wydatki inwestycyjne denominowane/indeksowane do kursów walut obcych;
- zadłużenie denominowane w walutach obcych;
- sprzedaż i zakup energii elektrycznej denominowana w walutach obcych (jeżeli występuje);
- opłaty denominowane/indeksowane do kursów walut obcych z tytułu zakupu mocy przesyłowych (jeżeli występują);
- transakcje zakupu i sprzedaży uprawnień do emisji CO₂ i gazu oraz transakcje zakupu węgla kamiennego oraz innych paliw denominowane/indeksowane do kursów walut obcych;
- wydatki związane z bieżącą eksploatacją środków produkcji denominowane/indeksowane do kursów walut obcych;
- aktywa finansowe o charakterze lokacyjnym denominowane w walutach obcych;
- pozostałe operacyjne przepływy denominowane lub indeksowane do walut obcych.

Grupa kontroluje ryzyko walutowe poprzez system limitów odnoszących się do maksymalnej potencjalnej straty z tytułu zmian kursów walutowych w odniesieniu do skonsolidowanej ekspozycji na ryzyko walutowe spółek z Grupy. Miara ryzyka walutowego oparta jest na metodyce wielkości zagrożonej rozumianej jako iloczyn bezwzględnej wielkości pozycji walutowej netto oraz wartości potencjalnej zmiany kursu walutowego.

Ponadto GK PGE określa strategię zabezpieczenia w odniesieniu do skonsolidowanej ekspozycji na ryzyko walutowe Grupy, poprzez współczynniki zabezpieczeń podlegające akceptacji Komitetu Ryzyka i Zarządu Spółki. Realizacja strategii zabezpieczenia oraz poziom ryzyka walutowego podlegają monitorowaniu i są regularnie raportowane do Komitetu Ryzyka.

Spółki z GK PGE zawierają transakcje pochodne w zakresie instrumentów opartych o walutę wyłącznie w celu zabezpieczenia zidentyfikowanej ekspozycji na ryzyko.

Regulacje obowiązujące w Grupie Kapitałowej PGE nie pozwalają w zakresie transakcji pochodnych opartych o walutę na zawieranie transakcji spekulacyjnych, czyli takich, które miałyby na celu generowanie dodatkowych zysków wynikających ze zmiany kursów walutowych, jednocześnie narażając Grupę na ryzyko poniesienia ewentualnej straty z tego tytułu.

W związku z przyjętą strategią zarządzania ryzykiem walutowym opartą na minimalizacji i zabezpieczeniu ekspozycji na ryzyko walutowe koszt obsługi zobowiązań w walutach obcych, w średnim i długim terminie, w warunkach eskalacji ryzyk związanych z agresją Rosji w Ukrainie, nie uległ istotnej zmianie, w wyniku działań zabezpieczających, realizowanych zgodnie z wcześniej przyjętymi strategiami zabezpieczenia.

Ekspozycja Grupy na ryzyko walutowe w podziale na poszczególne klasy instrumentów finansowych

	Łączna wartość w sprawozdaniu w PLN	POZYCJA WALUTOWA NA DZIEŃ 31 GRUDNIA 2024					
		EUR		DKK		USD	
		waluta	PLN	waluta	PLN	waluta	PLN
Należności z tytułu dostaw i usług i pozostałe należności finansowe	8.220	43	184	-	-	-	-
Środki pieniężne i ich ekwiwalenty	4.363	297	1.268	89	51	-	-
Instrumenty pochodne, w tym:	479	388	1.658	-	-	57	234
<i>Wyceniane w wartości godziwej przez wynik finansowy</i>	45	-	-	-	-	57	234
<i>Instrumenty zabezpieczające</i>	400	388	1.658	-	-	-	-
<i>Pozostałe aktywa wyceniane w wartości godziwej przez wynik</i>	34	-	-	-	-	-	-
AKTYWA FINANSOWE		728	3.110	89	51	57	234
Kredyty bankowe, pożyczki, obligacje i leasing	13.192	140	597	-	-	32	130
Zobowiązania z tytułu dostaw i usług oraz pozostałe zobowiązania finansowe wyceniane według zamortyzowanego kosztu	8.377	38	164	-	-	33	134
Instrumenty pochodne, w tym:	1.291	4.482	19.148	-	-	67	275
<i>Wyceniane w wartości godziwej przez wynik finansowy</i>	233	34	145	-	-	67	275
<i>Instrumenty zabezpieczające</i>	1.058	4.448	19.003	-	-	-	-
ZOBOWIĄZANIA FINANSOWE		4.660	19.909	-	-	132	539

Wartość księgową instrumentów pochodnych stanowi wycena do wartości godziwej. Wartość ekspozycji na ryzyko walutowe dla instrumentów pochodnych (forward) stanowi ich wartość nominalną w walucie. Wartość ekspozycji na ryzyko walutowe dla instrumentów pochodnych CCIRS stanowi wartość w walucie zdyskontowanych przepływów pieniężnych nogi walutowej.

	Łączna wartość w sprawozdaniu w PLN	POZYCJA WALUTOWA NA DZIEŃ 31 GRUDNIA 2023					
		EUR		DKK		USD	
		waluta	PLN	waluta	PLN	waluta	PLN
Należności z tytułu dostaw i usług i pozostałe należności finansowe:	10.770	184	802	-	-	-	-
Środki pieniężne i ich ekwiwalenty	6.033	283	1.229	108	63	-	-
Instrumenty pochodne, w tym:	394	478	2.078	-	-	355	1.396
Wyceniane w wartości godziwej przez wynik finansowy	159	-	-	-	-	355	1.396
Instrumenty zabezpieczające	204	478	2.078	-	-	-	-
Pozostałe aktywa wyceniane w wartości godziwej przez wynik	31	-	-	-	-	-	-
AKTYWA FINANSOWE		945	4.109	108	63	355	1.396
Kredyty bankowe, pożyczki, obligacje i leasing	14.897	140	608	-	-	38	151
Zobowiązania z tytułu dostaw i usług oraz pozostałe zobowiązania finansowe wyceniane według zamortyzowanego kosztu	8.133	64	278	-	-	-	-
Instrumenty pochodne, w tym:	2.033	5.231	22.745	-	-	782	3.076
Wyceniane w wartości godziwej przez wynik finansowy	468	47	205	-	-	782	3.076
Instrumenty zabezpieczające	1.565	5.184	22.540	-	-	-	-
ZOBOWIĄZANIA FINANSOWE		5.435	23.631	-	-	820	3.227

Wartość księgową instrumentów pochodnych stanowi wycena do wartości godziwej. Wartość ekspozycji na ryzyko walutowe dla instrumentów pochodnych (forward) stanowi ich wartość nominalną w walucie. Wartość ekspozycji na ryzyko walutowe dla instrumentów pochodnych CCIRS stanowi wartość w walucie zdyskontowanych przepływów pieniężnych nogi walutowej.

25.2 Ryzyko płynności

Ryzyko płynności finansowej dotyczy sytuacji, w której podmiot nie może wykonać swoich zobowiązań (krótko- lub długoterminowych) płatniczych w dacie ich wymagalności.

Głównym celem zarządzania płynnością finansową w Grupie jest zapewnienie i utrzymanie zdolności spółek do wywiązywania się zarówno z bieżących jak i przyszłych zobowiązań finansowych, z uwzględnieniem kosztów i możliwości ich pozyskania.

Zarządzanie ryzykiem płynności Grupy polega m.in. na planowaniu i monitorowaniu przepływów pieniężnych w krótkim i długim okresie w zakresie prowadzonej działalności operacyjnej, inwestycyjnej i finansowej oraz na podejmowaniu działań mających na celu zapewnienie środków na prowadzenie działalności Grupy Kapitałowej PGE przy jednoczesnym minimalizowaniu kosztów tych działań.

Okresowe planowanie i monitorowanie płynności GK PGE pozwala zabezpieczyć środki na pokrycie ewentualnej luki płynnościowej, zarówno poprzez alokację środków pomiędzy spółkami z Grupy (cash pooling), jak również z wykorzystaniem finansowania zewnętrznego, w tym kredytów w rachunkach bieżących oraz kredytów obrotowych.

Zarządzanie ryzykiem płynności w długim horyzoncie czasowym pozwala na określenie zdolności Grupy do zadłużania się i wspiera decyzje dotyczące finansowania długoterminowych inwestycji.

W Grupie Kapitałowej PGE obowiązuje centralny model finansowania, zgodnie z którym co do zasady umowy finansowania zewnętrznego zawierane są przez PGE S.A. Spółki zależne w Grupie Kapitałowej PGE korzystają z różnych źródeł finansowania wewnątrzgrupowego takich jak: pożyczki, obligacje czy umowy konsolidacji rachunków bankowych oraz umowy zarządzania środkami pieniężnymi w grupie rachunków (cash pooling rzeczywisty).

Grupa korzysta z wielu źródeł finansowania, takich jak: kredyty w rachunku bieżącym, kredyty obrotowe i terminowe, pożyczki inwestycyjne, emisje obligacji krajowych i euroobligacji oraz faktoring (odwrotny i pełny).

Poniżej podmioty realizujące dla Grupy obsługę faktoringu zobowiązań na 31 grudnia 2024 roku:

Faktor	Limit w mln PLN Na 31.12.2024	Limit w mln PLN Na 31.12.2023	Okres obowiązywania limitu
Santander Factoring (Agent), w tym:	1.056	1.056	
Santander Factoring	576	576	lipiec 2025
BGK	300	300	lipiec 2025
Credit Agricole	80	80	lipiec 2025
Caixa	100	100	lipiec 2025
Citi Bank Handlowy	600	400	marzec 2025
PKO Faktoring	100	100	wrzesień 2024*
Pekao Faktoring	460	460	październik 2025
RAZEM	2.216	2.016	

* Na 31 grudnia 2024 okres obowiązywania limitu nie był przedłużony, jednak skutkowało to jedynie brakiem możliwości finansowania nowych faktur. 8 stycznia 2025 roku przedłożono limit do 31 października 2025 roku, a jego limit wzrósł do 284 mln PLN.

Termin płatności dla zobowiązań objętych faktoringiem w 2024 roku oraz 2023 roku wynosi 150 dni.

W ramach oceny swojej płynności Grupa monitoruje wykonanie wskaźnika zadłużenia netto/ EBITDA na poziomie gwarantującym utrzymanie ocen wiarygodności kredytowej (ratingów) na poziomie inwestycyjnym i w konsekwencji możliwość finansowania programu inwestycyjnego Grupy. Wskaźnik wyliczany jest na podstawie skonsolidowanych sprawozdań GK PGE. Wartość wskaźnika zadłużenia została przedstawiona w nocie 19 niniejszego sprawozdania finansowego.

Tabela poniżej przedstawia wymagalność zobowiązań finansowych Grupy na dni sprawozdawcze według daty wymagalności na podstawie umownych niezdyktowanych płatności.

W przypadku instrumentów pochodnych - towarowych, w tabeli pokazano przepływy netto – płatności zostały pomniejszone o wpływ z tytułu realizacji kontraktów.

STAN NA 31 GRUDNIA 2024	Wartość w sprawozdaniu	Razem płatności	Poniżej 3 miesiące	Od 3 do 12 miesiące	Od 1 roku do 5 lat	Powyżej 5 lat
Kredyty i pożyczki	9.638	13.044	2.098	879	5.000	5.067
Wyemitowane obligacje	2.007	2.445	-	118	2.327	-
Zobowiązania z tytułu dostaw i usług oraz pozostałe zobowiązania finansowe	8.377	8.377	6.816	1.354	200	7
Zobowiązania z tytułu leasingu	1.547	2.707	41	123	518	2.025
Instrumenty pochodne	1.062	2.372	59	306	1.296	711
RAZEM	22.631	28.945	9.014	2.780	9.341	7.810

STAN NA 31 GRUDNIA 2023	Wartość w sprawozdaniu	Razem płatności	Poniżej 3 miesiące	Od 3 do 12 miesiące	Od 1 roku do 5 lat	Powyżej 5 lat
Kredyty i pożyczki	11.394	14.388	3.933	854	3.931	5.670
Wyemitowane obligacje	2.017	2.574	-	118	820	1.636
Zobowiązania z tytułu dostaw i usług oraz pozostałe zobowiązania finansowe	8.133	8.133	6.314	1.292	515	12
Zobowiązania z tytułu leasingu	1.486	3.427	45	136	571	2.675
Instrumenty pochodne	1.890	3.742	943	2.542	168	89
RAZEM	24.920	32.264	11.235	4.942	6.005	10.082

25.3 Ryzyko kredytowe

Ryzyko kredytowe jest związane z potencjalnym zdarzeniem kredytowym, które może mieć formę niewypłacalności kontrahenta, jedynie częściowej spłaty należności, istotnego opóźnienia w spłacie należności lub innego odstąpienia od warunków kontraktowych (w tym w szczególności braku realizacji dostawy i odbioru uzgodnionego towaru zgodnie z zawartą umową i ewentualnego braku płatności odszkodowań i kar umownych).

Spółki Grupy Kapitałowej PGE narażone są na ryzyko kredytowe powstające w obszarze:

- podstawowej działalności spółek - źródłem ryzyka kredytowego są m.in. transakcje zakupu i sprzedaży energii elektrycznej oraz ciepłej, transakcje zakupu i sprzedaży praw majątkowych do świadectw pochodzenia energii elektrycznej oraz uprawnień do emisji CO₂, transakcje zakupu i sprzedaży paliw itp. Dotyczy to między innymi możliwości braku dokonania płatności przez kontrahentów i odbiorców Grupy w terminach wymagalności lub braku realizacji ich zobowiązań dostawy w stosunku do spółki GK PGE, jeżeli wartość godziwa transakcji jest dodatnia z punktu widzenia Grupy;
- działalności inwestycyjnej spółek - ryzyko kredytowe generowane jest przez transakcje wynikające z realizacji projektów inwestycyjnych, których powodzenie jest uzależnione od pozycji finansowej dostawców Grupy;
- lokowania wolnych środków pieniężnych spółek - ryzyko kredytowe powstaje na skutek lokowania wolnych środków pieniężnych przez spółki Grupy w instrumenty finansowe obciążone ryzykiem kredytowym tj. inne instrumenty finansowe niż emitowane przez Skarb Państwa.

Do monitorowania ryzyka kredytowego w działalności operacyjnej najistotniejsze handlowo Spółki Grupy wykorzystują metodę wewnętrznych ratingów stosując modele ratingowe wdrożone przy udziale zewnętrznego dostawcy.

W GK PGE nie występuje koncentracja ryzyka kredytowego związana z należnościami z tytułu dostaw i usług. Udział trzech największych kontrahentów wyniósł około 10% salda należności z tytułu dostaw i usług.

Wartość księgowa aktywów finansowych narażonych na ryzyko kredytowe przedstawia się następująco.

	Rok zakończony 31 grudnia 2024	Rok zakończony 31 grudnia 2023
Należności z tytułu dostaw i usług i pozostałe należności finansowe	8.220	10.770
Środki pieniężne i ich ekwiwalenty	4.363	6.033
Instrumenty pochodne - aktywa	479	394
AKTYWA FINANSOWE NARAŻONE NA RYZYKO KREDYTOWE	13.062	17.197

25.3.1 Należności z tytułu dostaw i usług. Pozostałe pożyczki i należności finansowe

ISTOTNE ZASADY RACHUNKOWOŚCI

Należności finansowe

Należności finansowe, w tym należności z tytułu dostaw i usług, wycenia się na dzień ich powstania w wartości godziwej, a następnie według zamortyzowanego kosztu przy zastosowaniu efektywnej stopy procentowej z uwzględnieniem odpisów z tytułu oczekiwanej straty kredytowej.

Grupa stosuje uproszczone metody wyceny należności wycenianych według zamortyzowanego kosztu jeżeli nie powoduje to zniekształcenia informacji zawartych w sprawozdaniu z sytuacji finansowej w szczególności w przypadku, gdy okres do momentu spłaty należności nie jest długi.

Grupa nie monitoruje zmian poziomu ryzyka kredytowego w trakcie życia instrumentu. Oczekiwana strata kredytowa szacowana jest do terminu zapadalności instrumentu.

Spółki stosują następujące zasady szacowania i ujmowania odpisów z tytułu utraty wartości należności finansowych:

- dla należności od istotnych klientów, którzy objęci są procedurą oceny ryzyka kredytowego, Spółki szacują oczekiwane straty kredytowe w oparciu o model służący do oceny tego ryzyka bazujący na ratingach przypisanych poszczególnym kontrahentom; ratingom przypisywane jest prawdopodobieństwo upadłości, które jest korygowane o wpływ CDS (credit default swap);
- dla należności od klientów masowych lub nieobjętych procedurą oceny ryzyka kredytowego Spółki szacują oczekiwane straty kredytowe w oparciu o analizę prawdopodobieństwa poniesienia strat kredytowych w poszczególnych przedziałach wiekowania;
- w uzasadnionych przypadkach Spółki mogą oszacować wartość odpisu indywidualnie.

Odpisy aktualizujące wartość należności zalicza się odpowiednio do pozostałych kosztów operacyjnych lub do kosztów finansowych. Należności długoterminowe są wykazywane w wartości bieżącej (zdyskontowanej).

Wskaźniki przyjęte do oszacowania wartości oczekiwanych strat liczone według macierzy rezerw:

	31 grudnia 2024 roku		31 grudnia 2023 roku	
	Wartość odpisu	% odpisu	Wartość odpisu	% odpisu
Należności nieprzeterminowane	929	0,0 – 4,07/ 100	985	0,0 – 98,0/ 100
Przeterminowane <30 dni	8	0,0 – 7,2/ 100	5	0,0 – 1,1/ 100
Przeterminowane 30-90 dni	404	0,0 – 13,12/ 100	15	0,0 – 13,2/ 100
Przeterminowane 90-180 dni	76	100,0	41	100,0
Przeterminowane 180-360 dni	196	100,0	66	100,0
Przeterminowane >360 dni	1.038	100,0	1.122	100,0
RAZEM AKTYWA FINANSOWE	2.651		2.234	

Odpis dotyczy należności objętych odpisem wyliczonym wg macierzy oraz odpisem indywidualnym. Odpis indywidualny dotyczy głównie należności od PKP Cargo S.A., która objęta jest postępowaniem sanacyjnym. Należności sprzed wszczęcia postępowania sanacyjnego objęte są odpisem w wysokości 50% a należności z tytułu odsetek w wysokości 100%. Od momentu wszczęcia postępowania sanacyjnego PKP Cargo S.A. na bieżąco reguluje należności.

Wskaźniki przyjęte do oszacowania wartości oczekiwanych strat liczone według modelu dla kluczowych klientów:

Poziom ratingu	31 grudnia 2024 roku		31 grudnia 2023 roku	
	Wartość odpisu	% odpisu	Wartość odpisu	% odpisu
Najwyższy AAA do AA- wg S&P i Fitch oraz Aaa do Aa3 wg Moody's	-	-	-	-
Średniowysoki A+ do A- wg S&P i Fitch oraz A1 do A3 wg Moody's	<1	0,01 - 0,02	-	-
Średni BBB+ do BBB- wg S&P i Fitch oraz Baa1 do Baa3 wg Moody's	<1	0,05 – 0,11	<1	100,0
RAZEM AKTYWA FINANSOWE	<1		<1	

Należności z tytułu dostaw i usług mają zazwyczaj 14 - 21 dniowe terminy płatności. W 2024 roku Grupa oczekiwała średnio na spłatę należności 40 dni. Należności z tytułu dostaw i usług dotyczą głównie należności z tytułu sprzedanej energii i usług dystrybucji. W ocenie kierownictwa Grupy Kapitałowej PGE brak jest dodatkowych ryzyk braku spłaty należności, ponad poziom określony odpisem aktualizującym.

Grupa ogranicza i kontroluje ryzyko kredytowe związane z transakcjami handlowymi zgodnie z jednolitymi zasadami zarządzania ryzykiem kredytowym, wdrożonymi we wszystkich istotnych spółkach Grupy Kapitałowej PGE. W przypadku transakcji handlowych, które ze względu na wysoką wartość mogą generować znaczące straty w wyniku niewywiązania się kontrahenta z umowy, przed zawarciem transakcji przeprowadzana jest ocena kontrahenta uwzględniająca analizę finansową, historię kredytową kontrahenta i inne czynniki. Na podstawie oceny GK PGE nadaje wewnętrzny rating lub korzysta z ratingu nadanego przez niezależną renomowaną agencję ratingową. Na podstawie ratingu wyznaczany jest limit dla kontrahenta. Zawieranie kontraktów, które powodowałyby wzrost ekspozycji powyżej limitów, co do zasady wymaga ustanowienia zabezpieczenia zgodnego z obowiązującymi w Grupie Kapitałowej PGE zasadami zarządzania ryzykiem kredytowym. Poziom wykorzystania limitów jest regularnie monitorowany i raportowany, a w przypadku pojawienia się istotnych przekroczeń, jednostki odpowiedzialne za zarządzanie ryzykiem kontrahenta zobowiązane są do podjęcia działań zmierzających do ich zlikwidowania. Grupa Kapitałowa PGE na bieżąco monitoruje płatność należności oraz stosuje wczesną windykację, przy uwzględnieniu terminów wynikających z prawa energetycznego i wysokiego poziomu spłaty należności o krótkim terminie przeterminowania. Współpracuje także z wywiadowcami gospodarczymi i firmami windykacyjnymi.

W ujęciu geograficznym ryzyko kredytowe dotyczące należności z tytułu dostaw i usług prezentuje poniższa tabela:

	31 grudnia 2024 roku		31 grudnia 2023 roku	
	Saldo należności	Udział %	Saldo należności	Udział %
Polska	6.471	100%	6.735	100%
Niemcy	-	0%	1	0%
Francja	2	0%	-	-
RAZEM	6.473	100%	6.736	100%

Wiekowanie należności i odpisy aktualizujące

Na dzień 31 grudnia 2024 roku część aktywów finansowych była objęta odpisami aktualizującymi. Zmiana stanu odpisów aktualizujących dla tych klas instrumentów finansowych została zaprezentowana w poniższej tabeli:

2024 rok	Należności z tytułu dostaw i usług	Pozostałe należności finansowe	Obligacje	Razem aktywa finansowe
Odpis aktualizujący na dzień 1 stycznia	(488)	(885)	(861)	(2.234)
Wykorzystanie odpisów	27	14	-	41
Rozwiązanie odpisów	144	169	43	356
Utworzenie odpisów	(287)	(529)	-	(816)
Pozostałe zmiany	(5)	7	-	2
Odpis aktualizujący na dzień 31 grudnia	(609)	(1.224)	(818)	(2.651)
Wartość przed odpisem aktualizującym	7.082	2.971	818	10.871
Wartość pozycji netto (wartość księgowa)	6.473	1.747	-	8.220

Większość odpisów aktualizujących należności handlowe dotyczy segmentów Obrót oraz Energetyka Kolejowa. Łączna kwota odpisów aktualizujących należności handlowe spółek z tych segmentów wynosiła na dzień 31 grudnia 2024 roku 590 mln PLN a na dzień 31 grudnia 2023 roku wynosiła 475 mln PLN.

Odpisy aktualizujące wartość pozostałych należności finansowych dotyczą głównie kar naliczonych wykonawcy bloku 7 w Elektrowni Turów, które zostały objęte odpisem aktualizującym w pełnej wartości. W bieżącym okresie odpis z tego tytułu wyniósł 357 mln PLN. Jednocześnie ze względu na dokonanie potrącenia części wierzytelności z roszczeniem wykonawcy, odwrócono część odpisu aktualizującego w wysokości 135 mln PLN. Szerszy opis jest zawarty w nocie 27.3 niniejszego sprawozdania finansowego.

2023 rok	Należności z tytułu dostaw i usług	Pozostałe należności finansowe	Obligacje	Razem aktywa finansowe
Odpis aktualizujący na dzień 1 stycznia	(243)	(814)	(386)	(1.443)
Wykorzystanie odpisów	8	8	-	16
Rozwiązanie odpisów	99	48	-	147
Utworzenie odpisów	(162)	(108)	(475)	(745)
Zmiana składu GK	(222)	(16)	-	(238)
Pozostałe zmiany	32	(3)	-	29
Odpis aktualizujący na dzień 31 grudnia	(488)	(885)	(861)	(2.234)
Wartość przed odpisem aktualizującym	7.224	4.919	861	13.004
Wartość pozycji netto (wartość księgowa)	6.736	4.034	-	10.770

Poniżej przedstawiono analizę wiekowania należności z tytułu dostaw i usług oraz pozostałych pożyczek i należności, uwzględniającą odpisy z tytułu utraty wartości:

	31 grudnia 2024 roku			31 grudnia 2023 roku		
	Brutto	Odpisy aktualizujące	Wartość księgowa netto	Brutto	Odpisy aktualizujące	Wartość księgowa netto
Należności nieprzeterminowane	8.556	(929)	7.627	11.269	(985)	10.284
Przeterminowane <30 dni	370	(8)	362	350	(5)	345
Przeterminowane 30-90 dni	469	(404)	65	145	(15)	130
Przeterminowane 90-180 dni	115	(76)	39	41	(41)	-
Przeterminowane 180-360 dni	320	(196)	124	66	(66)	-
Przeterminowane >360 dni	1.041	(1.038)	3	1.133	(1.122)	11
Należności przeterminowane, razem	2.315	(1.722)	593	1.735	(1.249)	486
Razem aktywa finansowe	10.871	(2.651)	8.220	13.004	(2.234)	10.770

Na dzień 31 grudnia 2024 roku należności przeterminowane powyżej 90 dni, które nie zostały objęte odpisem aktualizującym stanowią należności handlowe w wysokości 147 mln PLN od Grupy PKP Cargo, która jest objęta postępowaniem sanacyjnym.

Łączna wartość należności netto od GK PKP Cargo S.A. na 31 grudnia 2024 roku wynosi 204 mln PLN, zaś łączny utworzony odpis 149 mln PLN (121 mln PLN zostało utworzone w ciężar pozostałych kosztów operacyjnych a 28 mln PLN w koszty finansowe).

25.3.2 Lokaty, depozyty, środki pieniężne i ich ekwiwalenty

Grupa zarządza ryzykiem kredytowym związanym ze środkami pieniężnymi poprzez dywersyfikację banków, w których lokowane są nadwyżki środków pieniężnych. Wszystkie podmioty, z którymi Grupa Kapitałowa PGE zawiera transakcje depozytowe, działają w sektorze finansowym. Są to wyłącznie banki zarejestrowane w Polsce bądź działające w Polsce w formie oddziałów banków zagranicznych, posiadający rating na poziomie co najmniej inwestycyjnym, a także dysponujące odpowiednim wskaźnikiem wypłacalności i kapitałem własnym oraz silną i ustabilizowaną pozycją rynkową. Udział trzech głównych banków, w których GK PGE posiada największe salda środków pieniężnych na dzień 31 grudnia 2024 roku wynosił około 71% (72% w okresie porównawczym).

25.3.3 Instrumenty pochodne

Wszystkie podmioty, z którymi Grupa Kapitałowa PGE zawiera transakcje pochodne działają w sektorze finansowym. Są to banki i podmioty regulowane przez instytucje nadzoru finansowego, posiadające rating inwestycyjny, a także dysponujące odpowiednią wysokością kapitału własnego oraz silną i ustabilizowaną pozycją rynkową. Na dzień sprawozdawczy Grupa posiadała zawarte transakcje pochodne, szczegółowo opisane w nocie 24.1.2 niniejszego skonsolidowanego sprawozdania finansowego.

25.3.4 Udzielone gwarancje i poręczenia

Gwarancje i poręczenia udzielone przez spółki z Grupy Kapitałowej PGE zostały przedstawione w nocie 27 niniejszego skonsolidowanego sprawozdania finansowego.

25.4 Ryzyko klimatyczne

Grupa Kapitałowa PGE ma świadomość wpływu swojej działalności na klimat, jak również zagrożeń płynących ze zmian klimatycznych dla działalności Grupy. Ta współzależność generuje zarówno ryzyka jak i szanse rozwoju. Dlatego też zrozumiałe są oczekiwania interesariuszy w zakresie raportowania wpływu działalności na klimat jak również zależności od niego, uznając zarządzanie ryzykiem klimatycznym za kluczowy element zarządzania strategicznego, z bezpośrednim wpływem na aspekty finansowe.

Wykres: Wzajemne zależności między klimatem a działalnością Grupy PGE



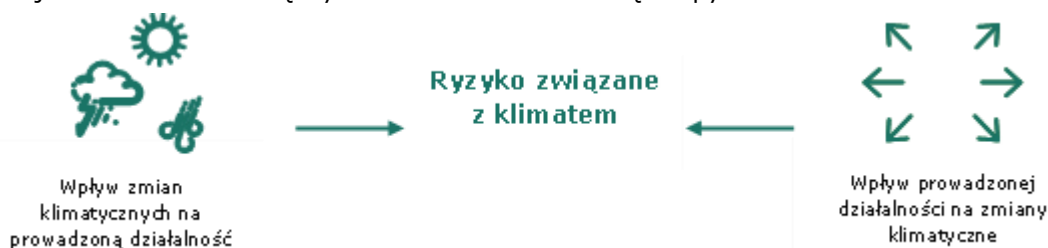
Grupa Kapitałowa PGE koncentruje się nie tylko na ryzykach, ale również na szansach, aby zapewnić odporność na zagrożenia oraz zwiększanie zrównoważonych przychodów GK PGE. Grupa Kapitałowa PGE podjęła szereg działań ukierunkowanych na osiągnięcie neutralności klimatycznej w 2050 roku.

Grupa zintensyfikowała także działania mające na celu spełnienie wymogów regulacyjnych, zarówno krajowych jak i europejskich. Za 2024 rok zostało przygotowane Oświadczenie dot. Zrównoważonego Rozwoju, którego formalną podstawą jest Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2022/2464 (Corporate Sustainability Reporting Directive, CSRD), Europejskie Standardy Sprawozdawczości w zakresie zrównoważonego rozwoju (ESRS) oraz Ustawa o Rachunkowości. Informacje dotyczące ujawnień ESRS ujęte są w ramach Sprawozdania Zarządu z działalności GK PGE. Ponadto Grupa Kapitałowa PGE jest zobligowana także do ujawnienia, w jakim stopniu jej działalność biznesową można uznać za zrównoważoną środowiskowo. Wymóg ten wynika z Rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2020/852 z dnia 18 czerwca 2020 roku w sprawie ustanowienia ram ułatwiających zrównoważone inwestycje, zmieniającego rozporządzenie (UE) 2019/2088 oraz z Rozporządzeń Delegowanych w sprawie ustanowienia ram ułatwiających zrównoważone inwestycje.

Zagadnienia związane z ryzykiem klimatycznym podlegają rygorom oraz wytycznym wynikającym z procesu zarządzania ryzykiem korporacyjnym. Organem odpowiadającym za nadzór nad procesem zarządzania ryzykiem korporacyjnym w Grupie PGE, w tym ryzyka klimatycznego jest Komitet Ryzyka, tak jak w przypadku ryzyk finansowych. Ustanowienie na najwyższym poziomie zarządczym Komitetu Ryzyka, raportującego bezpośrednio do Zarządu, zapewnia nadzór nad efektywnością zarządzania ryzykiem w Grupie. Takie umiejscowienie funkcji ryzyka pozwala na niezależną ocenę poszczególnych ryzyk, ich wpływu na Grupę PGE oraz ograniczanie i kontrolę istotnych ryzyk za pomocą dedykowanych instrumentów.

Ocena ryzyk klimatycznych i związanych z ochroną środowiska, realizowana jest na podstawie Procedury Ogólnej Korporacyjnego Zarządzania Ryzykiem. W Grupie PGE ryzyko związane z klimatem analizowane jest zarówno w kontekście wpływu zmian klimatycznych na prowadzony biznes, jak i wpływu biznesu na te zmiany. Identyfikacja i analiza ryzyka związanego z klimatem i ciągłe doskonalenie rozwiązań prośrodowiskowych, jak i narzędzi kontroli pozwala na skuteczne zarządzanie i minimalizację wpływu na klimat, przy jednoczesnej dbałości o wyniki finansowe Grupy PGE. Rozwiązania, jakie wypracowuje Grupa PGE mają na celu jej rozwój i zrównoważoną transformację zgodnie z wymogami klimatycznymi i dbałością o wszystkich interesariuszy.

Wykres: Wzajemne zależności między klimatem a działalnością Grupy PGE



Zagadnienia klimatyczne oceniane są w sposób centralny w PGE S.A. z uwzględnieniem wszystkich rodzajów działalności Grupy Kapitałowej i jednostek wchodzących w jej skład. Oznacza to, że podawany wynik oceny jest wspólny, na poziomie GK PGE.

Podejście do zagadnienia ryzyka klimatycznych inspirowane jest rekomendacjami Task Force on Climate-related Financial Disclosures (TCFD), jednakże przyjęta metoda dotycząca inwentaryzacji i oceny ryzyk, jest wewnętrzną koncepcją PGE.

W 2024 roku Grupa PGE po raz kolejny wzięła udział w międzynarodowym badaniu dot. wpływu firmy na środowisko tj. Carbon Disclosure Project - CDP (<https://www.cdp.net/en>). Grupa odpowiedziała na zapytania globalnych inwestorów z zakresu wpływu swojej działalności na klimat, zasoby wodne i leśne oraz przeanalizowała zarówno ryzyka, jak i szanse z nim związane.

Istnieje współzależność między ryzykiem i możliwościami związanymi z klimatem dla biznesu. Na każdą działalność gospodarczą oddziałują dwa typy ryzyk klimatycznych:

- ryzyka fizyczne, związane z fizycznymi skutkami zmian klimatu tj. realnymi zagrożeniami w postaci ekstremalnych zjawisk pogodowych, suszy, powodzi,
- ryzyka związane z transformacją (tzw. transformacyjne/ przejścia) w kierunku gospodarki niskoemisyjnej i odpornej na zmiany klimatu i dotyczą spełnienia wymogów prawnych, wdrożenia nowych technologii czy też wpływu na reputację firmy.

Zmieniający się klimat oraz czynności na rzecz przeciwdziałania zmianom klimatycznym, zmierzające do ich mitygacji i przystosowania do ich skutków, dostarczają jednocześnie nowych możliwości i szans na rozwój działalności. Dlatego też GK PGE koncentruje się nie tylko na ryzykach, ale również na szansach, aby zapewnić sobie odporność na zagrożenia oraz zwiększanie zrównoważonych zysków.

Tabela: Szanse związane z klimatem w Grupie PGE

Obszar	Przykład
Efektywne gospodarowanie zasobami	Praca nad rozwiązaniami w zakresie zagospodarowania odpadów i odzysku wartościowych produktów z łopat turbin wiatrowych.
Nowe źródła energii	Inwestycje w: morskie i lądowe farmy wiatrowe, farmy fotowoltaiczne, budowę bezemisyjnych hybrydowych magazynów energii elektrycznej.
Nowe produkty	Rozbudowa portfolio produktowego o inicjatywy PRO EKO - produkty wpisujące się w niskoemisyjne systemy ogrzewania, Rozwój produktów/ofert promujących działania niskoemisyjne, Podążanie za zmianami preferencji konsumentów, Rozwój rozwiązań ubezpieczeniowych MFW.

Tabela: Zagrożenia związane z klimatem w Grupie PGE

Obszar	Przykład
Działalność operacyjna	Ekstremalne zjawiska pogodowe lub zmiany warunków klimatycznych, mogące negatywnie wpłynąć na majątek i działalność operacyjną GK PGE.
Emisje CO ₂	Rosnące koszty uprawnień do emisji CO ₂ , co może negatywnie wpłynąć na rentowność jednostek wytwórczych i skrajnie doprowadzić do wstrzymania produkcji w tych jednostkach ze względów ekonomicznych.
Inwestycje	Niewypełnienie przez Grupę PGE zobowiązań inwestycyjnych, mających na celu zieloną transformację na poziomie unijnym, krajowym i własnych celów strategicznych.
Pozyskiwanie funduszy pomocowych i zachęt inwestycyjnych w regulacjach krajowych	Zwiększenie wpływu wymogów klimatycznych, mających znaczenie przy przyznawaniu funduszy pomocowych i zachęt inwestycyjnych w regulacjach krajowych.
Regulacje międzynarodowe	Prawodawstwo UE w zakresie polityki energetyczno-klimatycznej, w szczególności w ramach wdrożonego pakietu Fit for 55.

Każdy opisany wyżej obszar ryzyka klimatu jest oceniany w perspektywie krótkoterminowej, średnioterminowej oraz długoterminowej. Przyjęte horyzonty czasowe wynikają z analogii do realizowanych badań zewnętrznych.

OCENA WPŁYWU FIZYCZNYCH RYZYK KLIMATYCZNYCH NA DZIAŁALNOŚĆ

Globalne ocieplenie, zmieniające się wzorce opadów, podnoszący się poziom mórz oraz ekstremalne zjawiska pogodowe coraz częściej stanowią poważne wyzwanie dla odporności systemów elektroenergetycznych, zwiększając prawdopodobieństwo zakłóceń. Zmiany klimatyczne wpływają bezpośrednio na każdy segment systemu elektroenergetycznego: zarówno potencjał i wydajność wytwarzania, zapotrzebowanie na ogrzewanie i chłodzenie, odporność sieci przesyłowych i dystrybucyjnych a także wzorce popytu.

Grupa PGE mając świadomość zagrożeń płynących ze zmian klimatycznych, w ramach pierwszego etapu procesu zarządzania ryzykiem klimatycznym, w 2024 roku po raz kolejny przeprowadziła ocenę kluczowych klimatycznych ryzyk fizycznych (materialnych) – mogących mieć negatywny wpływ na prowadzoną działalność, wspierając adaptację do zmian klimatu oraz zwiększając odporność na zagrożenia klimatyczne. Ocenie podlegały czynniki klimatyczne w postaci przede wszystkim temperatury, opadu oraz wiatru i badany był ich negatywny wpływ na kluczowe działalności w Grupie.

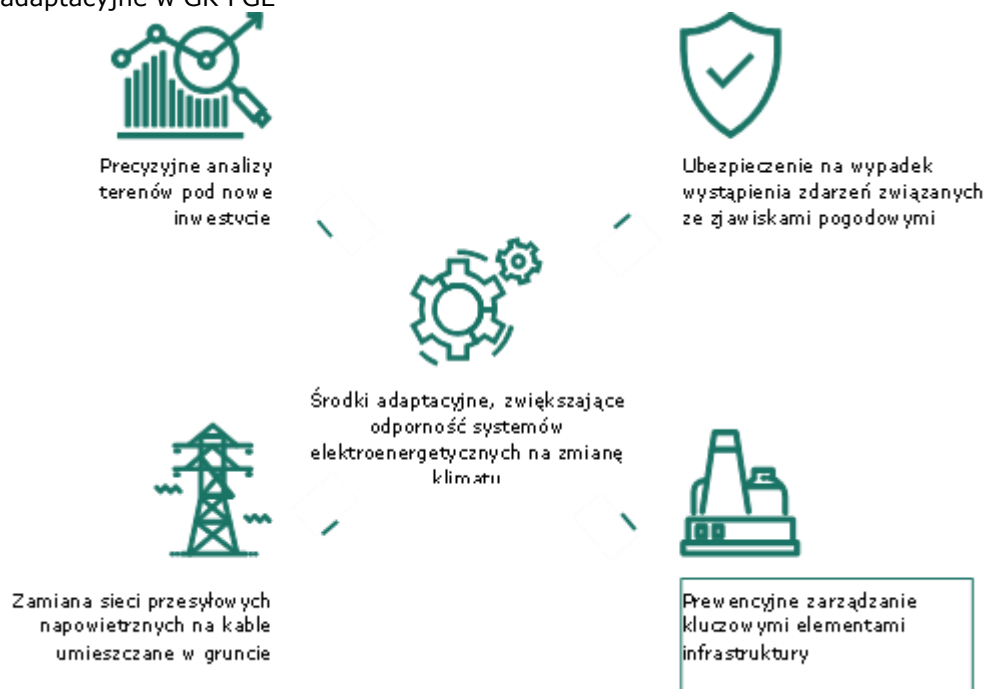
Ocena ryzyka związanego z klimatycznymi zagrożeniami fizycznymi w GK PGE w 2024 roku została przeprowadzona w perspektywie bieżącej oraz długoterminowej, przy zastosowaniu modeli naukowych opisujących możliwe scenariusze klimatyczne.

Tabela: Scenariusze klimatyczne

Scenariusz	Rodzaj scenariusza	Założenia	Wzrost temperatury globalnej	Wpływ ryzyka
RCP 4.5	optymistyczny	wprowadzanie nowych technologii w celu uzyskania wyższej niż obecnie redukcji emisji gazów cieplarnianych	2,5°C	niski/średni
RCP 8.5	pesymistyczny	utrzymanie aktualnego tempa wzrostu emisji gazów cieplarnianych, w formule „business as usual”	4,5°C	niski/średni

Przeprowadzona ocena wykazała niski bądź średni wpływ ryzyk związanych z klimatycznymi zagrożeniami fizycznymi na kluczowe działalności w Grupie w 2024 roku. Istotną rolę w procesie oceny ma m.in. wdrożenie środków adaptacyjnych opracowanych w GK PGE.

Wykres: Środki adaptacyjne w GK PGE



WPLYW TRANSFORMACYJNYCH RYZYK KLIMATYCZNYCH NA DZIAŁALNOŚĆ

Transformacyjne ryzyka klimatyczne w Grupie Kapitałowej PGE dotyczą przede wszystkim obszarów wpływających na transformację w kierunku osiągnięcia planowanej do roku 2050 neutralności klimatycznej tj. m.in.: wymagań i regulacji dotyczących istniejących produktów i usług (obszar: polityki i prawa), zastępowania istniejących produktów i usług ich nisko- i zeroemisyjnymi odpowiednikami (obszar: technologii) oraz obaw interesariuszy / negatywnych opinii (obszar: reputacji). Przykłady ryzyk z ww. obszarów zostały wymienione poniżej, w podziale na kategorie:

Polityka i prawo

Regulacje klimatyczne mają bezpośredni wpływ na przedsiębiorstwa energetyczne. Spółki GK PGE, podobnie jak inne podmioty sektora energetycznego, narażone są na ryzyka i zagrożenia wynikające z charakteru ich działalności oraz funkcjonowania w specyficznym otoczeniu rynkowym i regulacyjno-prawnym. Grupa działa w otoczeniu, które charakteryzuje się znacznym wpływem regulacji krajowych i zagranicznych. Ryzyko aktualnych regulacji jest szczególnie istotne w kontekście pozyskiwania kapitału, dotacji i wsparcia z funduszy pomocowych.

Grupa PGE podejmuje szereg działań związanych z monitorowaniem dostępnych źródeł wsparcia, rzetelnym przygotowaniem dokumentacji aplikacyjnej oraz poszukiwaniem się eksperckim know-how. GK PGE ma duże doświadczenie w pozyskiwaniu preferencyjnego wsparcia, dysponuje wiedzą i kadrami, która pozwala na powodzenie realizować ten proces.

Powstające regulacje

Powstające regulacje są ważne z punktu widzenia realizacji strategii i wspierania efektywnego przejścia na technologie nisko- i zeroemisyjne. Grupa dąży do pełnego wykorzystania dostępnych opcji finansowania dla zielonych inwestycji. Pojawiające się zmiany regulacyjne, takie jak wsparcie infrastruktury UE w celu pobudzenia zrównoważonych inwestycji, uwzględnienie braku finansowania, kary za transakcje negatywne dla klimatu, mogą rodzić istotne ryzyka. Zmiany te będą miały wpływ na ryzyko kredytowe i mogą wpływać na przepływy finansowe generowane przez aktywa należące do GK PGE a tym samym wpływać na ich wartość dochodową.

Ryzyko rosnących kosztów uprawnień do emisji gazów cieplarnianych, w tym obniżenie limitu przydziałów bezpłatnych uprawnień do emisji dla ciepłownictwa, skutkuje bezpośrednio zmniejszeniem zdolności do finansowania inwestycji nisko- i zeroemisyjnych.

Grupa inwestuje w modernizację aktywów i inwestycje rozwojowe, obejmujące optymalizację procesów spalania i wprowadzanie rozwiązań mających na celu poprawę sprawności wytwarzania, wyższą efektywność zużycia paliw i surowców oraz ograniczenie energochłonności procesów wytwórczych i potrzeb wewnętrznych.

Technologia

Trwałe zmniejszenie intensywności emisji ma być osiągnięte w GK PGE poprzez zmianę technologii wytwarzania, inwestycje w nowe technologie, rozbudowę portfela odnawialnych źródeł energii, rozwój gospodarki cyrkulacyjnej oraz umożliwienie klientom udziału w transformacji energetycznej. Ryzyko technologiczne obejmuje również wybór optymalnych i efektywnych nowych technologii oraz wykorzystanie potencjału przez Grupę.

Reputacja

Ryzyko reputacji w przypadku Grupy PGE jest bardzo ważne, ponieważ sektor energetyczny odgrywa kluczową rolę we wspieraniu efektywnego przejścia na gospodarkę niskoemisyjną, a docelowo zeroemisyjną. Grupa koncentruje się na zmniejszeniu swojego wpływu na środowisko naturalne. Trwałe zmniejszenie intensywności emisji ma zostać osiągnięte dzięki zmianie technologii wytwarzania, rozbudowie portfela odnawialnych źródeł energii oraz umożliwieniu klientom udziału w transformacji energetycznej poprzez oferowanie im atrakcyjnych produktów. Brak należytego zwracania uwagi na gospodarkę zero i niskoemisyjną oraz kwestie ESG może powodować problemy z dostępem do kapitału.

25.5 Ryzyko rynkowe (finansowe) - analiza wrażliwości

Grupa Kapitałowa PGE narażona jest głównie na ryzyko zmian kursów walutowych EUR/PLN oraz na ryzyko zmian referencyjnych stóp procentowych PLN, EUR. Posiada również pozycje narażone na ryzyko stopy procentowej w USD, EUR oraz walutowe w EUR, USD i DKK, których skala jest mniejsza i tym samym ryzyko z nimi związane dla Grupy jest niskie. Na potrzeby analizy wrażliwości na zmiany czynników ryzyka rynkowego Grupa Kapitałowa PGE wykorzystuje metodę analizy scenariuszowej, tj. scenariusze eksperckie odzwierciedlające subiektywną ocenę odnośnie kształtowania się czynników ryzyka rynkowego w przyszłości.

Prezentowane w niniejszym punkcie analizy scenariuszowe mają na celu analizę wpływu zmian czynników ryzyka rynkowego na skonsolidowane wyniki finansowe. W zakresie ryzyka stopy procentowej i ryzyka walutowego przedmiotem analizy są objęte wyłącznie te pozycje, które spełniają definicję instrumentów finansowych.

W analizie wrażliwości na ryzyko stopy procentowej Grupa stosuje równoległe przesunięcie krzywej stóp procentowych o potencjalną możliwą zmianę referencyjnych stóp procentowych w trakcie najbliższego roku.

W przypadku analizy wrażliwości na zmiany stóp procentowych efekt zmian czynników ryzyka zostałyby odniesiony w skonsolidowanym sprawozdaniu z całkowitych dochodów do pozycji przychodów/kosztów odsetkowych lub do pozycji aktualizacja wartości instrumentów finansowych wycenianych do wartości godziwej.

W kolejnych tabelach przedstawiono analizę wrażliwości dla każdego rodzaju ryzyka rynkowego, na które GK PGE jest narażona na dzień sprawozdawczy, pokazując jaki wpływ na wynik finansowy brutto miałyby potencjalnie możliwe zmiany poszczególnych czynników ryzyka według klas aktywów i zobowiązań finansowych.

Wartość ekspozycji na ryzyko walutowe dla instrumentów pochodnych (forward) stanowi ich wartość nominalną wraz z naliczonymi do dnia sprawozdawczego odsetkami, przeliczona na PLN według kursu zamknięcia na dzień 31 grudnia 2024 roku oraz odpowiednio na dzień 31 grudnia 2023 roku, bez uwzględnienia dyskonta. Z kolei wartość księgową tych instrumentów pochodnych stanowi wycena do wartości godziwej.

Analiza wrażliwości na ryzyko walutowe

Poniższa tabela przedstawia wrażliwość instrumentów finansowych na racjonalnie możliwe do zaistnienia zmiany kursów walutowych, przy niezmiennych pozostałych czynnikach ryzyka.

KLASY INSTRUMENTÓW FINANSOWYCH	Wartość w sprawozdaniu w PLN	ANALIZA WRAŻLIWOŚCI NA RYZYKO WALUTOWE NA 31 GRUDNIA 2024 ROKU						
		Wartość narażona na ryzyko	EUR/PLN		DKK/PLN		USD/PLN	
			wpływ na wynik finansowy/kapitał		wpływ na wynik finansowy/kapitał		wpływ na wynik finansowy/kapitał	
			+10%	-10%	+10%	-10%	+10%	-10%
Należności z tytułu dostaw i usług i pozostałe należności finansowe	8.220	184	18	(18)	-	-	-	-
Środki pieniężne i ich ekwiwalenty	4.363	1.319	127	(127)	5	(5)	-	-
Instrumenty pochodne wyceniane w wartości godziwej	45	234	-	-	-	-	18	(18)
Instrumenty pochodne zabezpieczające	400	645	61	(61)	-	-	-	-
Oprocentowane kredyty i pożyczki	(9.638)	(130)	-	-	-	-	(13)	13
Wyemitowane obligacje	(2.007)	(597)	(60)	60	-	-	-	-
Zobowiązania z tytułu dostaw i usług oraz pozostałe zobowiązania finansowe	(8.377)	(298)	(17)	17	-	-	(13)	13
Instrumenty pochodne wyceniane w wartości godziwej	(233)	(420)	14	(14)	-	-	3	(3)
WPŁYW NA WYNIK FINANSOWY			143	(143)	5	(5)	(5)	5
Instrumenty zabezpieczające		(17.345)	1.931	(1.931)	-	-	-	-
WPŁYW NA KAPITAŁ Z AKTUALIZACJI WYCENY			1.931	(1.931)	-	-	-	-

KLASY INSTRUMENTÓW FINANSOWYCH	Wartość w sprawozdaniu w PLN	ANALIZA WRAŻLIWOŚCI NA RYZYKO WALUTOWE NA 31 GRUDNIA 2023 ROKU						
		Wartość narażona na ryzyko	EUR/PLN		DKK/PLN		USD/PLN	
			wpływ na wynik finansowy/kapitał		wpływ na wynik finansowy/kapitał		wpływ na wynik finansowy/kapitał	
			+10%	-10%	+10%	-10%	+10%	-10%
Należności z tytułu dostaw i usług i pozostałe należności finansowe	10.770	802	80	(80)	-	-	-	-
Środki pieniężne i ich ekwiwalenty	6.033	1.292	123	(123)	6	(6)	-	-
Instrumenty pochodne wyceniane w wartości godziwej	159	1.396	-	-	-	-	130	(130)
Instrumenty pochodne zabezpieczające	204	661	62	(62)	-	-	-	-
Oprocentowane kredyty i pożyczki	(11.394)	(151)	-	-	-	-	(15)	15
Wyemitowane obligacje	(2.017)	(608)	(61)	61	-	-	-	-
Zobowiązania z tytułu leasingu	(1.486)	-	-	-	-	-	-	-
Zobowiązania z tytułu dostaw i usług oraz pozostałe zobowiązania finansowe	(8.133)	(278)	(28)	28	-	-	-	-
Instrumenty pochodne wyceniane w wartości godziwej	(468)	(3.281)	21	(21)	-	-	(276)	276
WPŁYW NA WYNIK FINANSOWY			197	(197)	6	(6)	(161)	161
Instrumenty zabezpieczające		(20.462)	2.400	(2.400)	-	-	-	-
WPŁYW NA KAPITAŁ Z AKTUALIZACJI WYCENY			2.400	(2.400)	-	-	-	-

Analiza wrażliwości na ryzyko stopy procentowej

Grupa identyfikuje ekspozycję na ryzyko zmian stóp procentowych WIBOR, EURIBOR. Poniższa tabela przedstawia wrażliwość instrumentów finansowych na racjonalnie możliwe do zaistnienia zmiany stóp procentowych, przy założeniu niezmienności innych czynników ryzyka.

AKTYWA I ZOBOWIĄZANIA FINANSOWE	Wartość w sprawozdaniu w PLN	ANALIZA WRAŻLIWOŚCI NA RYZYKO STOPY PROCENTOWEJ NA 31 GRUDNIA 2024 ROKU					
		Wartość narażona na ryzyko	WIBOR		EURIBOR		
			wpływ na wynik finansowy/kapitały		wpływ na wynik finansowy/kapitały		
			+50%	-50%	+25%	-25%	
Należności z tytułu dostaw i usług i pozostałe należności finansowe	8.220	25	-	-	-	-	
Instrumenty pochodne w wartości godziwej przez wynik - aktywa	45	45	-	-	-	-	
Oprocentowane kredyty i pożyczki	(9.638)	(5.089)	(25)	25	-	-	
Wyemitowane obligacje	(2.017)	(1.410)	(7)	7	-	-	
Zobowiązanie z tytułu leasingu	(1.547)	(281)	(1)	1	-	-	
Zobowiązania z tytułu dostaw i usług oraz pozostałe zobowiązania finansowe	(8.377)	(2.009)	(10)	10	-	-	
Instrumenty pochodne - pasywa	(233)	(233)	(1)	1	-	-	
WPŁYW NA WYNIK FINANSOWY			(44)	44	-	-	
Instrumenty zabezpieczające	(658)	(658)	39	(40)	352	(358)	
WPŁYW NA KAPITAŁ Z AKTUALIZACJI WYCENY			39	(40)	352	(358)	

AKTYWA I ZOBOWIĄZANIA FINANSOWE	Wartość w sprawozdaniu w PLN	ANALIZA WRAŻLIWOŚCI NA RYZYKO STOPY PROCENTOWEJ NA 31 GRUDNIA 2023 ROKU					
		Wartość narażona na ryzyko	WIBOR		EURIBOR		
			wpływ na wynik finansowy/kapitały		wpływ na wynik finansowy/kapitały		
			+50%	-50%	+25%	-25%	
Należności z tytułu dostaw i usług i pozostałe należności finansowe	10.770	5	-	-	-	-	
Instrumenty pochodne w wartości godziwej przez wynik - aktywa	159	159	-	-	-	-	
Oprocentowane kredyty i pożyczki	(11.394)	(6.679)	(33)	33	-	-	
Wyemitowane obligacje	(2.017)	(1.409)	(7)	7	-	-	
Zobowiązanie z tytułu leasingu	(1.486)	(314)	(2)	2	-	-	
Instrumenty pochodne - pasywa	(468)	(468)	(2)	2	-	-	
WPŁYW NA WYNIK FINANSOWY			(44)	44	-	-	
Instrumenty zabezpieczające	(1.361)	(1.361)	43	(45)	(9)	9	
WPŁYW NA KAPITAŁ Z AKTUALIZACJI WYCENY			43	(45)	(9)	9	

Analiza wrażliwości na ryzyko zmian cen towarów

Grupa identyfikuje ekspozycję na ryzyko zmian cen towarów, w tym surowców do produkcji energii elektrycznej.

Poniższa tabela przedstawia analizę wrażliwości zmian kosztów zakupu wybranych towarów w oparciu o 10% zmianę ceny:

TOWAR	NA DZIEŃ 31 GRUDNIA 2024 ROKU			NA DZIEŃ 31 GRUDNIA 2023 ROKU		
	Koszt zakupu towarów	Wpływ na wynik finansowy		Koszt zakupu towarów	Wpływ na wynik finansowy	
		+10%	-10%		+10%	-10%
Węgiel kamienny	3.978	398	(398)	8.942	894	(894)
Uprawnienia do emisji CO ₂ na własne potrzeby	24.854	2.485	(2.485)	28.605	2.861	(2.861)
Gaz ziemny [tys. m3]	3.384	338	(338)	2.584	258	(258)
Biomasa	203	20	(20)	386	39	(39)
Olej opałowy	247	25	(25)	188	19	(19)
RAZEM	32.666	3.266	(3.266)	40.705	4.071	(4.071)

25.6 Rachunkowość zabezpieczeń

ISTOTNE ZASADY RACHUNKOWOŚCI

Rachunkowość zabezpieczeń

Zgodnie z przepisami przejściowymi MSSF 9, Grupa w dniu pierwszego zastosowania MSSF 9 (w odniesieniu do obszarów innych niż rachunkowość zabezpieczeń – tj. Klasyfikacja i Wycena oraz Utrata Wartości) miała możliwość podjęcia decyzji stanowiącej element polityki rachunkowości o kontynuowaniu stosowania wymogów rachunkowości zabezpieczeń zgodnie z MSR 39, zamiast wymogów wskazanych w MSSF 9.

Grupa stosowała wymogi rachunkowości zabezpieczeń zgodnie z MSR 39 do 30 września 2024 roku. Począwszy od 1 października 2024 roku w obszarze rachunkowości zabezpieczeń Grupa stosuje zasady rachunkowości zgodne z MSSF 9.

Zmiany w wycenie do wartości godziwej pochodnych instrumentów finansowych wyznaczonych jako instrumenty zabezpieczające przepływy pieniężne CCIRS oraz IRS odnoszone są do kapitału z aktualizacji wyceny w części stanowiącej efektywne zabezpieczenie, natomiast nieefektywna część zabezpieczenia odnoszona jest do rachunku zysków i strat.

Kwoty skumulowanej zmiany wyceny do wartości godziwej instrumentu zabezpieczającego, ujęte uprzednio w kapitale z aktualizacji wyceny, przenoszone są do rachunku zysków i strat w okresie lub okresach, w którym pozycja zabezpieczana wywiera wpływ na rachunek zysków i strat. Alternatywnie, w przypadku gdy zabezpieczenie planowanej transakcji skutkuje ujęciem składnika aktywów niefinansowych lub zobowiązań niefinansowych

Grupa wyłącza kwotę z kapitałów i włącza ją do początkowego kosztu nabycia lub innej wartości księgowej składnika aktywów lub zobowiązań niefinansowych.

Grupa dokonuje formalnego ustanowienia powiązania zabezpieczającego wtedy i tylko wtedy, gdy spełnione są wszystkie następujące kryteria:

- a) powiązanie zabezpieczające obejmuje wyłącznie kwalifikujące się instrumenty zabezpieczające i kwalifikujące się pozycje zabezpieczane,
- b) w momencie ustanowienia powiązania zabezpieczającego formalnie wyznaczono i udokumentowano powiązanie zabezpieczające, jak również cel zarządzania ryzykiem przez jednostkę oraz strategię dokonywania zabezpieczenia. Dokumentacja ta zawiera określenie instrumentu zabezpieczającego, pozycji zabezpieczanej, charakteru zabezpieczanego ryzyka oraz sposobu, w jaki Spółka będzie oceniać, czy powiązanie zabezpieczające spełnia wymogi efektywności zabezpieczenia (w tym przeprowadzoną przez jednostkę analizę źródeł nieefektywności zabezpieczenia oraz opis sposobu, w jaki ustala ona wskaźnik zabezpieczenia),
- c) powiązanie zabezpieczające spełnia wszystkie następujące wymogi efektywności zabezpieczenia:
 - między pozycją zabezpieczaną a instrumentem zabezpieczającym istnieje powiązanie ekonomiczne;
 - ryzyko kredytowe nie ma przeważającego wpływu na zmiany wartości wynikające ze wspomnianego powiązania ekonomicznego; oraz
 - wskaźnik zabezpieczenia powiązania zabezpieczającego jest taki sam jak wskaźnik wynikający z wielkości pozycji zabezpieczanej, którą Grupa faktycznie zabezpiecza, oraz wielkości instrumentu zabezpieczającego, którą Grupa faktycznie stosuje do zabezpieczenia tejże wielkości pozycji zabezpieczanej. Takie wyznaczenie nie może odzwierciedlać jednak braku równowagi między współczynnikami ważenia pozycji zabezpieczanej i instrumentu zabezpieczającego, który to brak powodowałby nieefektywność zabezpieczenia (niezależnie od tego, czy zostałaby ona ujęta, czy nie) mogącą prowadzić do wyniku księgowego, który byłby niezgodny z celem rachunkowości zabezpieczeń.

Grupa dokonuje oceny efektywności zabezpieczenia zgodnie z wymogami MSSF 9. Ocena efektywności opiera się o następujące kryteria:

- istnienie powiązania ekonomicznego pomiędzy pozycją zabezpieczaną a instrumentem zabezpieczającym - wymóg istnienia powiązania ekonomicznego oznacza, że wartości instrumentu zabezpieczającego i pozycji zabezpieczanej zasadniczo zmieniają się przeciwnie ze względu na takie samo ryzyko, które jest zabezpieczanym ryzykiem;

- brak przeważającego wpływu ryzyka kredytowego na zmiany wartości wynikające ze wspomnianego powiązania ekonomicznego;
- wskaźnik zabezpieczenia powiązania zabezpieczającego jest taki sam jak wskaźnik wynikający z wielkości pozycji zabezpieczanej, którą Spółka faktycznie zabezpiecza, oraz wielkości instrumentu zabezpieczającego, którą Spółka faktycznie stosuje do zabezpieczenia tej wielkości pozycji zabezpieczanej.

Grupa stosuje zabezpieczenie przepływów pieniężnych dla poniższych powiązań.

W związku z zawarciem pożyczek ze spółką PGE Sweden AB (publ), PGE S.A. zawarła transakcje CCIRS, zabezpieczające kurs walutowy. W transakcjach tych banki-kontrahenci płacą PGE S.A. odsetki oparte na stopie stałej w EUR a PGE S.A. płaci odsetki oparte na stopie stałej w PLN. W skonsolidowanym sprawozdaniu finansowym odpowiednia część transakcji CCIRS traktowana jest jako zabezpieczenie transakcji wewnętrzgrupowych w części, w której istnieje powiązana transakcja zewnętrzna, w postaci obligacji wyemitowanych przez PGE Sweden AB (publ).

Grupa zabezpiecza ryzyko towarowe związane z fizycznymi transakcjami terminowymi zakupu i sprzedaży paliwa gazowego oraz uprawnień na emisję CO₂ w ramach powiązań zabezpieczających „all-in-one hedge”. Grupa obejmuje 100% nominału transakcji.

Dodatkowo Grupa zabezpiecza ryzyko zmian przepływów pieniężnych wynikające z kursów walutowych w związku z zawartymi kontraktami forwardowymi nabycia uprawnień do emisji dwutlenku węgla (transakcje pochodne typu futures i forward), których cena wyrażona jest w EUR. W tym celu Grupa zawiera forwardy walutowe. Grupa obejmuje zabezpieczeniem 100% nominału transakcji (nominał transakcji futures pomniejszony jest o kwotę initial margin).

Grupa stosuje również rachunkowość zabezpieczeń do transakcji IRS, zabezpieczających stopę procentową w związku z zaciągniętymi zobowiązaniami finansowymi w ramach umów takich jak Umowa Kredytowa z BGK zawarta w dniu 17 grudnia 2014 roku oraz 4 grudnia 2015 roku, Umowa Kredytowa z EBOR zawarta w dniu 7 czerwca 2017 oraz w ramach obligacji rynkowych wyemitowanych w dniu 9 maja 2019 roku. W ramach zawartych transakcji IRS banki – kontrahenci płacą PGE S.A. odsetki oparte na stopie zmiennej w PLN, a PGE S.A. płaci odsetki na stopie stałej w PLN.

Grupa stosuje rachunkowość zabezpieczeń do transakcji typu Deal Contingent Swap – zabezpieczających ryzyko stopy procentowej o charakterze waunkowym, których uruchomienie jest uzależnione od spełnienia warunków zawieszających wymaganych do uruchomienia finansowania przyszłych przedsięwzięć inwestycyjnych. Celem zabezpieczenia ryzyka w ramach niniejszego powiązania zabezpieczającego jest ograniczenie zmienności przepływów pieniężnych wpływających na wynik finansowy Grupy, wynikających z przyszłych wysoce prawdopodobnych transakcji finansowania zewnętrznego dla projektu budowy morskich farm wiatrowych. W lutym 2025 roku zawarto transakcje nowacji instrumentów pochodnych IRS zabezpieczających ryzyko stopy procentowej kredytu otrzymanego w ramach formuły Project Finance.

Ze względu na bliskie dopasowanie kluczowych parametrów transakcji (nominał, data realizacji przepływów, aktywo bazowe), Grupa przeprowadza ocenę istnienia powiązania ekonomicznego na bazie jakościowej w przypadku powiązań z wykorzystaniem instrumentów typu FX futures, FX forward, IRS, powiązań typu „all-in-one hedge” oraz instrumentów warunkowych. Na podstawie wybranej metody Grupa zakłada, że zmiany wartości instrumentu zabezpieczającego oraz pozycji zabezpieczanej będą posiadały poziom kompensaty zmian bliski 100%.

W przypadku powiązań z wykorzystaniem instrumentów typu CCIRS, Grupa stosuje perspektywną ocenę efektywności na bazie metody ilościowej, z wykorzystaniem hipotetycznego derywatu odzwierciedlającego zmiany wartości pozycji zabezpieczanej.

Głównym czynnikiem nieefektywności dla powiązań zabezpieczających Grupy jest ryzyko kredytowe kontrahentów oraz własne, które nie ma odzwierciedlenia w wycenie pozycji zabezpieczanej. Transakcje zabezpieczające są zawierane z instytucjami finansowymi posiadającymi wysoką wiarygodność kredytową.

Dodatkowym czynnikiem nieefektywności w przypadku transakcji CCIRS jest desygnacja instrumentu razem z komponentem basis spread, który nie ma odzwierciedlenia w wycenie pozycji zabezpieczanej.

Wskaźnik zabezpieczania dla posiadanych przez Grupę powiązań zabezpieczających wynosi 1:1 z uwagi na dopasowanie wartości nominału między instrumentami zabezpieczającymi a wyznaczoną ekspozycją na ryzyko.

Poniższe tabele zawierają informacje dotyczące wpływu rachunkowości zabezpieczeń na Sprawozdanie Finansowe.

Instrument zabezpieczający	Nominał w walucie na 31 grudnia 2024	Nominał w walucie na 31 grudnia 2023	Wartość na dzień sprawozdawczy 31 grudnia 2024	Wartość na dzień sprawozdawczy 31 grudnia 2023	Zmiana wartości w okresie na potrzeby kalkulacji nieefektywności	Linia sprawozdawcza w bilansie
Ryzyko walutowe			(345)	(1.554)	1.209	Instrumenty pochodne wyceniane w wartości godziwej przez wynik finansowy
CCIRS	144 mln EUR	144 mln EUR	36	4	32	
Kontrakty forward	4.450 mln EUR	5.510 mln EUR	(381)	(1.558)	1.177	
Ryzyko towarowe			125	-	125	Instrumenty pochodne wyceniane w wartości godziwej przez wynik finansowy
Forwardy towarowe na gaz	847 mln PLN	-	130	-	130	
Forwardy towarowe na CO ₂	87 mln EUR	-	10	-	10	
SWAP towarowy	46 mln EUR	-	(15)	-	(15)	
Ryzyko stopy procentowej			(438)	193	(631)	Instrumenty pochodne wyceniane w wartości godziwej przez wynik finansowy
IRS	2.275 mln PLN	2.525 mln PLN	176	193	(17)	
SWAP inflacyjny	833 mln EUR	-	(15)	-	(15)	
Instrumenty warunkowe DCS	2.429 mln EUR	-	(599)	-	(599)	

Pozycja zabezpieczana	Wartość na dzień sprawozdawczy 31 grudnia 2024	Wartość na dzień sprawozdawczy 31 grudnia 2023	Zmiana wartości w okresie na potrzeby kalkulacji nieefektywności
Ryzyko walutowe	(355)	(1.555)	23
CCIRS	26	3	23
Kontrakty futures	(14)	(193)	-
Kontrakty forward	(367)	(1.365)	-
Ryzyko towarowe	125	-	-
Forwardy towarowe na gaz	130	-	-
Forwardy towarowe na CO ₂	10	-	-
SWAP towarowy	(15)	-	-
Ryzyko stopy procentowej	(438)	193	-
IRS	176	193	-
SWAP inflacyjny	(15)	-	-
Instrumenty warunkowe DCS	(599)	-	-

Pozycja zabezpieczana	Wartość nieefektywności na 31 grudnia 2024	Wartość nieefektywności na 31 grudnia 2023	Linia w Sprawozdaniu z całkowitych dochodów
Ryzyko walutowe	10	25	Przychody/ Koszty finansowe
CCIRS	10	25	
Kontrakty futures	-	-	-
Kontrakty forward	-	-	-
Ryzyko towarowe	-	-	-
Forwardy towarowe na gaz	-	-	-
Forwardy towarowe na CO ₂	-	-	-
SWAP towarowy	-	-	-
IRS	-	-	-
Ryzyko stopy procentowej	-	-	-
IRS	-	-	-
SWAP inflacyjny	-	-	-
Instrumenty warunkowe DCS	-	-	-

Informacja o instrumentach zabezpieczających – struktura terminowa zapadalności na dzień 31 grudnia 2024 roku. Płatności otrzymywane przez Grupę są wykazane ze znakiem „minus”, a płatności dokonywane przez Grupę są wykazywane ze znakiem „plus”.

Instrument pochodny	Waluta	Do 1 roku	Od 1 roku do 5 lat	Powyżej 5 lat
CCIRS	EUR	11	(63)	-
IRS	PLN	(76)	(118)	-
Forward walutowy	EUR	346	50	-
Forward towarowy (gaz)	PLN	184	662	-
Forward towarowy CO ₂	EUR	38	338	-
Instrumenty warunkowe DCS	EUR	13	16	711
Swap inflacyjny i towarowy	EUR	8	26	-

W przypadku forwardów towarowych, w tabeli pokazano przepływy netto – płatności zostały pomniejszone o wpływy z tytułu realizacji kontraktów. Wartości EUR przeliczone są po kursie na dzień sprawozdawczy.

W przypadku forwardów walutowych, w tabeli pokazano zapadalność wyceny instrumentu finansowego.

Grupa ocenia, że wpływ nieefektywnej części zabezpieczenia, wynikająca z kursu EUR oraz zmiany WIBOR i odnoszona do rachunku zysków i strat nie będzie miała istotnego wpływu na przyszłe sprawozdania finansowe GK PGE.

Reforma IBOR może mieć również wpływ na instrumenty pochodne oparte na zmiennej stawce procentowej. Termin wdrożenia reformy został przesunięty na koniec 2027 roku. Na 31 grudnia 2024 roku wartość nominalna instrumentów pochodnych IRS narażonych na ryzyko stopy procentowej wynosi 2.275 mln PLN (instrumenty te oparte są na stawce WIBOR). Do czasu wejścia w życie reformy nastąpi realizacja instrumentów zabezpieczających umowę kredytową z BGK, których wartość nominalna na 31 grudnia 2024 wynosi 375 mln PLN, a termin zapadalności to grudzień 2027 roku oraz instrumentu zabezpieczającego obligacje, którego wartość nominalna na dzień sprawozdawczy wynosi 400 mln PLN, a termin zapadalności to maj 2026 roku.

Wpływ rachunkowości zabezpieczeń na kapitał z aktualizacji wyceny został przedstawiony w nocie 19.3 niniejszego sprawozdania finansowego.

NOTY OBJAŚNIAJĄCE DO SPRAWOZDANIA Z PRZEPLÝWÓW PIENIĘŻNYCH

26. Sprawozdanie z przepłyów pieniężnych

ISTOTNE ZASADY RACHUNKOWOŚCI

Sprawozdanie z przepłyów pieniężnych

Sprawozdanie z przepłyów pieniężnych sporządzane jest metodą pośrednią.

26.1 Przepływy środków pieniężnych z działalności operacyjnej

Podatek dochodowy zapłacony

	Rok zakończony 31 grudnia 2024	Rok zakończony 31 grudnia 2023
Podatek dochodowy w Skonsolidowanym sprawozdaniu z całkowitych dochodów	(2.316)	(847)
Zmiana stanu aktywów z tytułu odroczonego podatku dochodowego	621	(591)
Zmiana stanu zobowiązań z tytułu odroczonego podatku dochodowego	415	(178)
Zmiana stanu należności z tytułu podatku dochodowego	676	(716)
Zmiana stanu zobowiązań z tytułu podatku dochodowego	541	62
Podatek odroczonej ujęty w innych całkowitych dochodach	(171)	414
Pozostałe korekty	(2)	(98)
Podatek dochodowy zapłacony, RAZEM	(236)	(1.954)

Podatek dochodowy został zapłacony w Polsce, za wyjątkiem podatku zapłaconego przez spółkę PGE Sweden AB (publ) działającej w Szwecji w wysokości 0,4 mln PLN w bieżącym okresie sprawozdawczym i 0,8 mln PLN w okresie porównawczym.

Na dzień 31 grudnia 2023 roku Grupa wykazywała 967 mln PLN należności z tytułu podatku dochodowego. Należność ta wynikała głównie z zapłaconych przez PGE GiEK S.A. w lutym i marcu 2023 roku zaliczek na CIT za osiągnięty odpowiednio w styczniu i lutym 2023 roku dochód podatkowy. W kolejnych miesiącach 2023 roku, głównie w związku z zakupem uprawnień do emisji CO₂, spółka ta osiągnęła istotną stratę podatkową, która ostatecznie w grudniu 2023 roku osiągnęła poziom 4,3 mld PLN. W konsekwencji powyższego, w lipcu 2024 Urząd Skarbowy dokonał zwrotu zapłaconych w 2023 roku zaliczek na CIT.

(Zysk)/ strata na działalności inwestycyjnej

	Rok zakończony 31 grudnia 2024	Rok zakończony 31 grudnia 2023
Wynikowa zmiana odpisów na pozostałe aktywa finansowe	(10)	499
Wycena memoriałowa instrumentów pochodnych	(248)	(2)
(Zysk)/ strata na sprzedaży rzeczowych aktywów trwałych	(14)	(20)
(Zysk)/strata na zbyciu finansowego majątku trwałego	17	(5)
Pozostałe	34	16
(ZYSK)/ STRATA NA DZIAŁALNOŚCI INWESTYCYJNEJ, RAZEM	(221)	488

Zmiana stanu należności

	Rok zakończony 31 grudnia 2024	Rok zakończony 31 grudnia 2023
Zmiana stanu należności z tytułu dostaw i usług i pozostałych należności finansowych	2.550	(1.464)
Korekta o nabycie/sprzedaż spółki zależnej	-	696
Korekta o zmianę stanu lokat i depozytów	21	26
Korekta o zmianę stanu udzielonych pożyczek	20	-
Pozostałe	(4)	5
ZMIANA STANU NALEŻNOŚCI, RAZEM	2.587	(737)

Zmiana stanu zapasów

	Rok zakończony 31 grudnia 2024	Rok zakończony 31 grudnia 2023
Zmiana stanu zapasów	884	1.145
Korekta o przeniesienie materiałów inwestycyjnych do RAT	(93)	(40)
Korekta o nabycie/sprzedaż spółki zależnej	-	132
Pozostałe	-	(1)
ZMIANA STANU ZAPASÓW, RAZEM	791	1.236

Zmiana stanu zobowiązań z wyjątkiem kredytów i pożyczek

	Rok zakończony 31 grudnia 2024	Rok zakończony 31 grudnia 2023
Zmiana stanu zobowiązań z tytułu dostaw i usług i pozostałych zobowiązań finansowych	244	948
Zmiana stanu pozostałych zobowiązań niefinansowych	(920)	1.503
Korekta o zmianę stanu zobowiązań inwestycyjnych	3	(194)
Korekta o nabycie/sprzedaż spółki zależnej	-	(3.287)
Pozostałe	(6)	26
ZMIANA STANU ZOBOWIĄZAŃ, RAZEM	(679)	(1.004)

Zmiana stanu pozostałych aktywów niefinansowych i rozliczeń międzyokresowych

	Rok zakończony 31 grudnia 2024	Rok zakończony 31 grudnia 2023
Zmiana stanu pozostałych aktywów	1.879	(1.218)
Zmiana stanu rozliczeń międzyokresowych przychodów	468	144
Korekta o zmianę stanu zaliczek na środki trwałe w budowie	(34)	83
Korekta o nabycie/sprzedaż spółki zależnej	-	154
Korekta o zmianę stanu dotyczącą działalności finansowej/inwestycyjnej	(471)	(233)
Pozostałe	(8)	(3)
ZMIANA STANU POZOSTAŁYCH AKTYWÓW NIEFINANSOWYCH, ROZLICZEŃ MIĘDZYOKRESOWYCH, RAZEM	1.834	(1.073)

Zmiana stanu rezerw

	Rok zakończony 31 grudnia 2024	Rok zakończony 31 grudnia 2023
Zmiana stanu rezerw	(5.425)	5.423
Korekta o zmianę stanu rezerw aktuarialnych odniesioną w inne całkowite dochody	216	(869)
Korekta o zmianę stanu rezerw rekultywacyjnych odniesioną w aktywa	157	(1.358)
Korekta o nabycie/sprzedaż spółki zależnej	-	(381)
Pozostałe	4	-
ZMIANA STANU REZERW, RAZEM	(5.048)	2.815

26.2 Przepływy środków pieniężnych z działalności inwestycyjnej

Nabycie rzeczowych aktywów trwałych i wartości niematerialnych

W 2024 roku największe wydatki na nabycie rzeczowych aktywów trwałych i wartości niematerialnych zostały poniesione przez segmenty:

- Dystrybucja 3.974 mln PLN,
- Energetyka Odnawialna – 1.815 mln PLN,
- Energetyka Niskoemisyjna – 1.584 mln PLN,
- Ciepłownictwo – 1.241 mln PLN,
- Energetyka Konwencjonalna 964 mln PLN,
- Energetyka Kolejowa – 586 mln PLN.

Założenie i rozwiązanie lokat powyżej 3 miesięcy

Spółki z segmentu Energetyki Konwencjonalnej są zobligowane do posiadania środków FLZG gromadzonych i lokowanych zgodnie z wymogami ustawy Prawo górnicze i geologiczne.

Nabycie jednostki konsolidowanej metodą pełną, po potrąceniu przyjętych środków pieniężnych

W porównawczym okresie sprawozdawczym:

- Nabycie Grupy PKP Energetyka

3 kwietnia 2023 roku nastąpiło zamknięcie transakcji bezpośredniego nabycia przez PGE S.A. 100% udziałów w PKP Energetyka Holding sp. z o.o., a w konsekwencji pośredniego nabycia 100% akcji w PKP Energetyka S.A. oraz udziałów w pozostałych spółkach zależnych posiadanych przez PKP Energetyka Holding sp. z o.o. Ostateczna cena zapłacona przez PGE S.A. na rzecz sprzedającego wyniosła 1.873 mln PLN. Przejęte zobowiązania z tytułu pożyczek wyniosły 1.546 mln PLN a przejęte środki pieniężne nabytych spółek 387 mln PLN.

- Nabycie LongWing Polska sp. z o.o.

20 września 2023 roku PGE Energia Odnawialna S.A. nabyła od Solar Energy Ressources S.A R.L. i Ser WindPark Zalesie GmbH 100% udziałów w LongWing Polska sp. z o.o. o wartości 17,5 mln EUR. Łączna wartość transakcji wyniosła 338 mln PLN. Kwota 82 mln PLN stanowiła zapłatę za udziały, zaś kwota 256 mln PLN dotyczyła subrogacji zobowiązań. Przejęte środki pieniężne nabytej spółki wyniosły 4 mln PLN.

Odsetki otrzymane

Odsetki otrzymane od obligacji Autostrada Wielkopolska S.A. w kwocie 137 mln w bieżącym okresie sprawozdawczym i 72 mln PLN w okresie porównawczym.

26.3 Przepływy środków pieniężnych z działalności finansowej

Wpływy z tytułu emisji akcji akcjonariuszom niekontrolującym

Wpływy w wysokości 37 mln w okresie bieżącym i 129 mln PLN w okresie porównawczym dotyczą połowy wpłat dokonanych przez Ørsted na objęcie i podwyższenie kapitału we wspólnych działaniach umownych to jest w spółkach EWB2 i EWB3. Kwota 28 mln w okresie porównawczym dotyczyła podwyższenia kapitału przez udziałowców w PGE Baltica 7 sp. z o.o. i PGE Inwest 12 sp. z o.o.

Wpływy z tytułu zaciągnięcia pożyczek i kredytów

W bieżącym okresie sprawozdawczym PGE S.A. wykorzystwała dostępne kredyty w łącznej wysokości 6.800 mln PLN (8.365 mln PLN w 2023 roku). Dodatkowo spółki segmentu Ciepłownictwo otrzymały kredyty i pożyczki zaciągnięte w funduszach środowiskowych o wartości około 96 mln PLN (316 mln PLN w 2023 roku).

Splata pożyczek, kredytów i leasingu finansowego

W bieżącym okresie sprawozdawczym PGE S.A. spłaciła kredyty o łącznej wartości 8.537 mln PLN (3.133 mln PLN w 2023 roku). Dodatkowo w okresie porównawczym spółka PGE Energetyka Kolejowa spłaciła swoje zadłużenie z tytułu kredytu sprzed dnia nabycia w wysokości 3.028 mln PLN.

Płatności głównej części zobowiązania leasingowego wyniosły 122 mln PLN w bieżącym okresie i 94 mln PLN w poprzednim.

Odsetki zapłacone

W bieżącym okresie sprawozdawczym w pozycji wykazane są głównie odsetki od pożyczek i kredytów w wysokości około 541 mln PLN, od obligacji w wysokości 118 mln PLN, od instrumentów finansowych (CCIRS i IRS) w wysokości (-) 79 mln PLN, prowizje od gwarancji i poręczeń związanych z zaciągnięciem kredytów 29 mln PLN, od zobowiązań z tytułu leasingu w wysokości 77 mln PLN.

W 2023 roku w pozycji wykazane są głównie odsetki od pożyczek i kredytów w wysokości około 635 mln PLN, od obligacji w wysokości 139 mln PLN, od instrumentów finansowych (CCIRS i IRS) w wysokości (-) 182 mln PLN, prowizje od gwarancji i poręczeń związanych z zaciągnięciem kredytów 42 mln PLN, od zobowiązań z tytułu leasingu w wysokości 68 mln PLN.

POZOSTAŁE NOTY OBJAŚNIAJĄCE

27. Zobowiązania i należności warunkowe. Sprawy sądowe

ISTOTNE ZASADY RACHUNKOWOŚCI

Zobowiązania warunkowe

Stosując się do zapisów MSR 37 w zakresie rozpoznawania i wyceny rezerw oraz zobowiązań warunkowych dokonywana jest ocena prawdopodobieństwa wystąpienia potencjalnych zobowiązań. Jeżeli wystąpienie niekorzystnego zdarzenia jest prawdopodobne, ujmowana jest rezerwa w odpowiedniej wysokości. Jeżeli wystąpienie niekorzystnego zdarzenia jest możliwe, lecz nie jest prawdopodobne, ujawniane jest zobowiązanie warunkowe.

27.1 Zobowiązania warunkowe

	Stan na dzień 31 grudnia 2024	Stan na dzień 31 grudnia 2023
Zabezpieczenie zwrotu dotacji z funduszy środowiskowych	848	536
Zobowiązania z tytułu pozwów sądowych	154	106
Zobowiązanie z tytułu poręczeń gwarancji bankowych zabezpieczających transakcje giełdowe	278	400
Użytkowanie wieczyste gruntów	70	60
Inne zobowiązania warunkowe	57	75
ZOBOWIĄZANIA WARUNKOWE, RAZEM	1.407	1.177

Zabezpieczenie zwrotu dotacji z funduszy środowiskowych

Zobowiązania przedstawiają wartość możliwych przyszłych zwrotów środków otrzymanych przez spółki Grupy z funduszy środowiskowych na wybrane inwestycje. Zwrot środków będzie musiał nastąpić, jeżeli inwestycje, na które otrzymano dofinansowanie, nie przyniosą oczekiwanego efektu środowiskowego.

Zobowiązania z tytułu pozwów sądowych

W związku ze sprzedażą udziałów PGE EJ1 sp. z o.o. do Skarbu Państwa, która miała miejsce w 2021 roku oraz zgodnie z zawartym Porozumieniem regulującym odpowiedzialność dotychczasowych Wspólników z tytułu kosztów sporu z Worley Parsons, PGE SA w razie przegrania sporu może być zobowiązana do pokrycia kosztów sporu w kwocie wynoszącej maksymalnie 98 mln PLN. W związku z tym, na potrzeby określenia wartości godziwej otrzymanej zapłaty, dokonano oszacowania prawdopodobieństwa przegrania sporu. W efekcie kwota 59 mln PLN została rozpoznana w zobowiązaniach warunkowych, zaś kwota 39 mln PLN w rezerwach krótkoterminowych.

Zobowiązania przedstawiają również wartość sporów sądowych w kwocie 84,5 mln PLN wynikających z realizacji inwestycji w PGE GiEK S.A. o/ELT.

Zobowiązania z tytułu poręczeń gwarancji bankowych

Zobowiązania przedstawiają wystawione przez spółki poręczenia gwarancji bankowych wniesione jako depozyt celem zabezpieczenia transakcji giełdowych wynikających z członkostwa w IRGiT.

Użytkowanie wieczyste gruntów

Zobowiązania warunkowe z tytułu użytkowania wieczystego gruntu są związane z otrzymaniem aktualizacji opłat rocznych z tytułu użytkowania wieczystego. Oddziały PGE GiEK S.A. złożyły odwołania od otrzymanych decyzji do SKO. Wartość zobowiązania warunkowego została wyceniona jako różnica pomiędzy zdyskontowaną sumą zaktualizowanych opłat za wieczyste użytkowanie za cały okres na jaki wieczyste użytkowanie zostało ustanowione a zobowiązaniem z tytułu wieczystego użytkowania gruntu, które zostało ujęte w księgach na bazie poprzednich opłat.

Inne zobowiązania warunkowe

W sierpniu 2022 roku podpisana została „Umowa o zwrot kosztów” pomiędzy spółkami EWB1, EWB2 i EWB3 a spółką wykonującą budowę portu instalacyjnego. Umowa zapewnia wykonawcy prac zwrot poniesionych kosztów związanych z budową portu instalacyjnego w przypadku nie kontynuowania przez w/w spółki przedmiotowej inwestycji. Potencjalna wartość zobowiązania ze strony GK PGE, przy uwzględnieniu posiadanych udziałów, o których mowa w notcie 1.3.2, została oszacowana na 13,9 mln PLN.

27.2 Pozostałe istotne kwestie związane ze zobowiązaniami warunkowymi

Bezumowne korzystanie z nieruchomości

Grupa tworzy rezerwę na spory dotyczące bezumownego korzystania z nieruchomości służących działalności dystrybucyjnej, które zostały zgłoszone w postępowaniu sądowym. Ponadto w GK PGE występują spory na wcześniejszych etapach postępowania, a także nie można wykluczyć zwiększenia liczby i wartości podobnych roszczeń w przyszłości.

Zobowiązania kontraktowe dotyczące zakupu paliw

Zgodnie z zawartymi umowami na zakup gazu ziemnego, Grupa zobowiązana jest do odebrania określonej minimalnej ilości paliw, a także do nieprzekroczenia określonej wielkości maksymalnej poboru gazu ziemnego w poszczególnych okresach. Brak odebrania minimalnych ilości paliw lub przekroczenie wielkości maksymalnych określonych w umowach może skutkować koniecznością uiszczenia dodatkowych opłat (w przypadku części umów na zakup gazu ziemnego ilości nieodebrane ale opłacone, mogą być odebrane w ciągu kolejnych okresów dostawy).

W bieżącym okresie sprawozdawczym Grupa została obciążona przez ORLEN S.A. kwotą 13,4 mln PLN netto za nieodebranie minimalnych ilości umownych paliwa gazowego. Płatność została uregulowana zgodnie z terminami wskazanymi na stosownych dokumentach.

Zobowiązania dotyczące utrzymania zapasu paliw

Zgodnie z obowiązującymi przepisami prawa przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się wytwarzaniem energii elektrycznej lub ciepła jest obowiązane utrzymywać zapasy paliw w ilości zapewniającej utrzymanie ciągłości dostaw energii elektrycznej lub ciepła do odbiorców.

W poprzednich okresach sprawozdawczych dochodziło do kilkukrotnego naruszenia wymogów utrzymania minimalnych zapasów węgla w jednostkach wytwórczych PGE GiEK S.A. pracujących w oparciu o węgiel kamienny (Elektrownia Opole, Elektrownia Dolna Odra, Elektrownia Rybnik). Na niedotrzymanie minimalnych poziomów zapasów węgla kamiennego oraz problemy z odbudową tych zapasów w elektrowniach miał wpływ szereg czynników niezależnych od Grupy. Ostatnimi okresami, w których odnotowano naruszenie wymogów utrzymania minimalnych zapasów węgla był styczeń i luty 2023 roku.

Zgodnie z postanowieniami art. 56 ust. 1 pkt. 2) ustawy Prawo Energetyczne, karze pieniężnej podlega ten, kto nie przestrzega obowiązku utrzymania zapasów paliw, (...), lub nie uzupełnia ich w terminie, (...). Wskazać należy, iż sam fakt naruszenia zakazu lub nakazu przewidzianego w ustawie Prawo Energetyczne skutkuje nałożeniem kary przez Prezesa URE. Zgodnie z brzmieniem art. 56 ust. 3 ustawy Prawo Energetyczne, wysokość kary nie może być niższa niż 10 tys. PLN i wyższa niż 15% przychodu ukaranego przedsiębiorcy, osiągniętego w poprzednim roku podatkowym, a jeżeli kara pieniężna związana jest z działalnością prowadzoną na podstawie koncesji, wysokość kary nie może być niższa niż 10 tys. PLN i nie może być wyższa niż 15% przychodu ukaranego przedsiębiorcy, wynikającego z działalności koncesjonowanej w poprzednim roku podatkowym.

Do dnia sporządzenia niniejszego sprawozdania finansowego na PGE GiEK S.A. nie została nałożona kara z tytułu niedotrzymania obowiązku utrzymywania i odbudowania zapasów węgla na odpowiednim poziomie. Do dnia sporządzenia niniejszego sprawozdania poziom zapasów węgla jest utrzymany na wymaganym poziomie.

Biorąc pod uwagę powyższe, niezależne od GK przyczyny niedotrzymania i nieodbudowania w wyznaczonym terminie wymaganych minimalnych zapasów węgla, a także fakt braku uprzedniej karalności PGE GiEK S.A. z tego tytułu, powinny stanowić przesłankę do odpowiedniego miarkowania wymiaru kary. Grupa szacuje, że wartość ewentualnej naliczonej kary nie powinna być istotna dla GK, wobec czego w niniejszym sprawozdaniu nie rozpoznano rezerw z tego tytułu.

Środki z podwyższenia kapitału zakładowego Spółki

5 kwietnia 2022 roku zawarta została umowa inwestycyjna pomiędzy PGE S.A. a Skarbem Państwa dotycząca objęcia przez Skarb Państwa akcji wyemitowanych w wyniku podwyższenia kapitału zakładowego. Zgodnie z postanowieniami umowy, środki pozyskane z emisji akcji w kwocie 3,2 mld PLN są wykorzystywane wyłącznie na inwestycje w obszarze energii odnawialnej, dekarbonizacji i dystrybucji. Sposób wydatkowania środków pieniężnych z emisji podlega szczegółowemu raportowaniu i audytowi. W dniu 26 kwietnia 2023 roku aneksowano umowę ze względu na konieczność przesunięć w harmonogramie wydatków pomiędzy poszczególnymi zadaniami inwestycyjnymi. Wydatkowanie środków niezgodnie z postanowieniami umowy inwestycyjnej może skutkować karami pieniężnymi a w skrajnym wypadku nawet koniecznością zwrotu środków. Grupa PGE wykorzystuje środki zgodnie z umową inwestycyjną. Na 31 grudnia 2024 roku stan pozostałych do wydatkowania środków z emisji akcji wynosi ok. 508 mln PLN.

„Cancellation fees” w EWB2

W latach 2023 i 2024 EWB2 zawierała umowy dotyczące fazy budowy w ramach realizowanego projektu Morskiej Farmy Wiatrowej Baltica 2. W umowach tych występowały zapisy, zgodnie z którymi w przypadku braku podjęcia FID i w konsekwencji anulowania wszystkich zawartych kontraktów, EWB2 byłaby zobowiązana do uiszczenia opłat z tego tytułu (tzw. *Cancellation fees*).

W styczniu 2025 roku została podjęta FID, stąd ryzyko opłat z tytułu tzw. *Cancellation fees* uznaje się za nieistotne.

Świadectwa efektywności energetycznej

PGE S.A. była w trakcie postępowania administracyjnego przed Prezesem URE w sprawie wymierzenia kary pieniężnej dla PGE S.A. za niewywiązanie się z obowiązku uzyskania i przedstawienia do umorzenia Prezesowi URE świadectw efektywności energetycznej w ilości ok. 29 sztuk łącznie za 2017 i 2018 rok. W grudniu 2024 roku PGE S.A. otrzymała Decyzje Prezesa URE w sprawie przedmiotowych kar, których wysokość łącznie nie przekraczała kwoty 0,1 mln PLN. Kary zostały zapłacone w styczniu 2025 roku.

Zobowiązania warunkowe związane z faktoringiem

Na dzień 31 grudnia 2024 roku Grupa posiadała zobowiązania warunkowe w formie Oświadczeń o poddaniu się egzekucji w trybie art. 777 § 1 Kodeksu postępowania cywilnego stanowiących zabezpieczenie wiarygodności Grupy z tytułu prowadzonych umów faktoringowych:

- z tytułu faktoringu odwrotnego w Santander Factoring – 1.584 mln PLN,
- z tytułu faktoringu pełnego w Santander Factoring – 705 mln PLN,
- z tytułu faktoringu odwrotnego w Pekao Faktoring – 690 mln PLN,
- z tytułu faktoringu pełnego w Pekao Faktoring – 150 mln PLN,
- z tytułu faktoringu odwrotnego w Banku Handlowym – 600 mln PLN,
- z tytułu faktoringu pełnego w PKO Faktoring – 16,5 mln PLN,
- z tytułu faktoringu odwrotnego w PKO Faktoring – 150 mln PLN.

27.3 Inne sprawy sądowe i sporne

Kwestia odszkodowania dotyczącego konwersji akcji

W dniu 12 listopada 2014 roku spółka Socrates Investment S.A. (nabywca wierzytelności od byłych akcjonariuszy PGE Górnictwo i Energetyka S.A.) złożyła pozew sądowy o zasądzenie odszkodowania w łącznej kwocie ponad 493 mln PLN (plus odsetki) za szkodę poniesioną w związku z nieprawidłowym (jej zdaniem) ustaleniem parytetu wymiany akcji w procesie połączenia spółki PGE Górnictwo i Energetyka S.A. z PGE S.A. Spółka złożyła odpowiedź na pozew. W dniu 15 listopada 2017 roku wpłynęło do Spółki pismo procesowe powoda - zmiana żądania pozwu, zwiększając kwotę dochodzoną pozwem do wysokości 636 mln PLN. Obecnie toczy się postępowanie sądowe w pierwszej instancji.

Ponadto z podobnym roszczeniem wystąpiła spółka Pozwy sp. z o.o., nabywca wierzytelności byłych akcjonariuszy spółki PGE Elektrownia Opole S.A. Spółka Pozwy sp. z o.o. pozwem wniesionym do Sądu Okręgowego w Warszawie przeciwko PGE GiEK S.A., PGE S.A. oraz PwC Polska sp. z o.o. (dalej jako Pozwani) wniosła o zasądzenie od Pozwanych na zasadzie in solidum, ewentualnie solidarnie na rzecz Pozwy sp. z o.o. odszkodowania w łącznej kwocie ponad 260 mln PLN wraz z odsetkami z tytułu rzekomo nieprawidłowego (jej zdaniem) ustalenia stosunku wymiany akcji PGE Elektrownia Opole S.A. na akcje PGE GiEK S.A. w procesie łączenia tych spółek. Pozew ten został do PGE S.A. doręczony 9 marca 2017 roku. Spółki: PGE S.A. i PGE GiEK S.A. 8 lipca 2017 roku złożyły odpowiedź na pozew. Sąd Okręgowy w Warszawie w dniu 28 września 2018

roku ogłosił wyrok w pierwszej instancji - pozew spółki Pozwy sp. z o.o. został oddalony. W dniu 8 kwietnia 2019 roku do PGE S.A. wpłynął odpis apelacji złożonej przez powoda w dniu 7 grudnia 2018 r. Odpowiedź PGE S.A. oraz PGE GiEK S.A. na apelację została sporządzona w dniu 23 kwietnia 2019 roku. Rozprawa odbyła się w dniu 21 grudnia 2020 roku - Sąd Apelacyjny wydał wyrok, w którym uchylił zaskarżony wyrok Sądu Okręgowego w całości i zwrócił sprawę do ponownego rozpoznania do Sądu Okręgowego. W dniu 22 stycznia 2021 roku PGE SA wraz z PGE GiEK SA złożyła zażalenie na wyrok do Sądu Najwyższego, wnosząc o uchylenie w całości zaskarżonego wyroku i przekazanie sprawy do ponownego rozpoznania przez Sąd Apelacyjny. Na posiedzeniu niejawnym w dniu 27 kwietnia 2021 roku Sąd Najwyższy uchylił zaskarżony wyrok. Tym samym sprawa powróciła do ponownego rozpatrzenia przez Sąd Apelacyjny. Wyrokiem z dnia 10 stycznia 2024 Sąd Apelacyjny uwzględnił apelację powoda i uchylił zaskarżony wyrok Sądu Okręgowego i skierował sprawę do ponownego rozpoznania do tegoż sądu.

Spółki z Grupy PGE nie uznają żądań Socrates Investment S.A. i Pozwy sp. z o.o. Zdaniem PGE S.A. roszczenia te są bezzasadne, a cały proces konsolidacji był przeprowadzony rzetelnie i prawidłowo. Sama wartość akcji spółek podlegających połączeniu została określona przez niezależną spółkę PwC Polska sp. z o.o. Dodatkowo plany połączenia ww. spółek, w tym parytety wymiany akcji, były badane w zakresie poprawności i rzetelności przez wyznaczonego przez sąd rejestrowy biegłego, który nie stwierdził żadnych nieprawidłowości. Następnie sąd zarejestrował połączenia ww. spółek.

Na zgłoszone roszczenie Grupa PGE nie utworzyła rezerwy.

Naliczone kary dla wykonawcy bloku nr 7 w Elektrowni Turów

W 2022 roku PGE GiEK S.A. naliczyła wykonawcy bloku nr 7 w Elektrowni Turów, konsorcjum firm Mitsubishi Power Europe GmbH, TECNICAS REUNIDAS S.A. oraz BUDIMEX S.A., karę umowną w kwocie 562 mln PLN z tytułu niedotrzymania wskaźnika dyspozycyjności bloku w pierwszym roku okresu gwarancji. W lipcu 2022 roku spółka złożyła konsorcjum wezwanie do zapłaty, na które otrzymała odpowiedź odmowną. Kara umowna została objęta w 2022 roku odpisem aktualizującym w tej samej wysokości.

W dniu 15 czerwca 2023 roku PGE GiEK S.A. złożyła w Prokuraturii Generalnej RP wnioski o przeprowadzenie mediacji z udziałem mediatora Sądu Polubownego przy Prokuraturii Generalnej RP, celem podjęcia próby ugodowego rozstrzygnięcia sporów wynikających z Kontraktu. Mediacje, które trwały w 2023 i 2024 roku nie zakończyły się do dnia sporządzenia niniejszego sprawozdania.

W dniu 23 października 2023 roku PGE GiEK S.A. złożyła do Sądu Okręgowego w Łodzi pozew przeciwko Wykonawcy, który obejmuje żądanie usunięcia części wad bloku nr 7 w Elektrowni Turów. Wartość przedmiotu sporu w tej sprawie wynosi 200 mln PLN.

Dodatkowo PGE GiEK S.A. posiadała bankowe gwarancje należytego wykonania w łącznej kwocie 135 mln PLN oraz bankowe gwarancje zwrotu zaliczki w łącznej kwocie 7 mln PLN. 21 czerwca 2024 roku PGE GiEK S.A. dostarczyła do banku żądania zapłaty kwot wynikających z posiadanych gwarancji i w lipcu 2024 roku otrzymała kwotę 142 mln PLN. Kwota 135 mln z tytułu gwarancji należytego wykonania nie została rozpoznana w wyniku finansowym z uwagi na niezakończony postępowanie mediacyjne.

W dniu 30 października 2024 roku PGE GiEK S.A. wystawiła notę obciążeniową w wysokości 357 mln PLN z tytułu niedotrzymania wskaźnika dyspozycyjności bloku w drugim roku okresu gwarancji oraz kary umownej za zwłokę w usuwaniu wad. Z uwagi na istotne ryzyko kwestionowania przez Wykonawcę tej noty, została ona objęta odpisem aktualizującym w pełnej wysokości.

W dniu 13 grudnia 2024 roku PGE GiEK S.A. dokonała potrącenia części wierzytelności o zapłatę kary umownej za niedyspozycyjność Bloku w pierwszym roku okresu gwarancji z wierzytelnością wykonawcy o zwrot spieniężonej gwarancji należytego wykonania w łącznej kwocie prawie 135 mln PLN, co spowodowało częściowe odwrócenie odpisu aktualizującego dotyczącego kary umownej przy jednoczesnym zawiązaniu rezerwy w tej samej wysokości z uwagi na istotne ryzyko kwestionowania ww. potrącenia przez wykonawcę.

W dniu 24 grudnia 2024 roku PGE GiEK S.A. złożyła do Sądu Okręgowego w Łodzi pozew przeciwko wykonawcy o zapłatę w łącznej kwocie 1.046 mln PLN. Łączna wartość roszczeń skierowanych w postępowaniu sądowym przeciwko wykonawcy bloku nr 7 w Elektrowni Turów wynosi 1.246 mln PLN. W styczniu i lutym 2025 roku zostały doręczone PGE GiEK S.A. dwa pozwy wykonawcy o zapłatę w łącznej wysokości 627 mln PLN i 17 mln EUR, których PGE GiEK S.A. nie uznaje. Na zgłoszone roszczenia Grupa nie utworzyła rezerwy.

Opisane powyżej wzajemne roszczenia pomiędzy PGE GiEK S.A. i wykonawcą bloku nr 7 w Elektrowni Turów nie wpłynęły na wynik finansowy w 2024 roku. PGE GiEK S.A. nie odrzuca możliwości pozasądowego rozstrzygnięcia sporu.

Decyzja środowiskowa w sprawie Kopalni Turów

31 maja 2023 roku Wojewódzki Sąd Administracyjny w Warszawie wstrzymał - do czasu rozpoznania właściwej skargi - wykonalność decyzji środowiskowej na wydobywanie węgla dla Kopalni Turów. Decyzja środowiskowa określa warunki realizacji przedsięwzięcia: „Kontynuacja eksploatacji złoża węgla brunatnego Turów, realizowanego w gminie Bogatynia”. Skargę na decyzję środowiskową złożyły m.in. Fundacja Frank Bold, Greenpeace oraz Stowarzyszenie Ekologiczne EKO-UNIA.

12 czerwca 2023 roku spółka PGE GiEK S.A. złożyła zażalenie na wydane 31 maja 2023 roku postanowienie wydane przez WSA w sprawie Kopalni Turów do Naczelnego Sądu Administracyjnego w Warszawie. Była to odpowiedź spółki na wstrzymanie przez WSA wykonalności decyzji o środowiskowych warunkach wydanej przez Generalną Dyрекcyję Ochrony Środowiska we wrześniu 2022 roku.

18 lipca 2023 roku NSA uchylił postanowienie WSA z 31 maja 2023 roku o wstrzymaniu wykonalności decyzji środowiskowej w sprawie Kopalni w Turowie. Uwzględniono zażalenia GDOŚ, PGE GiEK S.A. oraz Prokuratury Krajowej.

31 sierpnia 2023 roku WSA zawiesił postępowanie w sprawie decyzji środowiskowej GDOŚ dotyczącej Kopalni Turów do czasu formalnego zakończenia sprawy z wniosku spółki PGE GiEK S.A. o zmianę decyzji środowiskowej. Postępowanie z wniosku PGE GiEK S.A. o zmianę decyzji środowiskowej zakończyło się ostateczną i prawomocną decyzją o umorzeniu postępowania.

13 marca 2024 roku WSA uchylił decyzję GDOŚ, określającą środowiskowe warunki dalszej eksploatacji złoża węgla brunatnego w Turowie. Jak podkreślił WSA nie oznacza to ani zamknięcia ani wstrzymania pracy w kopalni Turów. Orzeczenie nie jest prawomocne.

W dniu 30 kwietnia 2024 roku doręczono PGE GiEK S.A. odpis wyroku wraz z uzasadnieniem. Orzeczenie nie jest prawomocne. W dniu 29 maja 2024 roku PGE GiEK S.A. złożyła od ww. wyroku skargę kasacyjną do Naczelnego Sądu Administracyjnego.

Ten sam wyrok został w całości zaskarżony również w dniu 17 maja 2024 roku przez GDOŚ. PGE GiEK S.A. po doręczeniu skargi kasacyjnej GDOŚ złożyła w dniu 2 lipca 2024 roku odpowiedź na skargę kasacyjną i wniosła o jej uwzględnienie i uchylenie zaskarżonego wyroku Wojewódzkiego Sądu Administracyjnego. Wyrok WSA został zaskarżony przez organizacje ekologiczne. PGE GiEK S.A. złożyła odpowiedzi na złożone skargi kasacyjne.

Naczelny Sąd Administracyjny w wydanym w dniu 18 marca 2025 roku wyroku uchylił wyrok WSA z dnia 1 lutego 2022 roku w przedmiocie rygoru natychmiastowej wykonalności nadanej decyzji o środowiskowych warunkach wydanej przez Regionalnego Dyrektora Ochrony Środowiska we Wrocławiu dla kontynuacji wydobywania w Kopalni Węgla Brunatnego w Turowie i przekazał sprawę do ponownego rozpoznania przez WSA. Tym samym decyzja o środowiskowych warunkach wydana dla KWB Turów jest wykonalna.

Kwestie związane z wnioskiem konsorcjum Polimex-Mostostal o podwyższenie wynagrodzenia za budowę elektrociepłowni w Siechnicach

W dniu 23 czerwca 2021 roku została zawarta umowa dotycząca budowy elektrociepłowni gazowo - parowej dla KOGENERACJA S.A. z konsorcjum w składzie Polimex Mostostal S.A. oraz Polimex Energetyka sp. z o.o. Wartość wynagrodzenia w momencie podpisania umowy została ustalona na 1.159 mln PLN netto.

W związku z zaistniałym - w ocenie Konsorcjum - oddziaływaniem nadzwyczajnej zmiany stosunków gospodarczych, skutkujących wzrostem cen towarów oraz materiałów, będących następstwem kumulacji pandemii COVID 19 oraz nowej fazy agresji zbrojnej Federacji Rosyjskiej przeciwko Ukrainie, KOGENERACJA S.A. otrzymała od Konsorcjum wnioski o podwyższenie wysokości wynagrodzenia umownego dla powyższej umowy. KOGENERACJA S.A. zleciła sporządzenie - przez zewnętrznych ekspertów - opinii prawnych i technicznych ekspertów, których wyniki stanowią podstawę do prowadzenia mediacji, ukierunkowanej na rozwiązanie powstałych kwestii spornych, dotyczących istnienia podstaw faktycznych i prawnych oraz ewentualnego zakresu możliwej zmiany wysokości wynagrodzenia (a w konsekwencji ewentualnego podpisania aneksu waloryzacyjnego do Umowy) oraz terminu realizacji zobowiązania.

W dniu 15 września 2023 roku strony zawarły umowę o mediację przed mediatorami stałymi w Sądzie Polubownym przy Prokuraturze Generalnej Rzeczypospolitej Polskiej. Konsorcjum oszacowało roszczenie waloryzacyjne na kwotę 344 mln PLN netto.

W dniach 20 i 26 września 2023 roku - na wniosek Konsorcjum - Sąd Okręgowy we Wrocławiu wydał postanowienie, dotyczące udzielenia zabezpieczenia roszczenia Konsorcjum o ukształtowanie stosunku prawnego i zmianę Umowy. Wartość przedmiotu zabezpieczenia Sąd określił na kwotę 344 mln PLN netto.

Stosownie do treści postanowienia Sądu o zabezpieczeniu, do czasu prawomocnego zakończenia postępowania sądowego – połowa wartości przedmiotu zabezpieczenia netto, tj. kwota 172 mln PLN, powiększy dotychczasową wartość wskazanych we wniosku płatności z tytułu zobowiązań inwestycyjnych i będzie podlegała fakturowaniu sukcesywnie do realizowanych przez Konsorcjum prac. Ustanowienie zabezpieczenia nie jest prawomocne. Postanowienie zostało opatrzone klauzulą natychmiastowej wykonalności.

W dniu 2 listopada 2023 roku spółka rozpoczęła formalną procedurę odwoławczą od nieprawomocnego postanowienia Sądu o udzieleniu zabezpieczenia. 9 listopada 2023 roku spółka wysłała wniosek o wstrzymanie wykonania powyższego postanowienia o udzieleniu zabezpieczenia.

W dniu 13 grudnia 2023 roku KOGENERACJA S.A. otrzymała postanowienie Sądu Okręgowego we Wrocławiu X Wydział Gospodarczy z dnia 1 grudnia 2023 roku dotyczące wstrzymania wykonalności postanowienia z dnia 20 września 2023 roku o udzieleniu zabezpieczenia roszczenia do czasu rozstrzygnięcia zażalenia na to postanowienie. Tym samym uwzględniono wniosek KOGENERACJI S.A. z dnia 9 listopada 2023 roku. Postanowienie o wstrzymaniu wykonalności zostało objęte klauzulą natychmiastowej wykonalności. Pismem z 18 grudnia 2023 roku KOGENERACJA S.A. wniosła zażalenie na postanowienie Sądu Okręgowego we Wrocławiu z 20 września 2023 roku w przedmiocie zabezpieczenia. Na zgodny wniosek Stron, Sąd Apelacyjny we Wrocławiu – postanowieniem z 30 października 2024 roku – zawiesił postępowanie w sprawie.

W dniu 12 sierpnia 2024 roku wpłynął z Sądu Okręgowego we Wrocławiu X Wydział Gospodarczy odpis pozwu z dnia 30 października 2023 roku w sprawie z powództwa Polimex Mostostal S.A. o ukształtowanie stosunku prawnego i zmianę Umowy na budowę Elektrociepłowni gazowo-parowej dla Zespołu Elektrociepłowni Wrocławskich KOGENERACJA S.A. w Siechnicach. Żądana przez Polimex zmiana Umowy dotyczy oznaczenia wysokości wynagrodzenia umownego zwiększonego o kwotę 344 mln PLN netto tj. podwyższenia obecnej wartości Umowy w kwocie 1.159 mln PLN netto do kwoty 1.503 mln PLN netto. Na zgodny wniosek Stron z 22 sierpnia 2024 roku, Sąd Okręgowy we Wrocławiu – postanowieniem z 16 października 2024 roku - zawiesił postępowanie.

W dniu 8 listopada 2024 roku KOGENERACJA S.A. oraz Konsorcjum, w wyniku postępowania mediacyjnego, podpisały protokół z ustaleń Stron. Zgodnie z w/w protokołem, zostanie zawarta ugoda częściowa, kończąca spór związany z roszczeniami finansowymi Konsorcjum o zwiększenie wynagrodzenia umownego. Zgodnie z projektem aneksu do umowy, wysokość wynagrodzenia umownego Konsorcjum ulegnie podwyższeniu - z tytułu waloryzacji pozaumownej (związanej ze zmianą stosunków), umownej oraz wykonania prac: dodatkowych, zamiennych, jak i usuwania ryzyk terenu budowy - o kwotę netto 157 mln PLN, tj. 194 mln PLN brutto. Warunkiem zawarcia ugody częściowej, a w konsekwencji aneksu do umowy, jest uzyskanie wymaganych zgód korporacyjnych, w szczególności zgody Walnego Zgromadzenia spółki.

W dniu 25 lutego 2025 roku KOGENERACJA S.A. oraz Konsorcjum zawarły aneks do umowy o mediację, na mocy którego termin procesu mediacyjnego wydłużono do dnia 31 maja 2025 roku.

W dniu 13 marca 2025 roku Nadzwyczajne Walne Zgromadzenie KOGENERACJA S.A. wyraziło zgodę na zawarcie ugody przed Mediatorami Stałymi z Sądu Polubownego przy Prokuraturii Generalnej Rzeczypospolitej Polskiej oraz podpisanie aneksu nr 1 do umowy z Konsorcjum w składzie: Polimex Mostostal S.A. i Polimex Energetyka Sp. z o.o. na budowę EC Czechnica 2, zwiększającego wynagrodzenie umowne o 157 mln PLN. Powyższa ugoda została zawarta w dniu 19 marca 2025 roku. Aneks numer 1 do Umowy stanowiący załącznik do Ugody zostanie zawarty po zatwierdzeniu Ugody przez sąd powszechny. Spór związany z terminem wykonania zobowiązania określonego w Umowie na dzień 30 kwietnia 2024 roku pozostaje przedmiotem obowiązującej umowy mediacji, której zakończenie nastąpi poprzez zawarcie kolejnego aneksu do Umowy.

Grupa zrealizowała płatności na mocy postanowienia Sądu Okręgowego we Wrocławiu o udzieleniu zabezpieczenia roszczenia w wysokości 37 mln PLN, kwotę 56 mln PLN ujęła jako szacunek w zobowiązaniach inwestycyjnych oraz 64 mln PLN ujęła w przyszłych zobowiązaniach z tytułu umów inwestycyjnych.

Decyzje Prezesa URE w sprawie korekty rocznej kosztów powstałych w jednostkach opalanych gazem ziemnym

W dniu 1 sierpnia 2023 roku spółka Elektrociepłownia Zielona Góra S.A. otrzymała decyzję administracyjną Prezesa URE w sprawie wysokości korekty rocznej kosztów powstałych w jednostkach opalanych gazem ziemnym, o której mowa w art. 44 ust. 1 Ustawy KDT, dotyczącej roku 2022. W decyzji Prezes URE określił korektę roczną w wysokości 35 mln PLN. Spółka nie zgadza się z powyższą decyzją, dlatego w dniu 16 sierpnia 2023 roku złożone zostało do Sądu Okręgowego w Warszawie – Sąd Ochrony Konkurencji i Konsumentów odwołanie od decyzji wraz z wnioskiem o wstrzymanie jej wykonania. W dniu 28 września 2023 roku sąd wydał postanowienie o wstrzymaniu wykonania decyzji Prezesa URE do czasu prawomocnego rozstrzygnięcia sprawy wszczętej odwołaniem. Do dnia publikacji niniejszego sprawozdania termin pierwszej rozprawy nie został wyznaczony.

W dniu 31 lipca 2024 roku Elektrociepłownia Zielona Góra S.A. otrzymała decyzję administracyjną Prezesa URE w sprawie wysokości korekty rocznej dotyczącej roku 2023. W decyzji Prezes URE określił korektę roczną w wysokości 99 mln PLN. Spółka nie zgadza się z powyższą decyzją, dlatego w dniu 20 sierpnia 2024 roku złożone zostało do Sądu Okręgowego w Warszawie – Sąd Ochrony Konkurencji i Konsumentów odwołanie od decyzji, a w dniu 30 sierpnia 2024 roku wniosek o wstrzymanie jej wykonania.

W dniu 16 września 2024 roku Sąd Okręgowy w Warszawie, XVII Wydział SOKiK wydał postanowienie o wstrzymaniu wykonania decyzji Prezesa URE dotyczącej rozliczenia dopłaty gazowej za 2023 rok do czasu prawomocnego rozstrzygnięcia sprawy wszczętej odwołaniem od decyzji. Do dnia publikacji niniejszego sprawozdania finansowego termin pierwszej rozprawy nie został wyznaczony.

Rozbieżność pomiędzy spółką a URE w powyższych sprawach wynika z odmiennej interpretacji ustawy KDT, w szczególności art. 46 ust. 1 ust. 5 oraz art. 34. Grupa oszacowała w księgach rachunkowych zobowiązanie w wysokości 137 mln PLN.

Odпис na Fundusz Wyłaty Różnicy Ceny

Kwestię sporu w interpretacji przepisów odnośnie kalkulacji odpisu na FWRC opisano w nocie 32.4 niniejszego sprawozdania finansowego.

28. Przyszłe zobowiązania inwestycyjne

Na dzień 31 grudnia 2024 roku Grupa zobowiązała się ponieść nakłady na rzeczowe aktywa trwałe w kwocie około 15.137 mln PLN. Kwoty te przeznaczone będą głównie na budowę morskich farm wiatrowych, budowę nowych bloków gazowych, modernizację majątku jednostek Grupy oraz zakup maszyn i urządzeń.

	Stan na dzień 31 grudnia 2024	Stan na dzień 31 grudnia 2023 **
Energetyka Odnawialna	9.781	8.938
Energetyka Gazowa	2.383	4.690
Dystrybucja	1.542	2.530
Ciepłownictwo	1.083	1.094
Energetyka Konwencjonalna	259	288
Energetyka Kolejowa	68	206
Obrót	0	2
Działalność pozostała	21	14
PRZYSZŁE ZOBOWIĄZANIA INWESTYCYJNE, RAZEM	15.137	17.762

* Prezentowane kwoty ujmują 50% udział przypadający na GK PGE we wspólnej działalności w rozumieniu MSSF 11 Wspólne ustalenia umowne

** Dane przekształcone

Najbardziej istotne przyszłe zobowiązania inwestycyjne dotyczą:

- Energetyka Odnawialna – budowa na Morzu Bałtyckim farmy wiatrowej Baltica 2 (m.in. umowa dostawy i instalacji morskich turbin wiatrowych, umowa serwisowa i gwarancyjna, umowa zaprojektowania, wyprodukowania i uruchomienia morskich stacji elektroenergetycznych, umowa dostarczenia fundamentów, kabli wewnętrznych dla turbin) – kwota około 8.748 mln PLN; modernizacja zbiornika górnego ESP Porąbka-Żar – kwota około 736 mln PLN; zaprojektowanie i budowa nowych instalacji fotowoltaicznych w ponad 40 różnych lokalizacjach – kwota około 117 mln PLN.
- Energetyka Gazowa – budowa bloku w technologii gazowo-parowej (PGE Nowy Rybnik sp. z o.o.) – kwota około 1.563 mln PLN; umowa o świadczenie usług serwisowych dla dwóch turbin gazowych (PGE Gryfino Dolna Odra sp. z o.o.) – kwota około 768 mln PLN.
- Dystrybucja – zobowiązania inwestycyjne związane głównie z majątkiem sieciowym w kwocie około 1.542 mln PLN.
- Ciepłownictwo – budowa źródła kogeneracyjnego opartego na układzie zespołu silników gazowych o mocy do 50 MWe dla PGE EC S.A. Oddział Wybrzeże - Elektrociepłownia w Gdyni – kwota około 244 mln PLN; budowa elektrociepłowni gazowo – parowej EC Czechnica-2 w Siechnicach – kwota około 265 mln PLN; budowa źródła kogeneracyjnego na paliwo gazowe opartego o silniki gazowe oraz źródła ciepłowniczego rezerwowo-szczytowego w Bydgoszczy – kwota około 47 mln PLN; budowa drugiej linii technologicznej Instalacji Termicznego Przetwarzania z Odzyskiem Energii w Rzeszowie – kwota około 93 mln PLN.

29. Rozliczenia podatkowe

Obowiązki i uprawnienia podatkowe są określone w Konstytucji, ustawach podatkowych oraz ratyfikowanych umowach międzynarodowych. Zgodnie z ordynacją podatkową podatek definiuje się jako publicznoprawne, nieodpłatne przymusowe oraz bezzwrotne świadczenie pieniężne na rzecz Skarbu Państwa, województwa, powiatu lub gminy, wynikające z ustawy podatkowej. Uwzględniając kryterium przedmiotowe, obowiązujące w Polsce podatki można uszeregować w pięciu grupach: opodatkowanie dochodów, opodatkowanie obrotu, opodatkowanie majątku, opodatkowanie czynności, oraz inne opłaty, nie zaklasyfikowane gdzie indziej.

Z punktu widzenia działalności podmiotów gospodarczych zasadnicze znaczenie ma opodatkowanie dochodów (podatek dochodowy od osób prawnych), opodatkowanie obrotów (podatek od towarów i usług VAT, podatek akcyzowy) oraz opodatkowanie majątku (podatek od nieruchomości i od środków transportowych). Nie można pominąć innych opłat i wpłat, które zaklasyfikować można jako quasi – podatki. Wśród nich wymienić należy między innymi składki na ubezpieczenia społeczne.

Podstawowe stawki podatkowe kształtują się następująco: stawka podatku dochodowego od osób prawnych – 19%, dla małych przedsiębiorców możliwa jest stawka 9%, podstawowa stawka podatku VAT – 23%, obniżone: 8%, 5%, 0%, ponadto, niektóre towary i usługi są objęte zwolnieniem z podatku VAT.

System podatkowy w Polsce charakteryzuje duża zmienność przepisów podatkowych, wysoki stopień ich skomplikowania, wysokie potencjalne kary przewidziane w razie popełnienia przestępstwa lub wykroczenia skarbowego. Rozliczenia podatkowe oraz inne obszary działalności, podlegające regulacjom (kontroli celnej, czy dewizowej) mogą być przedmiotem kontroli odpowiednich władz, które uprawnione są do nakładania kar i sankcji wraz z odsetkami karnymi. Kontrolą mogą być objęte rozliczenia podatkowe przez okres 5 lat od końca roku kalendarzowego, w którym upłynął termin płatności podatku.

Podatek dochodowy

Minimalny podatek dochodowy

Od 1 stycznia 2024 roku obowiązują zawieszone wcześniej przepisy dotyczące minimalnego podatku dochodowego. Podatek minimalny dotyczy podatników, którzy wykazą stratę podatkową ze źródła przychodów innych niż zyski kapitałowe lub rentowność (rozumianą jako udział dochodów ze źródła przychodów innych niż z zysków kapitałowych w przychodach innych niż z zysków kapitałowych) niższą niż 2%. Rentowność może być ustalana dla grupy powiązanych spółek, ustawa przewiduje również szereg wyłączeń podmiotowych i przedmiotowych. W 2024 roku w GK PGE nie wystąpiło istotne obciążenie z tego tytułu.

Globalny podatek wyrównawczy

Z dniem 1 stycznia 2025 roku weszły w życie przepisy ustawy z 6 listopada 2024 roku o opodatkowaniu wyrównawczym jednostek składowych grup międzynarodowych i krajowych. Jest to implementacja do krajowego porządku prawnego przepisów dyrektywy Rady (UE) 2022/2523 z dnia 14 grudnia 2022 roku w sprawie zapewnienia globalnego minimalnego poziomu opodatkowania międzynarodowych grup przedsiębiorstw oraz dużych grup krajowych w Unii Europejskiej (tzw. Pillar 2). W przypadku efektywnej stawki opodatkowania poniżej 15% w danej jurysdykcji będzie miał zastosowanie globalny lub krajowy podatek wyrównawczy. Przepisy obowiązują od 2025 roku z możliwością wyboru ich stosowania za rok 2024. Z przewidzianych ww. ustawie uproszczeń i wyłączeń, jakie można zastosować w pierwszych latach obowiązywania regulacji, wynika że GK PGE będzie mogła skorzystać z wyłączenia z kalkulacji i zapłaty krajowego podatku wyrównawczego aż do 2028 roku włącznie.

Mechanizm podzielonej płatności w VAT, obowiązek dokonywania płatności na rachunki zgłoszone w urzędach skarbowych

Grupa wykorzystuje środki otrzymywane od kontrahentów na rachunkach VAT do płatności swoich zobowiązań zawierających podatek VAT. Wysokość środków na rachunkach VAT w danym dniu zależy w głównej mierze od tego, jak wielu kontrahentów GK PGE skorzysta z mechanizmu oraz relacji między terminami płatności należności i zobowiązań. Według stanu na dzień 31 grudnia 2024 roku saldo środków pieniężnych na rachunkach VAT wynosiło 1.272 mln PLN.

Raportowanie schematów podatkowych (MDR)

Od 2019 roku zaczęły obowiązywać nowe przepisy prawne, które wprowadziły obowiązkowe raportowanie schematów podatkowych (tzw. „MDR”, ang. Mandatory Disclosure Rules). Co do zasady jako schemat podatkowy należy rozumieć czynność, w wyniku której osiągnięcie korzyści podatkowej jest główną lub jedną z głównych korzyści. Ponadto jako schemat podatkowy wskazane zostały zdarzenia posiadające tzw. szczególne lub inne szczególne cechy rozpoznawcze, zdefiniowane w przepisach. Obowiązkiem raportowania

zostają objęte trzy typy podmiotów: promotorzy, wspomagający i korzystający. Regulacje MDR są w wielu obszarach złożone i nieprecyzyjne, co powoduje wątpliwości interpretacyjne odnośnie ich praktycznego stosowania.

Podatek akcyzowy

W związku z nieprawidłową implementacją przepisów unijnych do polskiego systemu prawnego w PGE GiEK S.A. w 2009 roku rozpoczęły się postępowania w zakresie uzyskania zwrotu nienależnie uiszczanego podatku akcyzowego w okresie styczeń 2006 – luty 2009 roku. Nieprawidłowość polegała na opodatkowaniu energii elektrycznej na pierwszym etapie jej sprzedaży, tj. przez producentów, podczas gdy powinna być opodatkowana sprzedaż na rzecz tzw. nabywców końcowych.

Sądy administracyjne rozpatrując skargi spółki w zakresie roszczeń restytucyjnych na wydawane przez organy podatkowe decyzje odmawiające stwierdzenia nadpłaty akcyzy orzekały, iż spółka nie poniosła ciężaru ekonomicznego nienależnie uiszczanego podatku akcyzowego (co w świetle uchwały NSA z dnia 22 czerwca 2011 roku sygn. akt I GPS 1/11 wyklucza możliwość zwrotu nadpłaty). Zdaniem NSA roszczenia, które spółka wykazała, w szczególności za pomocą analiz ekonomicznych, mają charakter kompensacyjny i w związku z tym mogą być dochodzone wyłącznie przed sądami cywilnymi. W związku z powyższym PGE GiEK S.A. podjęła decyzję o wycofaniu się z postępowań w zakresie roszczeń restytucyjnych. Obecnie działania w zakresie nadpłaty podatku akcyzowego prowadzone są na drodze cywilnej. W dniu 10 stycznia 2020 roku Sąd Okręgowy w Warszawie ogłosił wyrok w sprawie z powództwa PGE GiEK S.A. przeciwko Skarbowi Państwa – Ministrowi Finansów. Sąd oddalił powództwo. Spółka 3 lutego 2020 roku złożyła skargę na wyrok pierwszej instancji do Sądu Apelacyjnego w Warszawie. Rozprawa odbyła się 2 grudnia 2020 roku, po której wyrokiem ogłoszonym w dniu 17 grudnia 2020 roku Sąd Apelacyjny w Warszawie oddalił apelację PGE GiEK S.A. W dniu 23 kwietnia 2021 roku PGE GiEK S.A. złożyła skargę kasacyjną do Sądu Najwyższego. 20 maja 2021 roku PGE GiEK S.A. otrzymała odpowiedź Prokuraturii Generalnej na skargę kasacyjną wniesioną przez spółkę.

Z uwagi na istotną niepewność odnośnie ostatecznego rozstrzygnięcia powyższej kwestii Grupa nie ujmuje w sprawozdaniu finansowym żadnych skutków związanych z ewentualnym uzyskaniem odszkodowania na drodze cywilnej w związku z nienależnie uiszczanym podatkiem akcyzowym.

Podatek od nieruchomości

Podatek od nieruchomości stanowi istotne obciążenie niektórych spółek Grupy Kapitałowej PGE. Regulacje dotyczące podatku od nieruchomości w niektórych obszarach są niejasne i budzą szereg wątpliwości interpretacyjnych. Organy podatkowe, którym jest wójt, burmistrz lub prezydent miasta, często wydają niespójne interpretacje podatkowe w podobnych merytorycznie sprawach. Powyższe powoduje, iż spółki Grupy były i mogą być stronami postępowań dotyczących podatku od nieruchomości. Jeżeli Grupa uznaje, że w wyniku postępowania korekta rozliczeń jest prawdopodobna, tworzy odpowiednią rezerwę. Ze względu na zakwestionowanie konstytucyjności definicji budowli przez Trybunał Konstytucyjny została dokonana nowelizacja przepisów ustawy z 12 stycznia 1991 roku o podatkach i opłatach lokalnych, w której na nowo zdefiniowano przedmiot opodatkowania. Zamiarem projektodawcy przepisów, tj. Ministra Finansów, jest utrzymanie status quo, co do zakresu opodatkowania. Zmiana przepisów nie będzie miała istotnego wpływu na obciążenie z tytułu podatku od nieruchomości w spółkach GK PGE.

Niepewność związana z rozliczeniami podatkowymi

Regulacje dotyczące podatku od towarów i usług, podatku dochodowego od osób prawnych oraz obciążeń związanych z ubezpieczeniami społecznymi podlegają częstym zmianom. Te częste zmiany powodują brak odpowiednich punktów odniesienia, niespójne interpretacje oraz nieliczne ustanowione precedensy, które mogłyby mieć zastosowanie. Obowiązujące przepisy zawierają również niejasności, które powodują różnice w opiniach, co do interpretacji prawnej przepisów podatkowych, zarówno pomiędzy organami państwowymi jak i organami państwowymi i przedsiębiorstwami.

Rozliczenia podatkowe oraz inne obszary działalności (na przykład kwestie celne czy dewizowe) mogą być przedmiotem kontroli organów, które uprawnione są do nakładania wysokich kar i grzywien, a wszelkie dodatkowe zobowiązania podatkowe, wynikające z kontroli, muszą zostać zapłacone wraz z wysokimi odsetkami. Te warunki powodują, że ryzyko podatkowe w Polsce jest większe niż w krajach o bardziej stabilnym systemie podatkowym.

W konsekwencji, kwoty prezentowane i ujawniane w sprawozdaniach finansowych mogą się zmienić w przyszłości w wyniku ostatecznej decyzji organu kontroli podatkowej.

Informacja o realizowanej strategii podatkowej

Zgodnie z przepisami ustawy o podatku dochodowym największe spółki Grupy Kapitałowej PGE publikują co roku na swoich stronach internetowych informację o realizowanej strategii podatkowej za rok ubiegły.

Informacja zawiera m.in. dane o stosowanych przez podatnika procedurach w zakresie prawidłowej realizacji zobowiązań podatkowych, liczbie zgłoszonych schematów podatkowych i wniosków o interpretację, transakcjach z podmiotami powiązаныmi oraz działaniach restrukturyzacyjnych.

Ustawa Ordynacja Podatkowa zawiera postanowienia Ogólnej Klauzuli Zapobiegającej Nadużyciom (GAAR). GAAR ma zapobiegać powstawaniu i wykorzystywaniu sztucznych struktur prawnych tworzonych w celu uniknięcia zapłaty podatku w Polsce. GAAR definiuje unikanie opodatkowania jako czynność dokonaną przede wszystkim w celu osiągnięcia korzyści podatkowej, sprzecznej w danych okolicznościach z przedmiotem i celem przepisów ustawy podatkowej. Zgodnie z GAAR taka czynność nie skutkuje osiągnięciem korzyści podatkowej, jeżeli sposób działania był sztuczny. Wszelkie występowanie nieuzasadnionego dzielenia operacji, angażowania podmiotów pośredniczących mimo braku uzasadnienia ekonomicznego lub gospodarczego, elementów wzajemnie się znośzących lub kompensujących oraz inne działania o podobnym działaniu do wcześniej wspomnianych, mogą być potraktowane jako przesłanka istnienia sztucznych czynności podlegających przepisom GAAR. Nowe regulacje będą wymagać znacznie większego osądu przy ocenie skutków podatkowych poszczególnych transakcji.

Klauzulę GAAR należy stosować w odniesieniu do transakcji dokonanych po jej wejściu w życie oraz do transakcji, które zostały przeprowadzone przed wejściem w życie klauzuli GAAR, ale dla których po dacie wejścia klauzuli w życie korzyści były lub są nadal osiągane. Wdrożenie powyższych przepisów umożliwi polskim organom kontroli podatkowej kwestionowanie realizowanych przez podatników prawnych ustaleń i porozumień, takich jak restrukturyzacja i reorganizacja grupy.

Grupa ujmuje i wycenia aktywa lub zobowiązania z tytułu bieżącego i odroczonego podatku dochodowego przy zastosowaniu wymogów MSR 12 *Podatek dochodowy* w oparciu o zysk (stratę podatkową), podstawę opodatkowania, nierozliczone straty podatkowe, niewykorzystane ulgi podatkowe i stawki podatkowe, uwzględniając ocenę niepewności związanych z rozliczeniami podatkowymi. Gdy istnieje niepewność co do tego, czy i w jakim zakresie organ podatkowy będzie akceptował poszczególne rozliczenia podatkowe transakcji, Grupa ujmuje te rozliczenia uwzględniając ocenę niepewności.

30. Informacja o podmiotach powiązanych

Transakcje Grupy Kapitałowej PGE z jednostkami powiązаныmi są dokonywane w oparciu o ceny rynkowe dostarczanych towarów, produktów i usług lub oparte są o koszt ich wytworzenia.

30.1 Jednostki stowarzyszone i współkontrolowane

Łączna wartość transakcji, sald z jednostkami stowarzyszonyimi i współkontrolowanymi została przedstawiona w tabeli poniżej.

	Rok zakończony 31 grudnia 2024	Rok zakończony 31 grudnia 2023
Sprzedaż do jednostek stowarzyszonych i współkontrolowanych	39	35
Zakupy od jednostek stowarzyszonych i współkontrolowanych	729	611

	Stan na dzień 31 grudnia 2024	Stan na dzień 31 grudnia 2023
Należności handlowe od jednostek stowarzyszonych i współkontrolowanych	27	97
Zobowiązania handlowe wobec jednostek stowarzyszonych i współkontrolowanych	74	66

Wartość obrotów oraz salda rozrachunków wynikają głównie z transakcji z PEC Bogatynia oraz Polimex-Mostostal S.A.

30.2 Spółki zależne od Skarbu Państwa

Dominującym właścicielem PGE jest Skarb Państwa, w związku z tym zgodnie z MSR 24 *Ujawnianie informacji na temat podmiotów powiązanych* spółki Skarbu Państwa są traktowane jako podmioty powiązane. Spółki Grupy PGE identyfikują szczegółowo transakcje z około 40 najważniejszymi spółkami zależnymi od Skarbu Państwa.

Łączna wartość transakcji, sald z powyższymi jednostkami została przedstawiona w tabeli poniżej.

	Rok zakończony 31 grudnia 2024	Rok zakończony 31 grudnia 2023
Sprzedaż na rzecz podmiotów powiązanych	9.600	11.745
Zakupy od podmiotów powiązanych	16.390	16.170

	Stan na dzień 31 grudnia 2024	Stan na dzień 31 grudnia 2023
Należności handlowe od podmiotów powiązanych	1.176	784
Zobowiązania handlowe wobec podmiotów powiązanych	1.694	1.510

Największe transakcje z udziałem spółek Skarbu Państwa dotyczą spółek PSE S.A., Orlen S.A., PGG S.A., PKO Bank Polski S.A., PKP PLK S.A., PKP Cargo S.A., Jastrzębska Spółka Węglowa S.A., Tauron Dystrybucja S.A., Enea Operator Sp. z o.o.

Ponadto Grupa dokonuje transakcji na rynku energii za pośrednictwem Towarowej Giełdy Energii S.A. Z uwagi na fakt, iż jednostka ta zajmuje się jedynie organizacją obrotu giełdowego, zakup i sprzedaż za jej pośrednictwem nie są traktowane jako transakcje z podmiotem powiązanym.

Prezentowane powyżej wartości nie obejmują istotnych transakcji z Zarządcą Rozliczeń S.A., obejmujących odpisy na FWRC oraz rozliczanych, wypłacanych rekompensat dla podmiotów uprawnionych z tytułu wprowadzenia ceny maksymalnej, określonych Ustawą z dnia 27 października 2022 roku o środkach nadzwyczajnych mających na celu ograniczenie wysokości cen energii elektrycznej oraz wsparciu niektórych odbiorców w 2023 roku. Przedmiotowe informacje opisano w nocie 32.4 Zmiany regulacyjne na rynku energii elektrycznej.

30.3 Wynagrodzenie kadry kierowniczej

Główna kadra kierownicza obejmuje Zarząd i Radę Nadzorczą jednostki dominującej oraz istotnych spółek zależnych.

tys. PLN	Rok zakończony 31 grudnia 2024	Rok zakończony 31 grudnia 2023
Krótkoterminowe świadczenia pracownicze (wynagrodzenia i narzuty)	43.352	44.503
Świadczenia po okresie zatrudnienia	8.567	4.708
ŁĄCZNA KWOTA WYNAGRODZENIA GŁÓWNEJ KADRY KIEROWNICZEJ	51.919	49.211
Wynagrodzenie kadry kierowniczej spółek działalności pozostałej	16.938	18.563
ŁĄCZNA KWOTA WYNAGRODZENIA KADRY KIEROWNICZEJ	68.857	67.774

tys. PLN	Rok zakończony 31 grudnia 2024	Rok zakończony 31 grudnia 2023
Zarząd jednostki dominującej	9.510	9.044
<i>w tym świadczenia po okresie zatrudnienia</i>	<i>2.814</i>	<i>925</i>
Rada Nadzorcza jednostki dominującej	865	706
Zarządy - jednostki zależne	36.899	34.732
<i>w tym świadczenia po okresie zatrudnienia</i>	<i>5.753</i>	<i>3.783</i>
Rady Nadzorcze - jednostki zależne	4.645	4.729
RAZEM	51.919	49.211
Wynagrodzenie kadry kierowniczej spółek działalności pozostałej	16.938	18.563
ŁĄCZNA KWOTA WYNAGRODZENIA KADRY KIEROWNICZEJ	68.857	67.774

W spółkach GK PGE (pośrednio i bezpośrednio zależnych) realizowana jest zasada, że członkowie zarządów zatrudniani są na podstawie umowy o świadczenie usług zarządzania.

W okresie zakończonym 31 grudnia 2024 roku nastąpił wzrost wynagrodzenia głównej kadry kierowniczej przy jednoczesnym spadku wynagrodzenia kadry kierowniczej spółek działalności pozostałej. Wynika to m.in. ze zmiany przypisania wynagrodzeń określonych podmiotów pomiędzy działalnością główną i pozostałą. Stosując obecne zasady przypisania spółek do działalności głównej i pozostałej w okresie porównawczym, wynagrodzenie kadry kierowniczej spółek działalności pozostałej wyniosłoby 17.686 tys. PLN natomiast łączna kwota wynagrodzenia głównej kadry kierowniczej wyniosłaby 50.087 tys. PLN.

W nocie 7.2 Koszty w układzie rodzajowym i kalkulacyjnym wynagrodzenia z tego tytułu są prezentowane w pozycji pozostałe koszty rodzajowe.

31. Wynagrodzenie firmy audytorskiej

Podmiotem uprawnionym do badania jednostkowego sprawozdania finansowego PGE S.A. za rok 2024 oraz skonsolidowanego sprawozdania finansowego GK PGE jak również świadczącym usługę przeglądu półrocznego jednostkowego i skonsolidowanego sprawozdania finansowego za rok 2024 oraz za rok 2023 jest PKF Consult sp. z o.o. sp.k. (PKF) na podstawie umowy zawartej 21 stycznia 2022 roku.

Wyboru wyżej wymienionej firmy audytorskiej na lata 2022-2024 dokonała Rada Nadzorcza PGE S.A. PKF jest również podmiotem uprawnionym do badania rocznych sprawozdań finansowych wybranych spółek z Grupy Kapitałowej PGE.

Grupa korzystała z usług PKF w latach 2024 i 2023 również w zakresie:

- weryfikacji rocznych, półrocznych pakietów na potrzeby konsolidacji,
- badania pakietów konsolidacyjnych,
- potwierdzenia warunków utrzymania wskaźników określonych w umowach finansowych,
- badania rocznych sprawozdań finansowych oddziałów samobilansujących,
- badania sprawozdań z aktualizacji wartości regulacyjnej aktywów i inteligentnych systemów pomiarowych,
- wydania raportu, obejmującego ocenę wypełniania wymogów w zakresie przechowywania aktywów klienta,
- badania sprawozdań z wykorzystania środków pieniężnych z podwyższenia kapitału zakładowego Spółki,
- potwierdzenia prawidłowości obliczenia wysokości i zasadność wnioskowanych środków, przeznaczonych na finansowanie zadań zleconych PGE Paliwa Sp. z o.o. decyzją Prezesa Rady Ministrów z dnia 13 lipca 2022 roku,
- sprawozdawczości z zakresu zrównoważonego rozwoju za rok 2024.

Wysokość wynagrodzenia podmiotów, w tym PKF, uprawnionych do badania sprawozdań finansowych w odniesieniu do PGE Polska Grupa Energetyczna S.A. oraz jednostek zależnych Grupy Kapitałowej zaprezentowano w poniższej tabeli.

tys. PLN	Rok zakończony 31 grudnia 2024	Rok zakończony 31 grudnia 2023
Wynagrodzenie firm audytorskiej za:		
Badanie rocznego sprawozdania finansowego	3.293	3.366
Przegląd półrocznego sprawozdania finansowego	225	260
Pozostałe usługi atestacyjne	1.328	1.190
RAZEM	4.846	4.816

W kwocie 1.328 tys. PLN została uwzględniona kwota 299 tys. PLN za atestację Sprawozdania w zakresie zrównoważonego rozwoju za rok 2024. Usługa jest świadczona dla PGE S.A. oraz Kogeneracja S.A.

W okresie porównawczym w wartości wynagrodzenia została uwzględniona waloryzacja wynagrodzenia z uwagi na wzrost inflacji.

32. Istotne zdarzenia oraz zdarzenia po zakończeniu okresu sprawozdawczego

32.1 Wpływ wojny na terytorium Ukrainy na działalność Grupy PGE

Wojna Rosji z Ukrainą może wpłynąć na działalność GK PGE oraz przyszłe wyniki finansowe. W stosunku do ostatnio opublikowanego sprawozdania nie stwierdzono istotnych zmian w zakresie raportowanych zagadnień. W szczególności ocenie/zmianie mogą podlegać następujące pozycje: wartość odzyskiwalna wybranych pozycji aktywów, poziom oczekiwanych strat kredytowych oraz wycena instrumentów finansowych. Grupa PGE na bieżąco monitoruje przebieg wojny, konsekwencje makroekonomiczne oraz rynkowe. Ewentualne zdarzenia, które wystąpią zostaną odzwierciedlone odpowiednio w przyszłych sprawozdaniach finansowych Grupy.

32.2 Projekt wydzielenia wytwórczych aktywów węglowych

Korzyści wynikające z wydzielenia aktywów węglowych

Zaniechanie działalności w obszarze energetyki konwencjonalnej opartej na spalaniu węgla wynika ze strategii Grupy Kapitałowej PGE, która zakłada neutralność klimatyczną do roku 2050. Wydzielenie aktywów węglowych przyniesie wymierne korzyści dla Grupy między innymi w następujących obszarach:

- większy i korzystniejszy dostęp do źródeł finansowania dłużnego i kapitałowego, niższe koszty finansowania,
- większy i korzystniejszy dostęp do rynku ubezpieczeniowego,
- mniejsze zapotrzebowaniem na gotówkę na zabezpieczenie kosztów emisji CO₂ oraz zapasów surowców produkcyjnych,
- uwolnienie limitów kredytowych w instytucjach finansujących w wyniku redukcji zapotrzebowania na uprawnienia do emisji CO₂,
- zwiększenie możliwości wykorzystania środków finansowych na inwestycje w sieci dystrybucyjne i zielone technologie, cechujące się wyższą stopą zwrotu,
- ograniczenie ryzyka ekspozycji na cenę uprawnień do emisji CO₂.

Wszystkie powyższe działania w ocenie Zarządu spowodują zwiększenie atrakcyjności Spółki dla akcjonariuszy.

Działania w zakresie wydzielenia wytwórczych aktywów węglowych

Dnia 9 maja 2024 roku zarządzeniem Ministra Aktywów Państwowych powołany został zespół do spraw wydzielenia aktywów węglowych ze spółek z udziałem Skarbu Państwa sektora energetycznego.

Do zadań zespołu należy:

- analiza uwarunkowań wydzielenia aktywów węglowych ze spółek z udziałem Skarbu Państwa sektora energetycznego,
- współpraca ze spółkami z udziałem Skarbu Państwa sektora energetycznego w zakresie wypracowania założeń, kierunków oraz metod przeprowadzenia wydzielenia,
- ustalenie kręgu podmiotów odpowiedzialnych za realizację wydzielenia oraz podziału zadań pomiędzy te podmioty.

W drugim kwartale 2024 roku zespół rozpoczął prace.

W lutym 2025 roku MAP wybrało doradcę wspierającego prace zespołu, wykonawcą prac została firma KPMG Advisory sp. z o.o. sp.k., a aktualny harmonogram deklarowany przez MAP przewiduje przedstawienie kolejnych informacji w przedmiotowej sprawie do końca II kwartału 2025 roku.

Doradca PGE S.A. tj. PwC Advisory sp. z o.o. sp.k. zakończył pierwszy etap prac dotyczący koncepcji wydzielenia aktywów węglowych, uwzględniającą aktualne uwarunkowania ekonomiczne i rynkowe. Prace obejmowały m.in. przygotowanie wielowariantowego modelu finansowego wydzielanych aktywów węglowych oraz dostępne warianty wydzielenia aktywów węglowych z Grupy Kapitałowej PGE. Realizacja kolejnego etapu prac będzie uwarunkowana decyzjami MAP wobec formy i terminu wydzielenia aktywów węglowych z Grupy Kapitałowej PGE.

Ujęcie aktywów związanych z PGE GiEK S.A. w sprawozdaniu finansowym

Zdaniem GK PGE na dzień sprawozdawczy nie są spełnione warunki MSSF 5 dotyczące działalności przeznaczonej do zbycia odnośnie aktywów i zobowiązań oraz przychodów i kosztów dla opisywanych jednostek węglowych.

W konsekwencji na dzień 31 grudnia 2024 roku aktywa związane z PGE GiEK S.A. nie są przeklasyfikowane do działalności zaniechanej. PGE S.A. nie dokonywała również korekt doprowadzających wartość aktywów związanych z PGE GiEK S.A. do wartości, które są wymagane przez MSSF 5. Wartości aktywów, zobowiązań, przychodów, kosztów oraz wyników segmentu Energetyka Konwencjonalna, przedstawiające dane spółki PGE GiEK S.A. oraz podmiotów od niej zależnych, zostały zaprezentowane w nocie 6.1 niniejszego sprawozdania finansowego.

Wartość księgowa konsolidowanych aktywów netto PGE GiEK S.A. i spółek zależnych na dzień 31 grudnia 2024 roku wynosi (7.445) mln PLN. Wartość księgowa akcji PGE GiEK S.A. w jednostkowym sprawozdaniu finansowym na dzień 31 grudnia 2024 roku wynosi 0 PLN.

32.3 Realizacja przez PGE Paliwa sp. z o.o. decyzji związanych z zakupem i sprzedażą węgla

W latach 2022 – 2024 spółka PGE Paliwa realizowała wydane w połowie 2022 roku decyzje Prezesa Rady Ministrów polecające PGE Paliwa zakup przynajmniej 3 mln ton węgla energetycznego o parametrach zbliżonych do parametrów jakościowych wykorzystywanych przez gospodarstwa domowe oraz jego sprowadzenie do kraju. W związku ze znacznym spadkiem rynkowych cen węgla w 2023 roku oraz utrzymującymi się w pierwszym kwartale 2024 roku niskimi cenami węgla, PGE Paliwa zrealizowała ujemny wynik na sprzedaży węgla zakupionego w celu realizacji w/w decyzji i niesprzedanego do 30 kwietnia 2023 roku.

Łączny wynik na sprzedaży tego węgla wraz z innymi kosztami poniesionymi w celu realizacji decyzji rozpoznany w wynikach finansowych za 2024 rok wyniósł (-) 219 mln PLN. Węgiel, który został sprzedany do 30 kwietnia 2024 roku, na dzień 31 grudnia 2023 objęty był odpisem aktualizującym w kwocie 239 mln PLN. W trakcie 2024 roku odpis został częściowo wykorzystany w kwocie 214 mln PLN, w tym 178 mln PLN w okresie do 30 kwietnia 2024 roku. Wysokość odpisu na dzień 31 grudnia 2024 roku wynosi 40 mln PLN.

Podpisana w 2023 roku Umowa z Ministerstwem Klimatu i Środowiska dotycząca finansowania realizacji decyzji Prezesa Rady Ministrów zakłada zwrot kosztów poniesionych w związku z realizacją decyzji. Sprawozdanie z realizacji decyzji według stanu na 30 kwietnia 2023 roku wymagane poprzez zapisy Umowy zostało złożone terminowo przez PGE Paliwa do Ministra Klimatu i Środowiska. Spółka złożyła aktualizację sprawozdania według stanu na dzień 30 kwietnia 2024 roku zgodnie z określonymi w Umowie terminami. W dniu 30 lipca 2024 roku aktualizacja sprawozdania została zaakceptowana przez Ministra Klimatu i Środowiska, a w dniu 7 sierpnia 2024 roku spółka otrzymała wnioskowanie środki w wysokości 483 mln PLN netto.

W 2023 roku ujęty został przychód z tytułu Umowy w wysokości 849 mln PLN. Na przychód ten składała się kwota 406 mln PLN otrzymana w 2023 roku oraz szacunek pozostałej kwoty rekompensaty w wysokości 443 mln PLN. Finalna kwota rekompensaty wyniosła 890 mln PLN netto, z czego kwota 41 mln PLN została ujęta w wynikach bieżącego okresu.

32.4 Zmiany regulacyjne na rynku energii elektrycznej

Mechanizmy wsparcia odbiorców energii elektrycznej

Z uwagi na kryzysową sytuację na rynku energii elektrycznej ustawodawca zdecydował o wprowadzeniu regulacji prawnych, które czasowo wprowadziły wyjątkowe rozwiązania w zakresie cen energii elektrycznej i taryfowania energii elektrycznej w roku 2023. W dniu 18 października 2022 roku weszła w życie ustawa z dnia 7 października 2022 roku o szczególnych rozwiązaniach służących ochronie odbiorców energii elektrycznej w 2023 roku w związku z sytuacją na rynku energii elektrycznej (dalej „ustawa dla gospodarstw domowych”), a w dniu 4 listopada 2022 roku weszła w życie ustawa z dnia 27 października 2022 roku o środkach nadzwyczajnych mających na celu ograniczenie wysokości cen energii elektrycznej oraz wsparciu niektórych odbiorców w 2023 roku (dalej „ustawa o środkach nadzwyczajnych w 2023 roku”). Zgodnie z ustawą dla gospodarstw domowych w 2023 roku przedsiębiorstwo energetyczne wykonujące działalność gospodarczą w zakresie obrotu energią elektryczną było zobowiązane stosować dla odbiorców w gospodarstwach domowych ceny równe cenom zawartym w taryfie obowiązującej na dzień 1 stycznia 2022 roku dla poszczególnych grup taryfowych do określonych limitów zużycia. Natomiast po wejściu w życie ustawy z dnia 16 sierpnia o zmianie ustawy dla gospodarstw domowych, limity zużycia dla każdej kategorii odbiorców zostały zwiększone o dodatkowy 1 MWh. Po przekroczeniu limitów zużycia dedykowanym odbiorcom w gospodarstwach domowych, zgodnie z ustawą o środkach nadzwyczajnych w 2023 roku, do rozliczeń z odbiorcami w gospodarstwach domowych była stosowana cena maksymalna wynosząca 693 PLN/MWh (cena bez podatku VAT i akcyzy). Oznacza to, że ceny energii elektrycznej zostały ustalone w przepisach prawa i w związku z tym w 2023 roku taryfy zatwierdzane przez Prezesa URE nie miały bezpośredniego wpływu na ceny energii elektrycznej dla gospodarstw domowych.

Ponadto, zgodnie z ustawą o środkach nadzwyczajnych w 2023 roku, maksymalna cena energii elektrycznej dla innych odbiorców uprawnionych została ustalona na poziomie 785 PLN/MWh (cena bez podatku VAT i akcyzy). Po wejściu w życie ustawy z dnia 16 sierpnia 2023 roku o zmianie ustawy dla gospodarstw domowych oraz niektórych innych ustaw, cena maksymalna wynosiła, podobnie jak dla gospodarstw domowych, 693 PLN/MWh. Cena ta, co do zasady, obowiązywała od 1 grudnia 2022 roku, jednak w zmienionej wysokości obowiązywała od 1 października 2023 roku do dnia 31 grudnia 2023 roku. Wskazany limit ceny maksymalnej dla odbiorców uprawnionych obowiązywał również dla umów sprzedaży energii elektrycznej, które zostały zawarte lub zmienione po dniu 23 lutego 2022 roku i w przypadkach, których cenę maksymalną stosowało się

również do rozliczeń za okres od dnia zawarcia lub zmiany tych umów do dnia 30 listopada 2022 roku. Przedsiębiorstwa energetyczne zostały zobowiązane do sukcesywnego zwrotu wynikającego ze stosowania cen maksymalnych do końca 2023 roku.

Przedsiębiorstwom energetycznym wykonującym działalność gospodarczą w zakresie obrotu energią elektryczną, zgodnie z wdrożonymi regulacjami, przysługiwała rekompensata z tytułu stosowania w rozliczeniach z odbiorcami w gospodarstwach domowych cen energii elektrycznej w takiej samej wysokości jak w dniu 1 stycznia 2022 roku. Rekompensatę stanowił iloczyn energii elektrycznej zużytej w punkcie poboru energii, do maksymalnych limitów zużycia uprawniających odbiorców do stosowania wobec nich cen z 2022 roku i różnicy między ceną energii elektrycznej wynikającą z taryfy dla energii elektrycznej zatwierdzonej przez Prezesa URE na 2023 rok a cenami energii elektrycznej zatwierdzonymi w taryfie na 2022 rok. Z kolei za stosowanie w rozliczeniach wobec odbiorców w gospodarstwach domowych ceny maksymalnej 693 PLN/MWh przedsiębiorstwom obrotu przysługiwała rekompensata w kwocie stanowiącej iloczyn ilości energii elektrycznej zużytej w danym miesiącu i różnicy między ceną odniesienia a ceną maksymalną, dla każdego punktu poboru energii. Ceną odniesienia była cena energii elektrycznej wynikająca z taryfy dla energii elektrycznej zatwierdzonej przez Prezesa URE na 2023 rok. Rekompensaty przysługują również za stosowanie cen maksymalnych w rozliczeniach z innymi uprawnionymi podmiotami. W tym przypadku, co do zasady, cena referencyjna dla wypłaty rekompensat była obliczana na podstawie cen energii elektrycznej w kontraktach giełdowych oraz cen energii elektrycznej zakupionej na potrzeby sprzedaży odbiorcy uprawnionemu, powiększonych o koszt umorzenia świadectw pochodzenia oraz marżę.

Mechanizmy wprowadzone w ustawie dla gospodarstw domowych oraz ustawie o środkach nadzwyczajnych w 2023 roku powinny co do zasady zrekompensować spółkom obrotu obniżkę cen.

Zgodnie z przepisami ustawy z dnia 7 grudnia 2023 roku o zmianie ustaw w celu wsparcia odbiorców energii elektrycznej, paliw gazowych i ciepła, która weszła w życie z dniem 31 grudnia 2023 roku („ustawa na 2024”) mechanizmy zamrożenia cen taryfowych oraz ceny maksymalnej przedłużono do dnia 30 czerwca 2024 roku.

W dniu 13 czerwca 2024 roku weszła w życie ustawa o bonie energetycznym oraz o zmianie niektórych ustaw w celu ograniczenia cen energii elektrycznej, gazu ziemnego i ciepła systemowego, która reguluje zasady stosowania cen za energię elektryczną od 1 lipca 2024 roku do 31 grudnia 2024 roku. Ustawa nakłada na przedsiębiorstwa obrotu energią elektryczną obowiązek złożenia wniosku o zmianę obowiązującej taryfy na 2024 rok w terminie 7 dni od dnia wejścia w życie ustawy lub na wezwanie Prezesa URE. Zmieniona taryfa, zgodnie z projektem ustawy, ma obowiązywać od 1 lipca 2024 roku do 31 grudnia 2025 roku. Decyzją z dnia 28 czerwca 2024 roku Prezes URE zatwierdził zmianę taryfy dla energii elektrycznej PGE Obrót S.A. na okres od 1 lipca 2024 roku do 31 grudnia 2025 roku. Zatwierdzona cena energii elektrycznej dla odbiorców grup taryfowych G w Grupie taryfowej G11 wynosi 628 zł/MWh. Ustawa przedłuża również obowiązywanie mechanizmu ceny maksymalnej za energię elektryczną. Cena ta obowiązuje w drugiej połowie 2024 roku i została ustalona na poziomie 500 zł/MWh dla odbiorców w gospodarstwach domowych, oraz na poziomie 693 zł/MWh dla jednostek samorządu terytorialnego oraz podmiotów użyteczności publicznej (m.in. szkoły, szpitale, jednostki pomocy społecznej), a także dla mikro, małych i średnich przedsiębiorców.

Jeżeli taryfa zatwierdzona przez Prezesa URE będzie wyższa niż cena maksymalna dla gospodarstw domowych, odbiorcy w gospodarstwach domowych będą rozliczani zgodnie z ceną maksymalną 500 zł/MWh. Z tytułu stosowania ceny maksymalnej w rozliczeniach z odbiorcami przedsiębiorstwa obrotu będą uprawnione do rekompensaty w wysokości różnicy pomiędzy ceną taryfową lub ceną umowną obowiązującą od 1 lipca 2024 roku ceną maksymalną na zasadach określonych w ustawie.

Z możliwości rozliczenia po cenie maksymalnej wyłączeni zostali odbiorcy energii elektrycznej, którzy zawarli umowy na sprzedaż tej energii z ceną dynamiczną.

W 2024 roku przychody z tytułu rekompensat wyniosły 3.792 mln PLN. Środki otrzymane przez spółki sprzedaży miały na celu zrekompensowanie strat, jakie podmioty te odniosły z uwagi na zamrożenie cen.

Powyższe wartości dotyczące należnych rekompensat są szacunkiem określonym zgodnie z najlepszą wiedzą dostępną Grupie Kapitałowej PGE na dzień sporządzenia niniejszego sprawozdania finansowego.

19 listopada 2024 roku Rada Ministrów przyjęła projekt ustawy o zmianie ustawy o środkach nadzwyczajnych mających na celu ograniczenie wysokości cen energii elektrycznej oraz wsparciu niektórych odbiorców w 2023 roku oraz w 2024 roku oraz niektórych innych ustaw, który tego samego dnia został skierowany do Sejmu. Ustawa weszła w życie 12 grudnia 2024 roku. Przepisy utrzymują stosowanie ceny maksymalnej na poziomie 500 zł/MWh dla odbiorców w gospodarstwach do 30 września 2025 roku oraz na poziomie 693 zł/MWh dla jednostek samorządu terytorialnego i podmiotów użyteczności publicznej (m.in. szkoły, szpitale, jednostki pomocy społecznej). Jednocześnie od 1 stycznia 2025 roku nie są już stosowane ceny maksymalne dla mikro, małych i średnich przedsiębiorców. Ponadto projektowana ustawa nakłada na przedsiębiorstwa obrotu energią elektryczną obowiązek złożenia wniosku o zmianę obowiązującej do 31 grudnia 2025 roku taryfy w terminie

do 30 kwietnia 2025 roku, co może skutkować obniżeniem ceny energii elektrycznej w taryfie w kilku miesiącach 2025 roku.

Fundusz Wypłaty Różnicy Ceny

Na sytuację finansową Grupy PGE począwszy od 1 grudnia 2022 roku wpływ miały także przepisy ustawy o środkach nadzwyczajnych w 2023 roku, które wprowadziły obowiązek przekazywania comiesięcznych odpisów na rachunek FWRC przez wytwórców energii elektrycznej oraz przedsiębiorstwa energetyczne wykonujące działalność gospodarczą w zakresie obrotu energią elektryczną. Odpis na Fundusz stanowił iloczyn wolumenu sprzedaży energii elektrycznej oraz dodatniej różnicy średniej ważonej wolumenem ceny rynkowej sprzedanej energii elektrycznej oraz średniej ważonej wolumenem limitu ceny sprzedanej energii elektrycznej, co zostało uregulowane w Rozporządzeniu Rady Ministrów z dnia 8 listopada 2022 roku w sprawie sposobu obliczania limitu ceny.

Dla poszczególnych źródeł wytwórczych określono inny sposób obliczania limitu ceny:

- w przypadku jednostek produkujących energię z węgla brunatnego i kamiennego limit ceny uwzględnia m.in. jednostkowy koszt zużytego paliwa, koszt uprawnień do emisji CO₂, sprawność jednostek wytwórczych, marżę oraz określony poziom dodatku inwestycyjnego i na pokrycie kosztów stałych w wysokości 50 PLN/MWh,
- dla jednostek produkujących energię ze źródeł odnawialnych limit ceny był określany w odniesieniu do ceny referencyjnej, o której mowa w art. 77 ust. 3 pkt 1 ustawy o odnawialnych źródłach energii, przy czym dla elektrowni wodnych limitem ceny jest 40% tej ceny referencyjnej.

Natomiast dla przedsiębiorstw obrotu energią elektryczną:

- dla energii sprzedawanej do odbiorców końcowych limit ceny stanowił iloczyn średniej ważonej wolumenem ceny zakupionej energii elektrycznej w danym dniu oraz marży określonej jako 1,035 lub 1,03 (powiększony o jednostkowy koszt umorzenia świadectw pochodzenia),
- dla energii sprzedawanej do odbiorców innych niż końcowi limit ceny stanowił iloczyn średniej ważonej wolumenem ceny zakupionej energii w danym dniu oraz marży określonej jako 1,015 lub 1,01.

Począwszy od 1 stycznia 2023 roku przedsiębiorstwa obrotu obliczały wysokość odpisu na Fundusz za dany miesiąc kalendarzowy, którego dotyczyło rozliczenie, biorąc pod uwagę wolumen sprzedaży energii elektrycznej, cenę rynkową oraz limit ceny w okresach 3 dekad tego miesiąca, tj. od 1 do 10, od 11 do 20 oraz od 21 do ostatniego dnia miesiąca. Do 31 grudnia 2022 roku odpis na Fundusz był obliczany oddzielnie za każdy dzień miesiąca.

1 marca oraz 1 września 2023 roku weszły w życie zmiany w przepisach ustawy o środkach nadzwyczajnych w 2023 roku regulujące zasady odprowadzania odpisów na Fundusz. Zmiana dotyczyła między innymi rozszerzenia katalogu przychodów, które stanowią podstawę kalkulacji odpisu na Fundusz. W efekcie zwiększeniu uległa suma odpisów przekazywanych przez GK PGE.

W 2023 roku odpis należny na FWRC wyniósł 6.569 mln PLN (zmniejszenie wyniku finansowego). Z kolei przychody z tytułu rekompensat za 2023 rok wyniosły 7.658 mln PLN. Przychody z tytułu rekompensat są niezależne od wysokości wpłat na FWRC. Jak opisano powyżej środki otrzymane przez spółki sprzedaży miały na celu zrekompensowanie strat, jakie podmioty te odniosły z uwagi na zamrożenie cen. Z kolei wpłaty na FWRC ograniczyły marże realizowane przez poszczególne przedsiębiorstwa energetyczne do szczegółowych poziomów wskazanych w regulacjach.

System odpisów na Fundusz za okresy rozliczeniowe w 2023 roku nie zamknął się do 31 grudnia 2023 roku. Odpisy na Fundusz musiały być przekazywane także w 2024 roku w przypadku sprzedaży zrealizowanej w ostatnich tygodniach 2023 roku. Ustawodawca w ustawie na 2024 nie zdecydował się na przedłużenie obowiązku uiszczania odpisów na Fundusz na 2024 rok, co oznacza, że ostatnim miesiącem za który należało odprowadzić odpis na FWRC był grudzień 2023 roku. W ciągu 2024 roku ujęta została jako pomniejszenie kosztów korekta odpisu na Fundusz za poprzedni okres w wysokości 208 mln PLN.

W związku z rozbieżnościami w interpretacji przepisów oraz kwalifikacji przychodów z dodatkowych rozliczeń pieniężnych, które powinny zostać uwzględnione w ustaleniu odpisu na Fundusz, PGE S.A. wystąpiła do Prezesa URE o wydanie interpretacji indywidualnej potwierdzającej zastosowaną wykładnię przepisów Ustawy, w wyniku której przychody z wybranych umów nie powinny być uwzględniane w kalkulacji wysokości odpisu na Fundusz. Prezes URE nie podzielił stanowiska Spółki. PGE S.A. nie zgadzając się z niekorzystną decyzją Prezesa URE odwołała się od niej do sądu okręgowego w Warszawie. Jednocześnie Spółka dokonała zapłaty odpisu na Fundusz zgodnie z decyzją Prezesa URE z zastrzeżeniem zwrotu zapłaconych kwot.

W odniesieniu do spółek sprzedaży detalicznej również istnieje rozbieżność interpretacyjna przepisów Ustawy pomiędzy spółkami Grupy Kapitałowej PGE a Prezesem URE. Rozbieżność dotyczy wyznaczania średnioważonej

ceny rynkowej sprzedaży energii elektrycznej, która wykorzystywana była do obliczenia należnych wpłat na Fundusz. Zdaniem Prezesa URE cena powinna być wyznaczona w oparciu o wartość wynikającą z umowy sprzedaży lub z zatwierdzonej taryfy co do cen i stawek dotyczących roku 2023. Należy podkreślić, iż nie była to cena maksymalna stosowana do rozliczeń z odbiorcą uprawnionym. Stosowanie w kalkulacji odpisu na Fundusz w sposób opisany przez Prezesa URE prowadziło do konieczności dokonywania odpisu od hipotetycznych kwot, które nie stanowiły i nigdy nie będą stanowić przychodów przedsiębiorstw energetycznych, bowiem wartości te przewyższały cenę maksymalną stosowaną w rozliczeniach z odbiorcami. Są to kwoty, których spółki obrotu nigdy nie otrzymają od odbiorców. Członkowie TOE (w tym PGE Obrót) wystosowali pismo do Prezesa URE, w którym poza argumentacją merytoryczną, wskazują iż sytuacja, w której w drodze wyjaśnień dochodzi do zmiany wykładni Ustawy, jest nieprzejrzysta i dyskryminująca.

Spółki są zobowiązane do końcowego rozliczenia odpisów na FWRC do dnia 30 kwietnia 2025 roku. Zgodnie z zapowiedziami Prezesa URE po zatwierdzeniu sprawozdań rozliczeniowych w przedsiębiorstwach energetycznych zostaną przeprowadzone kontrole złożonych sprawozdań oraz odprowadzonych odpisów. Spółki Grupy Kapitałowej PGE dokonały obliczenia należnych wpłat na Fundusz zgodnie z własną interpretacją przepisów, posiłkując się również zewnętrznymi opiniami prawnymi a także wykładnią przepisów wskazywaną przez Ministerstwo Klimatu i Środowiska oraz Zarządcę Rozliczeń S.A. Tym niemniej mając na względzie wskazaną rozbieżność interpretacyjną przepisów Ustawy istnieje ryzyko zakwestionowania złożonych sprawozdań i wysokości naliczonych i odprowadzonych odpisów na Fundusz.

Grupa Kapitałowa PGE jest przekonana o prawidłowości zastosowanej wykładni przepisów i w związku z ewentualnym sporem nie utworzyła żadnych rezerw w niniejszym sprawozdaniu finansowym.

Rozporządzenie Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 9 września 2023 roku

11 września 2023 roku opublikowane zostało rozporządzenie Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 9 września 2023 roku zmieniające rozporządzenie w sprawie sposobu kształtowania i kalkulacji taryf oraz sposobu rozliczeń w obrocie energią elektryczną, które weszło w życie w dniu 19 września 2023 roku. Rozporządzenie to obniżało odbiorcom w gospodarstwach domowych rachunki za energię elektryczną średnio o 125 PLN w 2023 roku, pod warunkiem spełnienia jednej z wymienionych enumeratywnie przesłanek. Przedsiębiorstwa energetyczne wykonujące działalność gospodarczą w zakresie obrotu energią elektryczną były zobowiązane do dokonania obniżenia najpóźniej w ostatniej fakturze za energię elektryczną w 2023 roku. Z tytułu tego obniżenia przedsiębiorstwa obrotu nie otrzymały jak dotąd żadnej rekompensaty z uwagi na brak przepisów, które stanowiłyby podstawę do jej przyznania.

Na 31 grudnia 2023 roku uwzględniając liczbę odbiorców, którzy spełnili chociaż jeden z określonych w Rozporządzeniu warunków, obniżono przychody o kwotę 535 mln PLN (z tego kwota 230 mln PLN stanowi szacunek). Do dnia 31 grudnia 2024 roku cała powyższa kwota została rozliczona.

W dniu 10 czerwca 2024 roku GK PGE otrzymała interpretację podatkową przyznającą prawo do obniżenia podstawy opodatkowania oraz kwoty podatku należnego w związku z opisanym powyżej obniżeniem rachunków o 125 PLN. Szacowana korzyść dla Grupy z tego tytułu wynosi ok. 97 mln PLN.

32.5 Zawarcie porozumienia i utworzenie spółki celowej na potrzeby związane z projektem budowy elektrowni jądrowej

31 października 2022 roku PGE Polska Grupa Energetyczna S.A. podpisała z Korea Hydro & Nuclear Power Co. Ltd. oraz z ZE PAK S.A. list intencyjny, którego celem jest rozpoczęcie współpracy w ramach strategicznego polsko – koreańskiego projektu budowy elektrowni jądrowej w lokalizacji Pątnów-Konin. Planowana moc elektrowni to 2.800 MW z wykorzystaniem dwóch reaktorów jądrowych typu PWR (Pressurized Water Reactor) w oparciu o koreańską technologię APR 1400. Współpraca obejmuje również badania terenowe i środowiskowe, realizację studium wykonalności oraz uzyskanie niezbędnych decyzji administracyjnych.

W Programie Polskiej Energetyki Jądrowej obszar Pątnów-Konin jest rekomendowany jako jedna z możliwych lokalizacji do budowy elektrowni jądrowej w Polsce. Inwestycja wpisuje się również w założenia rozwoju technologii jądrowych zawartych w Polityce Energetycznej Polski do 2040 roku.

W 2023 roku PGE Polska Grupa Energetyczna S.A. i ZE PAK S.A. założyły spółkę PGE PAK Energia Jądrowa S.A., w której posiadają po 50% akcji.

16 sierpnia 2023 roku spółka PGE PAK Energia Jądrowa S.A. złożyła do Ministra Klimatu i Środowiska wniosek o wydanie decyzji zasadniczej dla budowy elektrowni jądrowej w regionie konińskim.

24 listopada 2023 roku Ministerstwo Klimatu i Środowiska wydało Decyzję Zasadniczą dla budowy elektrowni jądrowej w regionie konińskim.

23 stycznia 2025 roku Spółka zawarła z ZE PAK S.A. dokument Term Sheet w sprawie potencjalnej transakcji polegającej na nabyciu przez PGE S.A. od ZE PAK:

- 100% udziałów w PAK CCGT sp. z o.o. ("Udziały") oraz
- 50% akcji w PGE PAK Energia Jądrowa S.A. („Akcje”).

W Term Sheet strony uzgodniły podstawowe warunki ewentualnej transakcji nabycia Udziałów i Akcji oraz wyłączność dla PGE S.A. na prowadzenie negocjacji w tym zakresie do 30 czerwca 2025 roku (planowany termin zamknięcia transakcji), przy czym dokument nie zobowiązuje stron do realizacji transakcji. Szczegółowe warunki transakcji zostaną ustalone po przeprowadzeniu przez PGE S.A. badania typu due diligence przy udziale zewnętrznych doradców prawnych, finansowo-podatkowych oraz techniczno-środowiskowych.

32.6 Realizacja oraz finansowanie Projektu Baltica 2

28 stycznia 2025 roku Rada Nadzorcza PGE podjęła uchwałę wyrażającą zgodę na budowę morskiej farmy wiatrowej o planowanej mocy maksymalnej 1 498 MW (Projekt Baltica 2) realizowanego przez spółkę Elektrownia Wiatrowa Baltica – 2 sp. z o.o. oraz zawarcia i wykonania przez PGE umów związanych z realizacją Projektu Baltica 2.

29 stycznia 2025 roku Elektrownia Wiatrowa Baltica – 2 sp. z o.o. oraz odpowiednie podmioty z Grup Kapitałowych PGE i Ørsted zawarły szereg umów związanych z realizacją budowy morskiej farmy wiatrowej. Zawarcie powyższych umów jest związane z przygotowaniem do podjęcia przez wspólników spółki Elektrownia Wiatrowa Baltica – 2 sp. z o.o. uchwały w sprawie FID rozpoczynającej fazę budowy Projektu Baltica 2. Zawarte umowy obejmują m.in.:

- zmienioną umowę wspólników regulującą między innymi zasady ładu korporacyjnego spółki w fazie budowy, zasady funkcjonowania zintegrowanego zespołu projektowego w fazie budowy, zobowiązania stron w zakresie finansowania i świadczenia innego rodzaju wsparcia na rzecz spółki w związku z budową, ograniczenia dotyczące zbywalności udziałów oraz skutki istotnego naruszenia zobowiązań i zmiany kontroli nad wspólnikami;
- umowy regulujące świadczenie usług zarządzania pracami budowlanymi przez odpowiedni podmiot z grupy PGE – w obszarze lądowym (onshore) oraz przez odpowiedni podmiot z grupy Ørsted – w obszarze morskim (offshore);
- umowy regulujące świadczenie usług obsługi i konserwacji farmy wiatrowej w ramach Projektu Baltica 2 po oddaniu jej do użytku, przez odpowiedni podmiot z grupy PGE oraz Ørsted;
- umowy pożyczek wspólników, na podstawie których wspólnicy spółki udostępnią spółce finansowanie dłużne (oprócz finansowania kapitałowego);
- umowy dotyczące sprzedaży energii elektrycznej wytworzonej przez morską farmę wiatrową w ramach Projektu Baltica 2 na rzecz wspólników spółki.

Jednocześnie z zawarciem powyższych umów spółka PGE Baltica 6 sp. z o.o. zawarła umowy kredytowe wraz z odpowiednimi umowami zabezpieczeń w celu finansowania budowy Projektu Baltica 2. Umowy kredytowe zostały zawarte z konsorcjum, w którego skład wchodzi 25 polskich i zagranicznych instytucji finansowych, w tym BGK, EBI oraz EBOR. Na podstawie Umów Kredytowych spółka uzyska finansowanie w formule finansowania projektowego (project finance w modelu bez regresu) w wysokości ok. 11,1 mld PLN na okres budowy oraz 22 kolejnych lat, a także będzie miała możliwość skorzystania z dodatkowych oraz rezerwowych linii kredytowych w wysokości ok. 1,5 mld PLN.

Splata zobowiązań zaciągniętych na podstawie umów kredytowych oparta będzie na przyszłych przepływach pieniężnych generowanych przez spółkę EWB2.

29 stycznia 2025 roku wspólnicy EWB2 podjęli uchwałę w sprawie ostatecznej decyzji inwestycyjnej rozpoczynającej fazę budowy morskiej farmy wiatrowej Baltica 2. Pierwsza energia w projekcie wygenerowana zostanie w I półroczu 2027 roku a oddanie do użytkowania całego projektu planowane jest na II półrocze 2027 roku. Całkowity budżet projektu obejmujący wydatki inwestycyjne w fazie rozwoju i w fazie budowy oraz koszty operacyjne w fazie budowy szacowany jest na około 30 mld PLN, przy czym wspólnicy odpowiadają za zapewnienie jego finansowania w równych częściach.

32.7 Podpisanie umów pożyczek z BGK w ramach Krajowego Planu Odbudowy i Zwiększenia Odporności

W dniu 31 marca 2025 roku PGE S.A. podpisała z BGK dwie umowy pożyczek ze środków KPO w łącznej kwocie limitu około 12,1 mld PLN, w tym odpowiednio:

- około 9.521 mln PLN na finansowanie projektów realizowanych przez PGE Dystrybucja S.A. oraz
- około 2.566 mln PLN na finansowanie projektów realizowanych przez PGE Energetyka Kolejowa S.A.

Pożyczki udzielane są ze środków KPO w ramach Inwestycji G3.1.4 o nazwie „Wsparcie krajowego systemu energetycznego (Fundusz Wsparcia Energetyki)” zgodnie z „Zasadami Naboru Wniosków dla pożyczek na sieci elektroenergetyczne udzielanych przez BGK”.

Środki pochodzące z pożyczek zostaną przeznaczone wyłącznie na finansowanie wydatków kwalifikowalnych związanych z realizacją następujących projektów:

- PGE Dystrybucja S.A.: zwiększenie zdolności do integracji odnawialnych źródeł energii oraz poprawy bezpieczeństwa dostaw energii poprzez budowę i modernizację sieci elektroenergetycznej („Projekt Dystrybucja”),
- PGE Energetyka Kolejowa S.A.: wzmocnienie bezpieczeństwa, poprawa jakości energii oraz zwiększenie możliwości przyłączania większej liczby źródeł OZE do sieci dystrybucyjnej zasilającej polską kolej i ekosystem towarzyszący („Projekt Energetyka Kolejowa”).

Zgodnie z umowami pożyczek PGE S.A. będzie mogła wykorzystać środki po spełnieniu standardowych dla finansowań bankowych warunków zawieszających oraz po zawarciu wymaganej dokumentacji z PGE Dystrybucja S.A. oraz PGE Energetyka Kolejowa S.A., w tym umów pożyczek wewnątrzgrupowych.

Środki z umów pożyczek będą wypłacane sukcesywnie, w oparciu o składane wnioski o wypłatę, w miarę realizacji Projektu Dystrybucja oraz Projektu Energetyka Kolejowa, jednak nie później niż do dnia 20 grudnia 2036 roku i do wysokości środków przekazanych BGK na ten cel przez ministra właściwego ds. klimatu i środowiska.

Pożyczki będą oprocentowane według stałej stopy procentowej wynoszącej 0,5% w skali roku, a ich spłata została przewidziana w półrocznych ratach w okresie 2034-2049 (ostateczny termin spłaty to 20 grudnia 2049 roku).

Zgodnie z warunkami umów pożyczek kwota finansowania może podlegać zwiększeniu, co wymagać będzie zawarcia stosownych aneksów do Umów Pożyczek.

33. Zatwierdzenie sprawozdania finansowego

Niniejsze skonsolidowane sprawozdanie finansowe zostało zatwierdzone do udostępnienia przez Zarząd dnia 14 kwietnia 2025 roku.

Warszawa, 14 kwietnia 2025 roku

Podpisy Członków Zarządu PGE Polska Grupa Energetyczna S.A.

Prezes Zarządu Dariusz Marzec

podpisano kwalifikowanym podpisem elektronicznym

Wiceprezes Zarządu Maciej Górski

podpisano kwalifikowanym podpisem elektronicznym

Wiceprezes Zarządu Przemysław Jastrzębski

podpisano kwalifikowanym podpisem elektronicznym

Wiceprezes Zarządu Robert Kowalski

podpisano kwalifikowanym podpisem elektronicznym

Wiceprezes Zarządu Marcin Laskowski

podpisano kwalifikowanym podpisem elektronicznym

Podpis osoby
odpowiedzialnej za
opracowanie
sprawozdania
finansowego

Michał Skiba
Dyrektor Departamentu
Sprawozdawczości
i Podatków

podpisano kwalifikowanym podpisem elektronicznym

34. Słownik pojęć i skrótów

Poniżej zamieszczono wykaz pojęć i skrótów najczęściej używanych w treści niniejszego skonsolidowanego sprawozdania finansowego.

Skrót	Pełna nazwa
BAT	Best Available Technology-Najlepsze dostępne technologie
BGK	Bank Gospodarstwa Krajowego
CCIRS	Kontrakty na zmianę stóp procentowych oraz kursów (Cross Currency Interest Rate Swap)
CGU	Ośrodki wypracowujące środki pieniężne (Cash Generating Unite)
EBI	Europejski Bank Inwestycyjny
EBIT	Wynik na działalności operacyjnej przed opodatkowaniem (Earnings Before Interest and Taxes)
EBITDA	Wynik na działalności operacyjnej przed opodatkowaniem powiększony o amortyzację (Earnings Before Interest, Taxes, Depreciation and Amortization)
EBOR	Europejski Bank Odbudowy i Rozwoju
EPS 550	Kryterium emisyjności dwutlenku węgla na jednostkę wyprodukowanej energii elektrycznej wprowadzone w ramach tzw. Pakietu zimowego, warunkujące udział jednostek wytwórczych w rynku mocy – limit ten wynosi 550 gCO ₂ /kWh.
ENESTA	ENESTA sp. z o.o w restrukturyzacji
EUA	Uprawnienia do emisji CO ₂ (European Union Allowances)
EWB2, EWB3	Elektrownia Wiatrowa Baltica-2 sp. z o.o., Elektrownia Wiatrowa Baltica-3 sp. z o.o.
FID	Ostateczna decyzja inwestycyjna (Final Investment Decision)
FLZG	Fundusz Likwidacji Zakładu Górniczego
Fundusz WRC, FWRC, Fundusz	Fundusz Wyłaty Różnicy Ceny
GDOŚ	Generalna Dyrekcja Ochrony Środowiska
Grupa Kapitałowa PGE, Grupa PGE, Grupa, GK PGE	Grupa Kapitałowa PGE Polska Grupa Energetyczna S.A.
GUS	Główny Urząd Statystyczny
Instrumenty warunkowe DCS	Instrumenty warunkowe Deal Contingent Swap
IRGIT	Izba Rozliczeniowa Giełd Towarowych S.A.
IRS	Kontrakty na zmianę stóp procentowych (Interest Rate Swap)
KDT	Kontrakty długoterminowe sprzedaży mocy i energii elektrycznej
KIMSF	Interpretacje Komitetu ds. Interpretacji Międzynarodowej Sprawozdawczości Finansowej
KOGENERACJA S.A.	Zespół Elektrociepłowni Wrocławskich KOGENERACJA S.A.
KPO	Krajowy Plan Odbudowy i Zwiększania Odporności
KSE	Krajowy System Elektroenergetyczny
MFW Baltica 2	Morska Farma Wiatrowa Baltica 2
MKIŚ	Ministerstwo Klimatu i Środowiska
MSSF	Międzynarodowe Standardy Sprawozdawczości Finansowej
MSSF UE	Międzynarodowe Standardy Sprawozdawczości Finansowej zatwierdzone przez Unię Europejską
NABE	Narodowa Agencja Bezpieczeństwa Energetycznego S.A.
NFOŚiGW	Narodowy Fundusz Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej
NI	Nieruchomość inwestycyjna
NSA	Naczelny Sąd Administracyjny
OSP	Operator Systemu Przesyłowego
PDUA	Prawa do użytkowania składników aktywów
PEC Bogatynia	Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej S.A. w Bogatyni
PGE S.A., Spółka, jednostka dominująca	PGE Polska Grupa Energetyczna S.A.
PGE EC S.A.	PGE Energia Ciepła S.A.
PGE EKH sp. z o.o.	PGE Energetyka Kolejowa Holding sp. z o.o.
PGE EO S.A.	PGE Energia Odnawialna S.A.
PGE GIEK S.A.	PGE Górnictwo i Energetyka Konwencjonalna S.A.
Program PV	Program fotowoltaiczny
PGE GIEK S.A. o/ELT	PGE Górnictwo i Energetyka Konwencjonalna S.A. oddział Elektrownia Turów
PPA	Power Purchase Agreement
PWUG	Prawo wieczystego użytkowania gruntu
RAT	Rzeczowe aktywa trwałe
SKO	Samorządowe Kolegium Odwoławcze
Sprawozdanie finansowe, skonsolidowane sprawozdanie finansowe	Skonsolidowane sprawozdanie finansowe Grupy Kapitałowej PGE
TGE	Towarowa Giełda Energii
URE	Urząd Regulacji Energetyki
ustawa dla gospodarstw domowych	Ustawa z dnia 7 października 2022 roku o szczególnych rozwiązaniach służących ochronie odbiorców energii elektrycznej w 2023 roku w związku z sytuacją na rynku energii elektrycznej (Dz.U.2023.269 t.j. z dnia 2023.02.09)
ustawa o środkach nadzwyczajnych w 2023 roku	Ustawa z dnia 27 października 2022 roku o środkach nadzwyczajnych mających na celu ograniczenie wysokości cen energii elektrycznej oraz wsparciu niektórych odbiorców w 2023 roku (Dz.U.2022.2243 z dnia 2022.11.03)
WACC	Średni ważony koszt kapitału (Weighted Average Cost of Capital)
WFOŚiGW	Wojewódzki Fundusz Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej
WN	Wartości niematerialne
WSA	Wojewódzki Sąd Administracyjny
ZFŚS	Zakładowy Fundusz Świadczeń Socjalnych