



Skonsolidowane sprawozdanie finansowe

Grupy ORLEN
za rok zakończony
31 grudnia 2025

2025



WYBRANE DANE ZA 2025 ROK

GRUPA ORLEN

- EBITDA 24 200 mln PLN
- EBIT 9 957 mln PLN
- Zysk netto 2 648 mln PLN
- Aktywa 265 048 mln PLN
- CAPEX 33 045 mln PLN
- Dług netto (1 411) mln PLN

- Kapitał własny 144 543 mln PLN
- Liczba akcji 1 160 942 049
- Kapitał własny na 1 akcję 123,71 PLN
- Wypłata dywidendy za rok 2024: (6 966) mln PLN / 6,00 PLN na akcję

UPSTREAM & SUPPLY



- Przychody ze sprzedaży 144 428 mln PLN
- EBITDA 13 920 mln PLN
- EBIT 8 637 mln PLN
- Aktywa 235 939 mln PLN
- CAPEX 8 813 mln PLN

DOWNSTREAM



- Przychody ze sprzedaży 125 007 mln PLN
- EBITDA (3 488) mln PLN
- EBIT (6 302) mln PLN
- Aktywa 52 762 mln PLN
- CAPEX 10 323 mln PLN

ENERGY



- Przychody ze sprzedaży 47 392 mln PLN
- EBITDA 11 230 mln PLN
- EBIT 6 839 mln PLN
- Aktywa 87 447 mln PLN
- CAPEX 11 041 mln PLN

CONSUMERS AND PRODUCTS



- Przychody ze sprzedaży 91 993 mln PLN
- EBITDA 4 904 mln PLN
- EBIT 3 604 mln PLN
- Aktywa 24 438 mln PLN
- CAPEX 1 820 mln PLN

EBIT - zysk/(strata) z działalności operacyjnej

EBITDA - zysk/(strata) z działalności operacyjnej powiększony o amortyzację

CAPEX obejmuje zwiększenie rzeczowych aktywów trwałych, wartości niematerialnych (z wyłączeniem wartości firmy), nieruchomości inwestycyjnych oraz aktywów z tytułu praw do użytkowania wraz z kapitalizacją kosztów finansowania zewnętrznego oraz zmniejszenie z tytułu otrzymanych/należnych kar za nienależyte wykonanie kontraktu. Pozycja ta nie obejmuje zakupionego oraz otrzymanego nieodpłatnie prawa do emisji CO2. Pozycja obejmuje również zwiększenia aktywów trwałych z tytułu Nabycia przedsięwzięcia.

Dług netto: długoterminowe i krótkoterminowe kredyty, pożyczki, obligacje pomniejszone o środki pieniężne oraz lokaty krótkoterminowe

SPIS TREŚCI

SKONSOLIDOWANE SPRAWOZDANIE Z ZYSKÓW LUB STRAT I INNYCH CAŁKOWITYCH DOCHODÓW	5
SKONSOLIDOWANE SPRAWOZDANIE Z SYTUACJI FINANSOWEJ	6
SKONSOLIDOWANE SPRAWOZDANIE ZE ZMIAN W KAPITALE WŁASNYM	7
SKONSOLIDOWANE SPRAWOZDANIE Z PRZEPŁYWÓW PIENIĘŻNYCH	8
1. PODSTAWOWE INFORMACJE	9
PODSTAWOWA DZIAŁALNOŚĆ GRUPY ORLEN	9
2. PODSTAWA SPORZĄDZENIA SKONSOLIDOWANEGO SPRAWOZDANIA FINANSOWEGO	10
3. WALUTA FUNKCJONALNA I WALUTA PREZENTACJI SPRAWOZDAŃ FINANSOWYCH ORAZ ZASADY PRZELICZENIA DANYCH FINANSOWYCH DLA CELÓW KONSOLIDACJI	10
4. POLITYKA RACHUNKOWOŚCI	11
4.1 Zasady rachunkowości	11
4.2 Przekształcenie danych porównawczych	12
4.3 Wpływ kwestii związanych ze zrównoważonym rozwojem na sprawozdanie finansowe	17
5. WPŁYW ZMIAN STANDARDÓW MSSF NA SKONSOLIDOWANE SPRAWOZDANIE FINANSOWE GRUPY ORLEN	22
6. ZMIANY W PORÓWNANIU DO DANYCH UJĘTYCH W RAPORCIE ZA IV KWARTAŁ 2025	23
7. STRUKTURA GRUPY ORLEN ORAZ JEJ ZMIANY	26
7.1 Struktura Grupy	26
7.2 Zmiany w strukturze Grupy ORLEN od 1 stycznia 2025	30
7.3 Połączenia jednostek	33
SYTUACJA FINANSOWA GRUPY	35
8. WYNIKI FINANSOWE I OPERACYJNE	35
DANE SEGMENTOWE	37
9. SEGMENTY DZIAŁALNOŚCI	37
10. PRZYCHODY, KOSZTY, WYNIKI FINANSOWE, ZWIĘKSZENIA AKTYWÓW TRWAŁYCH, AKTYWA SEGMENTÓW	38
NOTY OBJAŚNIAJĄCE DO SKONSOLIDOWANEGO SPRAWOZDANIA FINANSOWEGO	41
11. NOTY OBJAŚNIAJĄCE DO SPRAWOZDANIA Z ZYSKÓW LUB STRAT I INNYCH CAŁKOWITYCH DOCHODÓW	41
11.1 Przychody ze sprzedaży	41
11.2 Podział geograficzny przychodów ze sprzedaży - zaprezentowany według kraju siedziby zleceniodawcy	44
11.3 Koszty operacyjne	45
11.4 Pozostałe przychody operacyjne i koszty operacyjne	46
11.5 Przychody i koszty finansowe	47
11.6 (Strata)/odwrócenie straty z tytułu utraty wartości należności handlowych oraz pozostałych aktywów finansowych	48
11.7 Pozycje dochodów, kosztów, zysków lub strat i innych całkowitych dochodów	49
11.8 Podatek dochodowy	49
12. NOTY OBJAŚNIAJĄCE DO SPRAWOZDANIA Z SYTUACJI FINANSOWEJ	54
12.1 Rzeczowe aktywa trwałe	54
12.2 Nieruchomości inwestycyjne	58
12.3 Wartości niematerialne	58
12.4 Wartość firmy	61
12.5 Inwestycje w jednostkach wspólnie kontrolowanych i stowarzyszonych	62
12.6 Utrata wartości rzeczowych aktywów trwałych, wartości niematerialnych, wartości firmy i aktywów z tytułu praw do użytkowania	67
12.7 Kapitał pracujący netto	79
12.8 Środki pieniężne	84
12.9 Kredyty, pożyczki i obligacje	84
12.10 Dług netto i zarządzanie kapitałem	88
12.11 Kapitał własny	89
12.12 Pozostałe aktywa i zobowiązania finansowe	92
12.13 Pozostałe aktywa i zobowiązania	97
12.14 Rezerwy	98
13. NOTY OBJAŚNIAJĄCE DO SPRAWOZDANIA Z PRZEPŁYWÓW PIENIĘŻNYCH	103

13.1	(Zysk) z tytułu różnic kursowych	103
13.2	Odsetki netto	103
13.3	Strata na działalności inwestycyjnej	103
13.4	Zmiana stanu rezerw	103
13.5	Pozostałe korekty	104
13.6	Podatek dochodowy (zapłacony)	104
13.7	Dywidendy	104
13.8	Wydatki z tytułu objęcia kontroli nad jednostkami zależnymi pomniejszone o środki pieniężne w nabytych jednostkach zależnych i przedsiębiorstwach	104

14. NOTY DOTYCZĄCE RYZYK FINANSOWYCH I RACHUNKOWOŚCI ZABEZPIECZEŃ

14.1	Identyfikacja ryzyka	105
14.2	Rachunkowość zabezpieczeń	114

15. POZOSTAŁE NOTY OBJAŚNIAJĄCE

15.1	Posiadane koncesje	122
15.2	Leasing	122
15.3	Poniesione nakłady inwestycyjne oraz przyszłe zobowiązania z tytułu podpisanych kontraktów inwestycyjnych	127
15.4	Aktywa i zobowiązania warunkowe	128
15.5	Zabezpieczenia akcyzowe	132
15.6	Transakcje z podmiotami powiązanymi	132
15.7	Wynagrodzenie wynikające z umowy z podmiotem uprawnionym do badania sprawozdań finansowych	134

16. WYDARZENIA PO ZAKOŃCZENIU OKRESU SPRAWOZDAWCZEGO

16.1	Istotne finansowania	135
16.2	Nowe odkrycia złóż na Morzu Północnym	135
16.3	Odwołanie od decyzji Prezesa URE	135
16.4	Umowa zakupu wszystkich akcji Grupy Azoty Polyolefins	135
16.5	Wpływ sytuacji geopolitycznej w Iranie i w krajach ościennych na działalność operacyjną i finansową Grupy	136

ZATWIERDZENIE SKONSOLIDOWANEGO SPRAWOZDANIA FINANSOWEGO ORAZ OŚWIADCZENIE O RZETELNOŚCI



(w mln PLN)

SKONSOLIDOWANE SPRAWOZDANIE Z ZYSKÓW LUB STRAT I INNYCH CAŁKOWITYCH DOCHODÓW

	NOTA	2025	2024 (dane przekształcone)
Przychody ze sprzedaży	10, 11.1, 11.2	267 827	294 886
Koszt własny sprzedaży	11.3.1	(220 205)	(252 398)
Zysk brutto ze sprzedaży		47 622	42 488
Koszty sprzedaży		(14 829)	(14 677)
Koszty ogólnego zarządu		(6 783)	(6 123)
Pozostałe przychody operacyjne	11.4.1	7 792	10 534
Pozostałe koszty operacyjne	11.4.2	(23 632)	(22 067)
(Strata)/odwrócenie straty z tytułu utraty wartości należności handlowych oraz pozostałych	11.6	(213)	(448)
Zysk z działalności operacyjnej		9 957	9 707
Udział w wyniku finansowym jednostek wycenianych metodą praw własności	12.5	525	(140)
Przychody finansowe	11.5.1	1 486	1 238
Koszty finansowe	11.5.2	(2 955)	(1 502)
Przychody i koszty finansowe netto		(1 469)	(264)
Zysk przed opodatkowaniem		9 013	9 303
Podatek dochodowy	11.8	(6 365)	(6 556)
Zysk netto		2 648	2 747
Inne całkowite dochody:			
które nie zostaną następnie przeklasyfikowane na zyski lub straty		(287)	(31)
wycena nieruchomości inwestycyjnych do wartości godziwej na moment przeklasyfikowania		60	2
zyski i straty aktuarialne	12.14.2	(169)	(32)
zyski i straty z tytułu inwestycji w instrumenty kapitałowe wyceniane w wartości godziwej przez inne całkowite dochody		(249)	(7)
podatek odroczony	11.8	71	6
które mogą zostać przeklasyfikowane na zyski lub straty		2 488	(3 266)
instrumenty pochodne zabezpieczające przepływy pieniężne	14.2	2 171	(2 388)
koszty zabezpieczenia różnic kursowe z przeliczenia jednostek działających za granicą	14.2	913	(400)
udział w innych całkowitych dochodach w jednostkach wycenianych metodą praw własności		(65)	(1 020)
podatek dochodowy	11.8	-	12
		(531)	530
		2 201	(3 297)
Całkowite dochody netto		4 849	(550)
Zysk netto przypadający na		2 648	2 747
akcjonariuszy jednostki dominującej		2 531	2 826
akcjonariuszy/udziałowców niekontrolujących		117	(79)
Całkowite dochody netto przypadające na		4 849	(550)
akcjonariuszy jednostki dominującej		4 740	(467)
akcjonariuszy/udziałowców niekontrolujących		109	(83)
Zysk netto na jedną akcję przypadający akcjonariuszom jednostki dominującej (w PLN na akcję)			
podstawowy		2,18	2,43
rozwodniony		2,18	2,43

* Dane porównawcze zostały przekształcone, szczegółowe informacje przedstawiono w nocie 4.2.



SKONSOLIDOWANE SPRAWOZDANIE Z SYTUACJI FINANSOWEJ

	NOTA	31/12/2025	31/12/2024 (dane przekształcone)	01/01/2024 (dane przekształcone)
AKTYWA				
Aktywa trwałe				
Rzeczowe aktywa trwałe	12.1	142 380	141 639	135 191
Nieruchomości inwestycyjne	12.2	768	678	598
Wartości niematerialne	12.3	4 526	7 012	11 651
Wartość firmy	12.4	3 812	4 372	2 179
Aktywa z tytułu praw do użytkowania	15.2.1	14 824	13 899	13 486
Inwestycje wyceniane metodą praw własności	12.5	2 465	1 969	2 170
Aktywa z tytułu podatku odroczonego	11.8.2	1 903	2 088	1 033
Pozostałe aktywa finansowe	12.12.1	4 148	3 823	4 288
Zapasy obowiązkowe	12.7.1	9 180	11 033	10 258
Pozostałe aktywa	12.13	701	339	427
		184 707	186 852	181 281
Aktywa obrotowe				
Zapasy	12.7.1	19 126	21 739	22 917
Należności handlowe	12.7.2	24 060	26 411	33 443
Należności z tytułu podatku dochodowego		399	786	1 417
Środki pieniężne	12.8	26 445	11 042	13 282
Pozostałe aktywa finansowe	12.12.1	4 738	4 183	4 706
Pozostałe aktywa	12.13	4 148	4 230	6 794
Aktywa przeznaczone do sprzedaży		1 425	152	242
		80 341	68 543	82 801
Aktywa razem		265 048	255 395	264 082
PASYWA				
KAPITAŁ WŁASNY				
Kapitał podstawowy	12.11.1	1 974	1 974	1 974
Kapitał z emisji akcji powyżej ich wartości nominalnej	12.11.2	46 405	46 405	46 405
Inne składniki kapitału własnego	12.11.3	2 641	303	3 585
Zyski zatrzymane	12.11.4	92 597	97 089	99 072
Kapitał własny przypadający na akcjonariuszy jednostki dominującej		143 617	145 771	151 036
Kapitał własny przypadający udziałom niekontrolującym	12.11.5	926	979	1 081
Kapitał własny razem		144 543	146 750	152 117
ZOBOWIĄZANIA				
Zobowiązania długoterminowe				
Kredyty, pożyczki i obligacje	12.9	23 657	14 979	10 671
Zobowiązania z tytułu leasingu	15.2.1	10 867	9 875	9 343
Rezerwy	12.14	12 051	11 388	9 952
Zobowiązania z tytułu podatku odroczonego	11.8.2	10 975	10 779	10 195
Pozostałe zobowiązania finansowe	12.12.2	950	600	592
Pozostałe zobowiązania	12.13	1 833	703	646
		60 333	48 324	41 399
Zobowiązania krótkoterminowe				
Zobowiązania handlowe	12.7.3	18 552	19 987	20 288
Zobowiązania z tytułu leasingu	15.2.1	1 694	1 470	1 386
Zobowiązania z tytułu umów z klientami	12.13.1	2 084	1 771	1 818
Kredyty, pożyczki i obligacje	12.9	1 507	3 167	4 496
Rezerwy	12.14	12 127	8 989	12 213
Zobowiązania z tytułu podatku dochodowego		3 326	2 873	2 331
Pozostałe zobowiązania finansowe	12.12.2	9 277	9 976	12 399
Pozostałe zobowiązania	12.13	11 605	12 088	15 635
		60 172	60 321	70 566
Zobowiązania razem		120 505	108 645	111 965
Pasywa razem		265 048	255 395	264 082

* Dane porównawcze zostały przekształcone, szczegółowe informacje przedstawiono w nocie 4.2.



SKONSOLIDOWANE SPRAWOZDANIE ZE ZMIAN W KAPITALE WŁASNYM

	Kapitał podstawowy	Kapitał z emisji akcji powyżej ich wartości nominalnej	Inne składniki kapitału własnego	akcje własne	kapitał z tytułu stosowania rachunkowości zabezpieczeń	koszty zabezpieczenia	kapitał z aktualizacji wyceny	różnice kursowe z przeliczenia jednostek działających za granicą	Zyski zatrzymane	Kapitał własny przypadający akcjonariuszom jednostki dominującej	Kapitał własny przypadający udziałom niekontrolującym	Kapitał własny razem
NOTA	12.11.1	12.11.2	12.11.3						12.11.4		12.11.5	
01/01/2025 (dane przekształcone)	1 974	46 405	303	-	976	533	(7)	(1 199)	97 089	145 771	979	146 750
Zysk netto	-	-	-	-	-	-	-	-	2 531	2 531	117	2 648
Składniki innych całkowitych dochodów	-	-	2 338	-	1 758	795	(150)	(65)	(129)	2 209	(8)	2 201
Całkowite dochody netto	-	-	2 338	-	1 758	795	(150)	(65)	2 402	4 740	109	4 849
Zmiana struktury udziałowej	-	-	-	-	-	-	-	-	72	72	(161)	(89)
Dywidendy	-	-	-	-	-	-	-	-	(6 966)	(6 966)	(1)	(6 967)
Transakcje z właścicielami	-	-	-	-	-	-	-	-	(6 894)	(6 894)	(162)	(7 056)
31/12/2025	1 974	46 405	2 641	-	2 734	1 328	(157)	(1 264)	92 597	143 617	926	144 543
01/01/2024 (dane opublikowane)	1 974	46 405	3 585	(2)	2 905	862	(1)	(179)	100 358	152 322	1 098	153 420
Korekta bilansu otwarcia	-	-	-	-	-	-	-	-	(1 286)	(1 286)	(17)	(1 303)
01/01/2024 (dane przekształcone)	1 974	46 405	3 585	(2)	2 905	862	(1)	(179)	99 072	151 036	1 081	152 117
Zysk/(strata) netto	-	-	-	-	-	-	-	-	2 826	2 826	(79)	2 747
Składniki innych całkowitych dochodów	-	-	(3 284)	-	(1 929)	(329)	(6)	(1 020)	(9)	(3 293)	(4)	(3 297)
Całkowite dochody netto	-	-	(3 284)	-	(1 929)	(329)	(6)	(1 020)	2 817	(467)	(83)	(550)
Sprzedaż akcji własnych	-	-	2	2	-	-	-	-	-	2	-	2
Zmiana struktury udziałowej	-	-	-	-	-	-	-	-	18	18	(18)	-
Dywidendy	-	-	-	-	-	-	-	-	(4 818)	(4 818)	(1)	(4 819)
Transakcje z właścicielami	-	-	2	2	-	-	-	-	(4 800)	(4 798)	(19)	(4 817)
31/12/2024	1 974	46 405	303	-	976	533	(7)	(1 199)	97 089	145 771	979	146 750
(dane przekształcone)												

* Dane porównawcze zostały przekształcone, szczegółowe informacje przedstawiono w nocie 4.2.



SKONSOLIDOWANE SPRAWOZDANIE Z PRZEPŁYWÓW PIENIĘŻNYCH

	NOTA	2025	2024 (dane przekształcone)
Przepływy pieniężne z działalności operacyjnej			
Zysk przed opodatkowaniem		9 013	9 303
Korekty o pozycje:			
Udział w wyniku finansowym jednostek wycenianych metodą praw własności	12.5	(525)	140
Amortyzacja	11.3.1	14 243	14 014
(Zysk) z tytułu różnic kursowych	13.1	(500)	(366)
Odsetki netto i dywidendy	13.2	909	444
Strata na działalności inwestycyjnej	13.3	16 582	13 373
Zmiana stanu rezerw	13.4	9 606	7 467
Zmiana stanu kapitału pracującego	12.7	2 748	7 064
Pozostałe korekty	13.5	572	(9 682)
Podatek dochodowy (zapłacony)	13.6	(5 428)	(5 123)
Środki pieniężne netto z działalności operacyjnej		47 220	36 634
Przepływy pieniężne z działalności inwestycyjnej			
Nabycie składników rzeczowego majątku trwałego, wartości niematerialnych i aktywów z tytułu praw do użytkowania		(26 684)	(28 590)
Nabycie praw majątkowych		(3 247)	(2 347)
Wydatki z tytułu objęcia kontroli nad jednostkami zależnymi i przedsięwzięciami pomniejszone o środki pieniężne w nabytych jednostkach zależnych i przedsięwzięciach	13.8	(877)	(3 550)
Pozostałe		91	436
Środki pieniężne netto (wykorzystane) w działalności inwestycyjnej		(30 717)	(34 051)
Przepływy pieniężne z działalności finansowej			
Wpływy z otrzymanych kredytów i pożyczek	12.9	6 345	12 961
Splata kredytów i pożyczek	12.9	(7 542)	(10 516)
Emisja obligacji	12.9	9 508	-
Wykup obligacji	12.9	(1 000)	(105)
Odsetki zapłacone od kredytów, pożyczek i obligacji	12.10.1	(756)	(496)
Odsetki zapłacone z tytułu leasingu	12.10.1	(508)	(454)
Dywidendy wypłacone	13.7	(6 967)	(4 819)
Płatności zobowiązań z tytułu umów leasingu	12.10	(1 650)	(1 607)
Otrzymane dotacje	12.13.2	1 552	426
Pozostałe		(163)	(151)
Środki pieniężne netto (wykorzystane) w działalności finansowej		(1 181)	(4 761)
Zwiększenie/(Zmniejszenie) netto stanu środków pieniężnych		15 322	(2 178)
Zmiana stanu środków pieniężnych z tytułu różnic kursowych		81	(62)
Środki pieniężne na początek okresu		11 042	13 282
Środki pieniężne na koniec okresu	12.8	26 445	11 042
w tym środki pieniężne o ograniczonej możliwości dysponowania	12.8	984	1 405

* Dane porównawcze zostały przekształcone, szczegółowe informacje przedstawiono w nocie [4.2](#).



1. PODSTAWOWE INFORMACJE

PODSTAWOWA DZIAŁALNOŚĆ GRUPY ORLEN

PODSTAWOWE INFORMACJE O GRUPIE

NAZWA	ORLEN Spółka Akcyjna
SIEDZIBA	ul. Chemików 7, 09-411 Płock, Polska
KRS	0000028860
REJESTRACJA	Sąd Rejonowy dla Łodzi-Śródmieścia w Łodzi, XX Wydział Gospodarczy
REGON	610188201
NIP	774-00-01-454
PRZEDMIOT DZIAŁALNOŚCI	Działalność Grupy ORLEN koncentruje się przede wszystkim na: • poszukiwaniu i wydobywaniu węglowodorów; • obrocie hurtowym ropą naftową i gazem ziemnym; • produkcji rafineryjnej i petrochemicznej z rosnącym wykorzystaniem surowców odnawialnych i recyklingu oraz obrocie hurtowym produktami rafineryjnymi i petrochemicznymi; • wytwarzaniu energii elektrycznej i ciepłej, stale rozwijając nowoczesne i niskoemisyjne aktywa produkcji energii elektrycznej, inwestując w energetykę gazową oraz odnawialne źródła energii, takie jak farmy wiatrowe i fotowoltaiczne; • dystrybucji energii elektrycznej i gazu ziemnego oraz handlu energią elektryczną; • sprzedaży detalicznej paliw, energii elektrycznej i gazu ziemnego oraz świadczeniu innych usług dla klientów detalicznych i gospodarstw domowych, stawiając na rozwój nowoczesnych rozwiązań detalicznych, w tym infrastruktury dla elektromobilności, cyfryzacji usług oraz programu lojalnościowego VITAY.

ORLEN SPÓŁKA AKCYJNA z siedzibą w Polsce, Płock ul. Chemików 7 („Spółka”, „ORLEN”, „Emitent”, „Jednostka Dominująca”) powstał z połączenia Petrochemii Płock S.A. z Centralą Produktów Naftowych S.A. w dniu 7 września 1999 roku. ORLEN nie jest jednostką zależną od innej jednostki, która posiadałaby w niej całościowy lub częściowy udział.

ORLEN wraz ze spółkami tworzącymi Grupę Kapitałową ORLEN S.A. („Grupa ORLEN”, „Grupa”) jest jednym z największych i najbardziej nowoczesnych koncernów multienergetycznych w Europie Środkowej działającym głównie na rynku polskim, litewskim, czeskim, słowackim, węgierskim, niemieckim, austriackim kanadyjskim i norweskim. Grupa konsekwentnie umacnia swoją pozycję jako jeden z liderów innowacyjnej transformacji energetycznej, łącząc rozwój biznesowy z odpowiedzialnością środowiskową konsekwentnym budowaniem wartości dla akcjonariuszy.

Od 26 listopada 1999 roku akcje ORLEN są notowane na rynku podstawowym Giełdy Papierów Wartościowych w Warszawie (GPW) w systemie notowań ciągłych.



2. PODSTAWA SPORZĄDZENIA SKONSOLIDOWANEGO SPRAWOZDANIA FINANSOWEGO

Skonsolidowane sprawozdanie finansowe zostało sporządzone zgodnie z Międzynarodowymi Standardami Sprawozdawczości Finansowej przyjętymi do stosowania w Unii Europejskiej (MSSF UE). Zastosowane przez Grupę zasady rachunkowości opierają się na standardach i interpretacjach przyjętych przez Unię Europejską i mających zastosowanie dla okresu rozpoczynającego się dnia 1 stycznia 2025 roku lub okresów wcześniejszych.

Skonsolidowane sprawozdanie finansowe zostało sporządzone w oparciu o zasadę kosztu historycznego, za wyjątkiem pochodnych instrumentów finansowych i nieruchomości inwestycyjnych wycenianych w wartości godziwej oraz aktywów finansowych wycenianych według wartości godziwej. Niniejsze skonsolidowane sprawozdanie finansowe z wyjątkiem skonsolidowanego sprawozdania z przepływów pieniężnych zostało sporządzone zgodnie z zasadą memoriału.

Zakres skonsolidowanego sprawozdania finansowego jest także zgodny z Rozporządzeniem Ministra Finansów z dnia 6 czerwca 2025 roku w sprawie informacji bieżących i okresowych przekazywanych przez emitentów papierów wartościowych oraz warunków uznawania za równoważne informacji wymaganych przepisami prawa państwa niebędącego państwem członkowskim i obejmuje roczny okres sprawozdawczy od 1 stycznia do 31 grudnia 2025 roku i okres porównawczy od 1 stycznia do 31 grudnia 2024 roku.

Prezentowane skonsolidowane sprawozdanie finansowe w ocenie Zarządu przedstawia rzetelnie sytuację finansową i majątkową Grupy ORLEN na 31 grudnia 2025 roku, wyniki jej działalności oraz przepływy pieniężne za rok zakończony 31 grudnia 2025 roku.

Skonsolidowane sprawozdanie finansowe Grupy sporządzone zostało przy założeniu kontynuowania działalności gospodarczej przez okres co najmniej dwunastu miesięcy od końca okresu sprawozdawczego.

Oceniając zdolność Grupy do kontynuowania działalności, Zarząd przeprowadził analizę ryzyk finansowych i operacyjnych, z uwzględnieniem ich potencjalnego wpływu na działalność Grupy w okresie co najmniej 12 miesięcy od dnia bilansowego. Analiza obejmowała w szczególności ocenę sytuacji finansowej Grupy oraz podstawowych wskaźników finansowych Grupy, w tym wskaźników płynności, zadłużenia, rentowności oraz obrotowości, które nie wskazały na występowanie zagrożeń dla stabilności finansowej Grupy.

Grupa identyfikuje i aktywnie zarządza ryzykiem płynności, rozumianym jako możliwość utraty lub ograniczenia zdolności do regulowania bieżących i przyszłych zobowiązań finansowych, zapewniając odpowiedni poziom środków pieniężnych oraz dostęp do dywersyfikowanych źródeł finansowania. Grupa posiada zdolność do terminowego regulowania zobowiązań, w szczególności dzięki generowaniu dodatnich przepływów pieniężnych z działalności operacyjnej oraz dostępowi do finansowania zewnętrznego.

W celu ograniczenia ryzyka wystąpienia luki płynnościowej Grupa prowadzi politykę dywersyfikacji źródeł finansowania oraz wykorzystuje zróżnicowane narzędzia dla efektywnego zarządzania płynnością. Wybrane zagadnienia dotyczące zarządzania kapitałem własnym oraz ryzykiem płynności przedstawiono w notach [12.10.2](#) oraz [14.1.4](#).

W ramach oceny kontynuacji działalności Zarząd uwzględnił również ryzyka związane z otoczeniem makroekonomicznym i geopolitycznym oraz ryzyka wynikające ze zmian klimatu, analizując ich potencjalny wpływ na działalność operacyjną i finansową Grupy.

Na podstawie przeprowadzonych analiz, na dzień podpisania skonsolidowanego sprawozdania finansowego, Zarząd Jednostki Dominującej nie stwierdza istnienia faktów ani okoliczności wskazujących na zagrożenie kontynuowania działalności w dającej się przewidzieć przyszłości, tj. w okresie nie krótszym niż 12 miesięcy od dnia bilansowego.

Czas trwania Jednostki Dominującej oraz jednostek wchodzących w skład Grupy ORLEN jest nieoznaczony.

3. WALUTA FUNKCJONALNA I WALUTA PREZENTACJI SPRAWOZDAŃ FINANSOWYCH ORAZ ZASADY PRZELICZENIA DANYCH FINANSOWYCH DLA CELÓW KONSOLIDACJI

Walutą funkcjonalną Jednostki Dominującej i walutą prezentacji niniejszego skonsolidowanego sprawozdania finansowego jest złoty polski (PLN). Ewentualne zaistniałe różnice w wysokości 1 mln PLN przy sumowaniu pozycji zaprezentowanych w notach objaśniających wynikają z przyjętych zaokrągleń.

Transakcje wyrażone w walutach obcych są początkowo ujmowane według kursu waluty funkcjonalnej, obowiązującego na dzień zawarcia transakcji. Na koniec okresu sprawozdawczego:

- pozycje pieniężne wyrażone w walutach obcych są przeliczane po kursie waluty funkcjonalnej (ogłoszonym przez Narodowy Bank Polski „NBP”), obowiązującym na koniec okresu sprawozdawczego,
- pozycje niepieniężne wyceniane według historycznej ceny nabycia lub kosztu wytworzenia wyrażonego w walucie obcej są przeliczane po kursie wymiany z dnia transakcji,
- pozycje niepieniężne wyceniane w wartości godziwej, wyrażone w walucie obcej, przelicza się przy zastosowaniu kursów wymiany, które obowiązywały w dniu, na który wartość godziwa została ustalona.

Różnice kursowe powstające z tytułu rozliczania pozycji pieniężnych lub z tytułu przeliczania pozycji pieniężnych po kursach innych niż te, po których zostały one przeliczone w momencie ich początkowego ujęcia, ujmują się w wyniku finansowym. Różnice kursowe stanowiące część zysku/straty z wyceny instrumentu zabezpieczającego w rachunkowości zabezpieczeń ujmują się w innych całkowitych dochodach.

Przeliczenie na PLN sprawozdań finansowych jednostek zagranicznych dla celów konsolidacji dokonywane jest dla:

- pozycji aktywów i zobowiązań – według kursu wymiany na koniec okresu sprawozdawczego,
- pozycji sprawozdania z zysków lub strat i innych całkowitych dochodów oraz sprawozdania z przepływów pieniężnych – według średniego kursu wymiany w okresie sprawozdawczym (średnia arytmetyczna średnich kursów dziennych określonych przez NBP w danym okresie).

Różnice kursowe powstałe w wyniku powyższych przeliczeń ujmowane są w kapitale własnym w pozycji różnice kursowe z przeliczenia jednostek działających za granicą. W momencie zbycia podmiotu zagranicznego, zakumulowane różnice kursowe ujęte w kapitale własnym, dotyczące danego podmiotu zagranicznego, ujmowane są w rachunku zysków i strat jako wynik na zbyciu.



(w mln PLN)

W zakresie zabezpieczania ryzyka zmiany kursów walutowych, Grupa dąży do zabezpieczania pozycji netto z wykorzystaniem transakcji pochodnych (zasady rachunkowości stosowane przez Grupę w odniesieniu do pochodnych instrumentów finansowych zostały przedstawione w nocie [14](#)).

WALUTA	Kurs średni w okresie sprawozdawczym		Kurs na koniec okresu sprawozdawczego	
	2025	2024	31/12/2025	31/12/2024
EUR/PLN	4,2402	4,3064	4,2267	4,2730
USD/PLN	3,7588	3,9815	3,6016	4,1012
CAD/PLN	2,6882	2,9072	2,6288	2,8543
CZK/PLN	0,1718	0,1715	0,1746	0,1699
NOK/PLN	0,3619	0,3705	0,3577	0,3624

4. POLITYKA RACHUNKOWOŚCI

4.1 Zasady rachunkowości

Wybrane istotne zasady rachunkowości oraz istotne wartości oparte na osądach i szacunkach zostały przedstawione jako element poszczególnych not objaśniających do skonsolidowanego sprawozdania finansowego. Grupa stosowała zasady rachunkowości w sposób ciągły dla wszystkich prezentowanych okresów sprawozdawczych, za wyjątkiem poniższych zmian.

W związku z istotnymi transakcjami przejęć zrealizowanymi w poprzednich okresach, Grupa w ostatnich latach prowadziła projekt wypracowania nowego, ujednoliconego standardu sprawozdawczości finansowej. W 2025 Grupa w ramach tego procesu dokonała zmiany w odniesieniu do prezentacji efektu wyceny i rozliczenia instrumentów pochodnych zabezpieczających ryzyko zmian kursów walutowych nieobjętych rachunkowością zabezpieczeń. Dotychczas efekt wyceny i rozliczenia tych instrumentów pochodnych prezentowany był w przychodach i kosztach finansowych. Począwszy od 1 stycznia 2025 roku efekt wyceny i rozliczenia instrumentów pochodnych zabezpieczających ryzyko zmian kursów walutowych nieobjętych rachunkowością zabezpieczeń prezentowany jest zgodnie z charakterem zabezpieczanej ekspozycji. Podejście to jest spójne z dokonaną w 2024 roku zmianą prezentacji różnic kursowych od należności i zobowiązań handlowych. Dodatkowo Grupa dokonała zmiany klasyfikacji wybranych pozycji aktywów i zobowiązań w podziale na finansowe i niefinansowe:

- zmieniono nazwę pozycji z „Należności z tytułu dostaw i usług oraz pozostałe należności” na „Należności handlowe” i wydzielono z niej wszystkie należności mające charakter aktywów niefinansowych oraz należności będące aktywami finansowymi, które nie wynikają z podstawowej działalności operacyjnej jednostki - sprzedaży/zakupu towarów lub usług;
- zmieniono nazwę pozycji z „Zobowiązań z tytułu dostaw i usług oraz pozostałych zobowiązań” na „Zobowiązania handlowe” i wydzielono z niej wszystkie zobowiązania mające charakter zobowiązań niefinansowych oraz zobowiązania będące zobowiązaniami finansowymi, które nie wynikają z podstawowej działalności operacyjnej jednostki - sprzedaży/zakupu towarów lub usług.
- wprowadzono nowe pozycje bilansowe „Pozostałe aktywa finansowe” oraz „Pozostałe zobowiązania finansowe”, do których zaklasyfikowano aktywa i zobowiązania finansowe niewynikające bezpośrednio z działalności operacyjnej, w tym instrumenty pochodne, które w poprzednim okresie prezentowane były w odrębnej linii bilansu.

Wpływ powyższych zmian na dane porównawcze został zaprezentowany w nocie [4.2](#).

W ocenie Grupy wprowadzone zmiany zasad rachunkowości w odniesieniu do wskazanych powyżej zdarzeń, będące konsekwencją istotnych transakcji przejęć zrealizowanych w poprzednich okresach, które w znaczący sposób zmieniły skalę i charakter działalności Grupy oraz sposób analizy wyników operacyjnych stosowany przez Zarząd, pozwolą na przekazanie bardziej przydatnych i wiarygodnych informacji pozwalających na lepsze odzwierciedlenie wyników operacyjnych Grupy i efektów jej działalności. Zmiany te zostały wprowadzone przez Grupę przede wszystkim celem zwiększenia użyteczności sprawozdań finansowych Grupy oraz przejrzystości i czytelności oraz porównywalności prezentowanych w nich informacji i w ocenie Grupy odpowiadają one na potrzeby inwestorów, jak również są spójne z obserwowanymi praktykami rynkowymi innych globalnych koncernów multienergetycznych.

Ponadto, na początku 2025 roku Grupa przedstawiła zaktualizowaną Strategię do 2035 roku, zatytułowaną „Energia jutra zaczyna się dziś”, która wyznacza kierunki rozwoju Grupy w ramach czterech kluczowych segmentów działalności:

- Upstream & Supply,
- Downstream,
- Energy,
- Consumers & Products.

W konsekwencji, Grupa dokonała również analogicznej zmiany prezentowanych segmentów operacyjnych na cele sprawozdawcze. Nowe segmenty odzwierciedlają aktualny model zarządzania, dostosowany do kluczowych trendów oraz strukturę decyzyjną obowiązującą w Grupie od 2025 roku oraz sposób analizy wyników finansowych przez Zarząd Jednostki Dominującej. Ujawnienia dotyczące segmentów operacyjnych, w tym opis nowych segmentów oraz informacje finansowe przypisane do poszczególnych segmentów, zostały przedstawione w nocie [9](#).



Wybrane zasady rachunkowości	Nota
Segmenty działalności	9
Przychody ze sprzedaży	11.1
Koszty operacyjne	11.3
Pozostałe przychody i koszty operacyjne	11.4
Przychody i koszty finansowe	11.5
Podatek dochodowy	11.8
Rzeczowe aktywa trwałe	12.1
Działalność poszukiwań i wydobywania zasobów mineralnych	12.1, 12.3
Nieruchomości inwestycyjne	12.2
Wartości niematerialne	12.3
Wartość firmy	12.4
Inwestycje wyceniane metodą praw własności	12.5
Utrata wartości rzeczowych aktywów trwałych i wartości niematerialnych	12.6
Kapitał pracujący	12.7
Zapasy	12.7.1
Należności handlowe	12.7.2
Zobowiązania handlowe	12.7.3
Środki pieniężne	12.8
Kredyty, pożyczki i obligacje	12.9
Kapitał własny	12.11
Pozostałe aktywa i zobowiązania finansowe	12.12
Ustalanie wartości godziwej	12.12.3
Pozostałe aktywa i zobowiązania	12.13
Rezerwy	12.14
Rachunkowość zabezpieczeń	14
Leasing	15.2
Aktywa i zobowiązania warunkowe	15.4

4.2 Przekształcenie danych porównawczych

Zmiany w polityce rachunkowości

Grupa dokonała przekształcenia danych porównawczych w związku z wprowadzonymi zmianami prezentacyjnymi opisanymi w nocie 4.1.

Finalizacja rozliczeń połączeń jednostek

W niniejszym skonsolidowanym sprawozdaniu finansowym Grupa zaprezentowała ostateczne rozliczenie transakcji nabycia instalacji fotowoltaicznej i farmy wiatrowej E&G. W wyniku ustalenia ostatecznych wartości godziwych nabytych aktywów i przejętych zobowiązań na dzień przejęcia, które skutkowały korektą ujętych dotychczas wartości tymczasowych, Grupa dokonała odpowiedniego retrospektywnego przekształcenia danych porównawczych na dzień 31 grudnia 2024 roku. W efekcie zmianie uległy wybrane pozycje aktywów i zobowiązań. Dodatkowe informacje dotyczące ostatecznego rozliczenia transakcji przedstawiono w nocie 7.3.1.

Ujęcie kontraktów terminowych

W latach poprzednich Grupa ujmowała wybrane transakcje zakupu i sprzedaży gazu ziemnego zawierane na rynku pozagiełdowym jako kontrakty spełniające kryteria wyłączenia „na własne potrzeby” (tzw. own use exemption) wskazanego w MSSF 9 Instrumenty finansowe. W konsekwencji kontrakty te nie były ujmowane jako instrumenty finansowe i nie podlegały wycenie do wartości godziwej, co stanowiło odstępstwo od zapisów MSSF9.

Grupa przeprowadziła ponowną szczegółową analizę charakteru, struktury oraz sposobu rozliczania wskazanych transakcji. W wyniku tej weryfikacji, Grupa oceniła, że warunki zastosowania wyłączenia „na własne potrzeby” nie zostały spełnione. W szczególności, pomimo fizycznego charakteru tych transakcji, sposób ich realizacji oraz główny cel biznesowy ich zawierania, spowodowały, że nie można uznać, iż kontrakty te były zawierane i utrzymywane wyłącznie w celu otrzymania lub dostarczenia niefinansowego składnika aktywów zgodnie z oczekiwanym zapotrzebowaniem Grupy. W związku z dotychczasowym błędnym ujęciem Grupa ujęła wskazane kontrakty jako instrumenty finansowe wyceniane w wartości godziwej oraz dokonała retrospektywnego przekształcenia danych porównawczych, w tym na dzień 1 stycznia 2024 roku oraz 31 grudnia 2024 roku.

Korekty innych odstępstw od wymogów MSSF

W bieżącym okresie sprawozdawczym Grupa dokonała również odpowiedniego retrospektywnego przekształcenia danych porównawczych w efekcie następujących zmian:

- prezentacji rozrachunków z tytułu VAT w sprawozdaniu z sytuacji finansowej na 31 grudnia 2024 roku oraz 1 stycznia 2024 roku. Grupa uznała, że w przypadku istnienia ważnego tytułu prawnego do dokonania kompensaty, w szczególności gdy należności i zobowiązania z tytułu VAT wynikają z podatku nałożonego przez ten sam organ podatkowy na tego samego podatnika, powinny one podlegać kompensacie;
- prezentacji zobowiązań z tytułu pożyczki dotyczącej umowy pożyczki długoterminowej w jednej ze spółek z Grupy. W związku z naruszeniem warunków umowy pożyczki na 31 grudnia 2024 roku, zobowiązanie z tytułu tej pożyczki na ten dzień powinno zostać zaprezentowane jako krótkoterminowe. Dodatkowe informacje przedstawiono w nocie 12.9;
- wartości rezerw na umowy rodzące obciążenia związanych z umowami sprzedaży energii elektrycznej w Energa-Obrót SA (Grupa Energa) na 1 stycznia 2024 roku oraz 31 grudnia 2024 roku. W konsekwencji przeprowadzonej analizy dotychczasowej



(w mln PLN)

- metodologii szacowania rezerw, Grupa zidentyfikowała błąd i dokonała ich ponownej rekalkulacji z uwzględnieniem szerszego katalogu kosztów nieuniknionych i bezpośrednio związanych z wykonaniem zobowiązań wynikających z kontraktów;
- sposobu ujęcia zdarzeń związanych z obowiązującym w Niemczech krajowym systemem handlu uprawnieniami do emisji CO₂ w spółce ORLEN Deutschland, co wpłynęło na prezentowane na 31 grudnia 2024 roku i 1 stycznia 2024 roku pozycje rezerw, zapasów oraz wybranych pozycji przychodów i kosztów operacyjnych, bez wpływu na wynik finansowy;
 - prezentacji wybranych transakcji wpływających na przychody ze sprzedaży, koszt własny sprzedaży oraz koszty sprzedaży, bez wpływu na poziom zysku z działalności operacyjnej, w tym wynikające ze zmiany osądu w odniesieniu do zidentyfikowanego wcześniej modelu agencyjnego w zakresie sprzedaży towarów poza paliwowych przez ORLEN Deutschland do sieci klientów oraz ze zmiany prezentacji podatku związanego ze sprzedażą paliw na rynku austriackim (zmiana na ujęciu netto).

Szczegółowe informacje na temat wpływu powyższych korekt na skonsolidowane sprawozdanie z zysków lub strat i innych całkowitych dochodów, skonsolidowane sprawozdanie z sytuacji finansowej oraz skonsolidowane sprawozdanie z przepływów pieniężnych zostały przedstawione w tabelach poniżej. W odniesieniu do sprawozdania ze zmian w kapitale własnym powyższe korekty miały wpływ jedynie na pozycje zysków zatrzymanych.



	31/12/2024 (dane opublikowane)	Zmiany w polityce rachunkowości	Finalizacja rozliczeń połączeń jednostek	Ujęcie kontraktów terminowych	Inne korekty	31/12/2024 (dane przekształcone)
AKTYWA						
Aktywa trwałe						
Rzeczowe aktywa trwałe	141 714	-	(75)	-	-	141 639
Nieruchomości inwestycyjne	678	-	-	-	-	678
Wartości niematerialne	7 012	-	-	-	-	7 012
Wartość firmy	4 277	-	95	-	-	4 372
Aktywa z tytułu praw do użytkowania	13 929	-	(30)	-	-	13 899
Inwestycje wyceniane metodą praw własności	1 969	-	-	-	-	1 969
Aktywa z tytułu podatku odroczonego	2 048	-	19	-	21	2 088
Instrumenty pochodne	1 489	(1 550)	-	61	-	-
Pozostałe aktywa finansowe	-	3 823	-	-	-	3 823
Zapasy obowiązkowe	11 033	-	-	-	-	11 033
Pozostałe aktywa	2 612	(2 273)	-	-	-	339
	186 761	-	9	61	21	186 852
Aktywa obrotowe						
Zapasy	21 162	-	-	-	577	21 739
Należności z tytułu dostaw i usług oraz pozostałe należności	31 897	(31 067)	-	-	(830)	-
Należności handlowe	-	26 411	-	-	-	26 411
Należności z tytułu podatku dochodowego	786	-	-	-	-	786
Środki pieniężne	11 042	-	-	-	-	11 042
Instrumenty pochodne	1 543	(1 732)	-	189	-	-
Pozostałe aktywa finansowe	-	4 183	-	-	-	4 183
Pozostałe aktywa	2 025	2 205	-	-	-	4 230
Aktywa przeznaczone do sprzedaży	152	-	-	-	-	152
	68 607	-	-	189	(253)	68 543
Aktywa razem	255 368	-	9	250	(232)	255 395
PASYWA						
Kapitał własny						
Kapitał podstawowy	1 974	-	-	-	-	1 974
Kapitał z emisji akcji powyżej ich wartości nominalnej	46 405	-	-	-	-	46 405
Inne składniki kapitału własnego	303	-	-	-	-	303
Zyski zatrzymane	97 018	-	-	174	(103)	97 089
Kapitał własny przypadający na akcjonariuszy jednostki dominującej	145 700	-	-	174	(103)	145 771
Kapitał własny przypadający udziałom niekontrolującym	989	-	-	-	(10)	979
Kapitał własny razem	146 689	-	-	174	(113)	146 750
Zobowiązania długoterminowe						
Kredyty, pożyczki i obligacje	15 091	-	-	-	(112)	14 979
Zobowiązania z tytułu leasingu	9 925	-	(50)	-	-	9 875
Rezerwy	11 342	-	46	-	-	11 388
Zobowiązania z tytułu podatku odroczonego	10 744	-	-	41	(6)	10 779
Instrumenty pochodne	225	(225)	-	-	-	-
Pozostałe zobowiązania finansowe	-	600	-	-	-	600
Pozostałe zobowiązania	1 078	(375)	-	-	-	703
	48 405	-	(4)	41	(118)	48 324
Zobowiązania krótkoterminowe						
Zobowiązania z tytułu dostaw i usług oraz pozostałe zobowiązania	41 173	(40 356)	13	-	(830)	-
Zobowiązania handlowe	-	19 987	-	-	-	19 987
Zobowiązania z tytułu leasingu	1 470	-	-	-	-	1 470
Zobowiązania z tytułu umów z klientami	1 771	-	-	-	-	1 771
Kredyty, pożyczki i obligacje	3 055	-	-	-	112	3 167
Rezerwy	8 272	-	-	-	717	8 989
Zobowiązania z tytułu podatku dochodowego	2 873	-	-	-	-	2 873
Instrumenty pochodne	926	(961)	-	35	-	-
Pozostałe zobowiązania finansowe	-	9 976	-	-	-	9 976
Pozostałe zobowiązania	734	11 354	-	-	-	12 088
	60 274	-	13	35	(1)	60 321
Pasywa razem	255 368	-	9	250	(232)	255 395



	01/01/2024 (dane opublikowane)	Zmiany w polityce rachunkowości	Ujęcie kontraktów terminowych	Inne korekty	01/01/2024 (dane przekształcone)
AKTYWA					
Aktywa trwałe					
Rzeczowe aktywa trwałe	135 191	-	-	-	135 191
Nieruchomości inwestycyjne	598	-	-	-	598
Wartości niematerialne	11 651	-	-	-	11 651
Wartość firmy	2 179	-	-	-	2 179
Aktywa z tytułu praw do użytkowania	13 486	-	-	-	13 486
Inwestycje wyceniane metodą praw własności	2 170	-	-	-	2 170
Aktywa z tytułu podatku odroczonego	1 017	-	-	16	1 033
Instrumenty pochodne	1 682	(1 682)	-	-	-
Pozostałe aktywa finansowe	-	4 288	-	-	4 288
Zapasy obowiązkowe	10 258	-	-	-	10 258
Pozostałe aktywa	3 033	(2 606)	-	-	427
	181 265	-	-	16	181 281
Aktywa obrotowe					
Zapasy	22 536	-	-	381	22 917
Należności z tytułu dostaw i usług oraz pozostałe należności	39 722	(38 944)	-	(778)	-
Należności handlowe	-	33 443	-	-	33 443
Należności z tytułu podatku dochodowego	1 417	-	-	-	1 417
Środki pieniężne	13 282	-	-	-	13 282
Instrumenty pochodne	2 617	(2 617)	-	-	-
Pozostałe aktywa finansowe	-	4 706	-	-	4 706
Pozostałe aktywa	3 382	3 412	-	-	6 794
Aktywa przeznaczone do sprzedaży	242	-	-	-	242
	83 198	-	-	(397)	82 801
Aktywa razem	264 463	-	-	(381)	264 082
PASYWA					
Kapitał własny					
Kapitał podstawowy	1 974	-	-	-	1 974
Kapitał z emisji akcji powyżej ich wartości nominalnej	46 405	-	-	-	46 405
Inne składniki kapitału własnego	3 585	-	-	-	3 585
Zyski zatrzymane	100 358	-	(1 119)	(167)	99 072
Kapitał własny przypadający na akcjonariuszy jednostki dominującej	152 322	-	(1 119)	(167)	151 036
Kapitał własny przypadający udziałom niekontrolującym	1 098	-	-	(17)	1 081
Kapitał własny razem	153 420	-	(1 119)	(184)	152 117
Zobowiązania długoterminowe					
Kredyty, pożyczki i obligacje	10 671	-	-	-	10 671
Zobowiązania z tytułu leasingu	9 343	-	-	-	9 343
Rezerwy	9 952	-	-	-	9 952
Zobowiązania z tytułu podatku odroczonego	10 485	-	(263)	(27)	10 195
Instrumenty pochodne	241	(379)	138	-	-
Pozostałe zobowiązania finansowe	-	592	-	-	592
Pozostałe zobowiązania	859	(213)	-	-	646
	41 551	-	(125)	(27)	41 399
Zobowiązania krótkoterminowe					
Zobowiązania z tytułu dostaw i usług oraz pozostałe zobowiązania	41 509	(40 731)	-	(778)	-
Zobowiązania handlowe	-	20 288	-	-	20 288
Zobowiązania z tytułu leasingu	1 386	-	-	-	1 386
Zobowiązania z tytułu umów z klientami	1 818	-	-	-	1 818
Kredyty, pożyczki i obligacje	4 496	-	-	-	4 496
Rezerwy	11 605	-	-	608	12 213
Zobowiązania z tytułu podatku dochodowego	2 331	-	-	-	2 331
Instrumenty pochodne	1 797	(3 041)	1 244	-	-
Pozostałe zobowiązania finansowe	-	12 399	-	-	12 399
Pozostałe zobowiązania	4 550	11 085	-	-	15 635
	69 492	-	1 244	(170)	70 566
Pasywa razem	264 463	-	-	(381)	264 082



	2024 (dane opublikowane)	Zmiany zasad rachunkowości	Ujęcie kontraktów terminowych	Inne korekty	2024 (dane przekształcone)
Przychody ze sprzedaży	294 976	-	-	(90)	294 886
Koszt własny sprzedaży	(253 201)	-	-	803	(252 398)
Zysk brutto ze sprzedaży	41 775	-	-	713	42 488
Koszty sprzedaży	(14 051)	-	-	(626)	(14 677)
Koszty ogólnego zarządu	(6 123)	-	-	-	(6 123)
Pozostałe przychody operacyjne	8 664	238	1 632	-	10 534
Pozostałe koszty operacyjne	(21 870)	(162)	(35)	-	(22 067)
(Strata)/odwrocenie straty z tytułu utraty wartości należności handlowych oraz pozostałych	(448)	-	-	-	(448)
Zysk z działalności operacyjnej	7 947	76	1 597	87	9 707
Udział w wyniku finansowym jednostek wycenianych metodą praw własności	(140)	-	-	-	(140)
Przychody finansowe	1 476	(238)	-	-	1 238
Koszty finansowe	(1 664)	162	-	-	(1 502)
Przychody i koszty finansowe netto	(188)	(76)	-	-	(264)
Zysk przed opodatkowaniem	7 619	-	1 597	87	9 303
Podatek dochodowy	(6 236)	-	(304)	(16)	(6 556)
Zysk netto	1 383	-	1 293	71	2 747
Zysk netto przypadający na	1 383	-	1 293	71	2 747
<i>akcjonariuszy jednostki dominującej</i>	<i>1 469</i>	-	<i>1 293</i>	<i>64</i>	<i>2 826</i>
<i>akcjonariuszy/udziałowców niekontrolujących</i>	<i>(86)</i>	-	-	<i>7</i>	<i>(79)</i>
Całkowite dochody netto przypadające na	(1 914)	-	1 364	-	(550)
<i>akcjonariuszy jednostki dominującej</i>	<i>(1 824)</i>	-	<i>1 357</i>	-	<i>(467)</i>
<i>akcjonariuszy/udziałowców niekontrolujących</i>	<i>(90)</i>	-	<i>7</i>	-	<i>(83)</i>
Zysk netto i rozwodniony zysk netto na jedną akcję przypadający akcjonariuszom jednostki dominującej (w PLN na akcję)	1,27	-	1,11	0,05	2,43

	2024 (dane opublikowane)	Zmiany zasad rachunkowości	Ujęcie kontraktów terminowych	Inne korekty	2024 (dane przekształcone)
Przepływy pieniężne z działalności operacyjnej					
Zysk przed opodatkowaniem	7 619	-	1 597	87	9 303
Korekty o pozycje:					
Udział w wyniku finansowym jednostek wycenianych metodą praw własności	140	-	-	-	140
Amortyzacja	14 014	-	-	-	14 014
(Zysk)/Strata z tytułu różnic kursowych	(366)	-	-	-	(366)
Odsetki netto i dywidendy	444	-	-	-	444
Strata na działalności inwestycyjnej	13 373	-	-	-	13 373
Zmiana stanu rezerw	6 977	-	-	490	7 467
Zmiana stanu kapitału pracującego	7 937	(296)	-	(577)	7 064
<i>zapasy</i>	<i>1 370</i>	-	-	<i>(577)</i>	<i>793</i>
<i>należności</i>	<i>7 989</i>	<i>(471)</i>	-	<i>52</i>	<i>7 570</i>
<i>zobowiązania</i>	<i>(1 422)</i>	<i>175</i>	-	<i>(52)</i>	<i>(1 299)</i>
Pozostałe korekty	(8 381)	296	(1 597)	-	(9 682)
Podatek dochodowy (zapłacony)	(5 123)	-	-	-	(5 123)
Środki pieniężne netto z działalności operacyjnej	36 634	-	-	-	36 634



4.3 Wpływ kwestii związanych ze zrównoważonym rozwojem na sprawozdanie finansowe

Kwestie związane ze zrównoważonym rozwojem mają istotny wpływ na działalność Grupy ORLEN, w szczególności w zakresie modeli biznesowych, procesów operacyjnych, zdolności do pozyskiwania finansowania oraz relacji z inwestorami i klientami. Zmiana klimatu i z niej wynikająca transformacja energetyczna stanowią kluczowe czynniki kształtujące otoczenie regulacyjne, rynkowe i technologiczne, w którym Grupa prowadzi działalność. W związku z energochłonnym charakterem segmentów działalności Grupy, ORLEN wywiera istotny wpływ na klimat poprzez emisje gazów cieplarnianych powstające zarówno w ramach własnej działalności operacyjnej, jak i w łańcuchu wartości.

W obszarze łagodzenia zmiany klimatu oraz energii Grupa identyfikuje ryzyka o charakterze regulacyjno-prawnym, technologicznym, rynkowym, finansowym oraz reputacyjnym, które mogą prowadzić do wzrostu kosztów działalności, w szczególności w związku z systemem handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych, zaostrzaniem regulacji środowiskowych oraz zmianami popytu na paliwa kopalne. Jednocześnie Grupa dostrzega szanse wynikające z rozwoju działalności niskoemisyjnej, poprawy efektywności energetycznej oraz dywersyfikacji portfela biznesowego.

W związku z tym, planowanie strategiczne Grupy ORLEN opiera się na analizie uwzględniającej zmiany makroekonomiczne, regulacyjne, technologiczne oraz preferencje konsumentów w perspektywie krótko-, średnio- i długoterminowej. Czynniki te są ściśle powiązane z polityką klimatyczną Unii Europejskiej i mogą wpływać na wyniki finansowe, sytuację majątkową oraz przepływy pieniężne Grupy w przyszłych okresach.

Odpowiedzią Grupy na powyższe uwarunkowania jest Strategia Grupy ORLEN do 2035 roku oraz wynikający z niej ORLEN Transition Plan, opublikowany w 2025 roku. Dokument ten określa kierunki i ramy transformacji energetycznej Grupy. Realizacja ORLEN Transition Plan stanowi etap przejściowy transformacji Grupy i ma na celu przygotowanie zaplecza operacyjnego i technologicznego do dalszej redukcji emisji po 2035 roku, w kierunku osiągnięcia neutralności klimatycznej do 2050 roku.

Istotnymi założeniami planu są m.in. cele redukcji emisji gazów cieplarnianych do 2030 i 2035 roku, planowane zakończenie produkcji energii elektrycznej i ciepła z węgla, minimalizacja emisji metanu oraz rozwój nowych linii biznesowych opartych na technologiach niskoemisyjnych. Inwestycje związane z transformacją energetyczną, obejmujące m.in. rozwój energetyki opartej na odnawialnych i niskoemisyjnych źródłach energii, rozwój zrównoważonego transportu wykorzystującego paliwa alternatywne, a także rozwój technologii wychwyty, utylizacji i składowania dwutlenku węgla (CCUS) stanowią znaczącą część planowanych nakładów inwestycyjnych Grupy, pokrywając około 40% planowanych nakładów inwestycyjnych do 2035 roku.

Równolegle do zagadnień związanych z przejściem na gospodarkę niskoemisyjną, Grupa ORLEN identyfikuje również szereg istotnych wpływów, ryzyk i szans w pozostałych obszarach zrównoważonego rozwoju mających wpływ na kwestia finansowe, w tym m.in. w zakresie adaptacji do zmiany klimatu w odpowiedzi na materializację ryzyk fizycznych, w obszarze środowiskowym obejmującym bioróżnorodność, gospodarkę wodno-ściekową, zanieczyszczenia, w odniesieniu do pracowników i społeczności dotkniętych działalnością Grupy, a także w obszarze odpowiedzialnego zarządzania.

Zrównoważony rozwój – strategia Grupy

Strategia Zrównoważonego Rozwoju Grupy ORLEN to kompleksowy dokument będący nadrzędnym planem działań i rozwoju Grupy zgodnie z wymogami zrównoważonego rozwoju

W 2025 roku, w związku z aktualizacją strategii biznesowej i rozszerzeniem jej horyzontu czasowego do 2035, zaktualizowano również Strategię Zrównoważonego Rozwoju Grupy ORLEN. Obowiązująca Strategia Zrównoważonego Rozwoju definiuje cele w 5 filarach: Klimat, Środowisko, Pracownicy, Społeczności i Zarządzanie w horyzontach czasowych do 2026 roku, do 2030 roku oraz ambicje na lata 2035+.

KLIMAT

W filarze Klimat tematami wiodącymi są dekarbonizacja i transformacja energetyczna. Wyznaczono cele związane z inwestycjami w odnawialne źródła energii, np. farma wiatrowa na Bałtyku – Baltic Power, czy produkcję biogazu i biopaliw, a także cele redukcji emisji gazów cieplarnianych na rok 2030 i 2035 (rok bazowy 2019) na drodze do Net Zero w 2050 roku.

Istotnym celem jest również decyzja o zakończeniu produkcji energii elektrycznej z węgla do 2030 roku oraz ciepła do 2035 roku. Do 2030 roku Grupa ORLEN zamierza również osiągnąć dwa dedykowane cele w ramach działalności wydobywczej – Near-Zero Upstream Methane Emissions oraz Zero Routine Flaring.

ŚRODOWISKO

W filarze Środowisko uwaga skierowana jest na minimalizowanie negatywnego wpływu działalności Grupy ORLEN na środowisko i przeciwdziałanie utracie bioróżnorodności. Ważnym elementem jest również zrównoważona gospodarka wodno-ściekowa, gdzie celem jest opracowanie polityki wodno-ściekowej oraz policzenie śladu wodnego. W ramach tego strumienia planowane jest m.in. zamykanie obiegów wody poprzez np. modernizację myjni na stacjach paliw.

Istotnym strumieniem w filarze środowisko jest także Gospodarka o obiegu zamkniętym oraz minimalizacja zanieczyszczeń. W 2025 roku przyjęto Politykę gospodarki o obiegu zamkniętym, w której przedstawione zostały kierunki rozwoju, zasady działania oraz kluczowe czynniki wspierające wdrażanie gospodarki o obiegu zamkniętym na każdym etapie prowadzonej działalności w Grupie ORLEN.

PRACOWNICY

Pracownicy to filar, w którym wyznaczono cele związane z dalszym minimalizowaniem wypadkowości w Grupie ORLEN oraz wdrażaniem spójnych wymogów BHP i bezpieczeństwa procesowego w powiększonej Grupie ORLEN. Ważnym elementem tego



filaru jest dbanie o dobrostan pracowników Grupy, gdzie celem jest kontynuacja i dalsze rozszerzanie oferty projektów rozwijających kompetencje pracowników, oraz działania wspierające zdrowie fizyczne i psychiczne.

SPOŁECZNOŚCI

Społeczności to istotny filar ze względu na duży wpływ Grupy ORLEN na lokalne społeczności. ORLEN planuje kontynuować współdziałanie z lokalnymi społecznościami m.in. poprzez wdrożenie kompleksowego systemu komunikacji, rozwijając projekty angażujące i pomagające społecznościom lokalnym. Wynikiem wdrożenia kompleksowego systemu komunikacji jest powołanie Rzecznika ds. Społeczności Lokalnych oraz rozwój i promocja systemu zarządzania zgłoszeniami od lokalnych społeczności. Kluczowym celem jest opracowanie i wdrożenie programu Sprawiedliwej transformacji, który zabezpieczy lokalne społeczności na obszarach dotkniętych transformacją energetyczną.

ZARZĄDZANIE

Ostatni filar, który jest niezbędny aby scalać wszystkie pozostałe to Zarządzanie. Tu wyznaczono cele związane m.in. z należytą starannością w całym łańcuchu wartości Grupy ORLEN w zakresie ochrony praw człowieka i ochrony środowiska. Cele wyznaczone w tym filarze odnoszą się również do zapewnienia jednolitych standardów dotyczących ochrony praw człowieka, etyki i standardów antykorupcyjnych w całej Grupie ORLEN, promowania różnorodności, a także wdrożenia centralnego modelu zarządzania cyberbezpieczeństwem. Kontynuowane i rozwijane będą liczne programy szkoleniowe w tematyce dbania o różnorodność i równość w całej organizacji.

Istotne osądy, główne źródła niepewności szacunków i zasady rachunkowości

Przy sporządzaniu niniejszego skonsolidowanego sprawozdania finansowego Zarząd dokonał analizy wpływu kwestii związanych ze zrównoważonym rozwojem, w tym w szczególności zmiany klimatu oraz transformacji energetycznej i ryzyk oraz szans z tym związanych, na istotne osądy i szacunki dokonywane przez Grupę, szczególnie w kontekście realizowanej strategii dekarbonizacji z konkretnymi zobowiązaniami dotyczącymi redukcji emisji i osiągnięcia neutralności klimatycznej.

Zgodnie z MSSF, przy dokonywaniu założeń i szacunków Zarząd opiera się na racjonalnych i mających poparcie faktograficzne założeniach odzwierciedlających jak najwłaściwszą ocenę kierownictwa odnośnie całokształtu warunków gospodarczych, które mogą wystąpić w dającej się przewidzieć przyszłości. Niemniej jednak szacunki dotyczące wpływu zmiany klimatu i transformacji energetycznej na działalność Grupy wiążą się z bardzo dużą niepewnością i mogą się istotnie zmieniać w kolejnych okresach w zależności od tempa przebiegu transformacji. Zewnętrzne źródła danych dotyczące zmiany klimatu i transformacji energetycznej, które mogłyby stanowić podstawę szacunków często znacznie się od siebie różnią w kontekście prognoz co do przyszłego poziomu cen i ich zmienności, jak również zakładanego popytu i podaży. W ocenie Grupy, szczególne znaczenie będą miały takie czynniki, jak ostateczny kształt i moment wdrożenia kolejnych regulacji prawnych, w tym w zakresie rewizji europejskiego systemu handlu emisjami oraz europejskich dyrektyw dotyczących odnawialnych źródeł energii i poprawy efektywności energetycznej. Nie mniej istotny z perspektywy Grupy jest również kierunek działań legislacyjnych dotyczący dekarbonizacji transportu, w tym znaczącego podniesienia standardów środowiskowych dla nowych pojazdów spalinowych co może się przełożyć na mniejsze dochody ze sprzedaży paliw konwencjonalnych. Nie bez znaczenia pozostawać będzie również sposób wdrożenia dyrektyw unijnych dotyczących kwestii klimatycznych, transformacji energetycznej i zrównoważonego rozwoju w prawach krajowych regionu, w których działają spółki Grupy. Zwiększenie presji na dekarbonizację może również wpłynąć na zmiany preferencji konsumenckich i nawyków transportowych, zaś niepewność co do niezawodności i skalowalności nowych rozwiązań technologicznych może wpłynąć na nieosiągnięcie zakładanych zwrotów z zaplanowanych inwestycji w przyszłości.

Poniższa tabela zawiera mapowanie kluczowych kwestii dotyczących zrównoważonego rozwoju wraz z referencją do not oraz podsumowaniem informacji zawartych we wskazanych notach do niniejszego skonsolidowanego sprawozdania finansowego obejmujących obszary, na które zagadnienia środowiskowe, społeczne oraz związane z łańcem korporacyjnym mają lub mogą mieć wpływ w przyszłości.



Obszar ESG*	Temat	Numer Noty	Opis
Środowisko (E)	Wpływ kwestii klimatycznych na przyjęte osądy i szacunki dotyczące niefinansowych aktywów trwałych	12.1 Rzeczowe aktywa trwałe 12.6 Utrata wartości rzeczowych aktywów trwałych, wartości niematerialnych, wartości firmy i aktywów z tytułu praw do użytkowania	Grupa weryfikuje okresy użytkowania składników rzeczowych aktywów trwałych na koniec każdego roku. W ramach tego procesu Grupa bierze obecnie pod uwagę również wpływ czynników związanych ze zmianą klimatu, w tym w szczególności w odniesieniu do aktywów, których okres użytkowania może ulec skróceniu w ramach realizacji planów redukcji emisyjności. Grupa uwzględniła, w ramach przyjętych założeń będących podstawą oszacowania przyszłych oczekiwanych przepływów pieniężnych w przeprowadzonych testach na utratę wartości, kluczowe parametry makroekonomiczne, w tym szacunki prawdopodobieństwa wpływu cen praw do emisji CO ₂ na przychody ze sprzedaży produktów, a także czynniki wykorzystane do ustalenia wartości odzyskiwalnej aktywów.
Środowisko (E)	Zrównoważone inwestowanie - Inwestycje w odnawialne źródła energii i nowe technologie	7.2 Zmiany w strukturze Grupy ORLEN od 1 stycznia 2025 8. Wyniki finansowe i operacyjne	Grupa ORLEN intensywnie inwestuje w niskoemisyjne technologie jako część swojej strategii biznesowej oraz zrównoważonego rozwoju. W 2025 roku Grupa m.in.: - zakupiła farmę wiatrową, farmę fotowoltaiczną oraz gotowy do budowy magazyn energii poprzez nabycie 100% udziałów w spółce celowej VRW11 Sp. z o.o. będącej właścicielem projektu hybrydowego Sompolno; - nabyła 100% udziałów w kapitale zakładowym spółki BioEvolution Głubowo Sp. z o.o., spółce celowej powołanej do prowadzenia działalności w zakresie wytwarzania biometanu skroplonego (bioLNG); - nabyła 100% udziałów w spółce celowej Solar Serby Sp. z o.o. realizującej projekt budowy elektrowni fotowoltaicznej PV Serby o mocy 112 MW; W okresie sprawozdawczym łączne wydatki inwestycyjne na rozwój działalności niskoemisyjnej (nakłady inwestycyjne/CAPEX oraz wydatki akwizycyjne/M&A), z uwzględnieniem działalności nieskonsolidowanej, wyniosły 9 684 mln PLN.
Środowisko (E)	Rozpoznanie rezerw środowiskowych, w tym związanych z obowiązkiem rekultywacji oraz demontażu	12.14 Rezerwy	W związku z ciążącymi na Grupie wymogami prawnymi oraz oczekiwanymi zobowiązaniami, Grupa tworzy rezerwy środowiskowe na podstawie oceny stopnia zanieczyszczenia środowiska gruntowo-wodnego oraz przewidywanych kosztów rekultywacji, a także rezerwy na koszty demontażu w odniesieniu do farm wiatrowych i fotowoltaicznych. Ponadto Grupa rozważyła kwestie istnienia dodatkowych potencjalnych zobowiązań warunkowych związanych z wymogami regulacyjnymi, w tym: - nakazującymi usunięcie szkód wyrządzonych środowisku naturalnemu, - dodatkowymi opłatami lub karami wynikającymi z wymogów z zakresu ochrony środowiska, - istnienia potencjalnych umów, które mogą rodzić obciążenia, - konieczności restrukturyzacji mających na celu osiągnięcie celów klimatycznych. Na bazie przeprowadzonej analizy Grupa nie zidentyfikowała na dzień 31 grudnia 2025 roku zobowiązań warunkowych związanych ze zmianą klimatu.
Środowisko (E)	Utworzenie rezerwy na skutki wymogów prawnych związanych z koniecznością umorzenia uprawnień do emisji CO ₂ oraz certyfikatów energetycznych oraz ponoszenie opłat za korzystanie ze środowiska	11.3.1 Koszty działalności operacyjnej 12.14 Rezerwy 14.2 Identyfikacja ryzyka	Spółki z Grupy podlegają m.in. unijnej regulacji ustanawiającej system handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych. Ponadto ponoszą opłaty za korzystanie ze środowiska wynikające z ustaw Prawo ochrony środowiska oraz Prawo Wodne, jak również są zobowiązane m.in. do realizacji Narodowego Celu Wskaźnikowego (NCW) oraz Narodowego Celu Redukcyjnego (NCR). Grupa ORLEN tworzy rezerwy na skutki wymogów prawnych związanych z koniecznością umorzenia uprawnień do emisji CO ₂ oraz certyfikatów energetycznych na podstawie obowiązujących regulacji. ORLEN zarządza centralnie ryzykiem związanym z kosztem rozliczenia emisji CO ₂ w Grupie. Grupa ujawnia w tym zakresie m.in. następujące informacje: - w 2025 roku Grupa poniosła netto koszty emisji CO₂ w łącznej wysokości 5 655,9 mln PLN oraz koszty opłat środowiskowych w kwocie 72 mln PLN (koszty te zostały ujęte w pozycji Podatki i opłaty); - zasady rachunkowości stosowane przez Grupę w odniesieniu do tworzenia rezerw na szacowane koszty emisji CO₂ oraz pozostałe ryzyka środowiskowe (Nota 12.14); - polityka zabezpieczania ryzyka rynkowego związanego ze zmianami cen uprawnień do emisji CO₂, która realizowana jest głównie przy wykorzystaniu instrumentów pochodnych w celu ograniczania ryzyka zmian przepływów pieniężnych (Nota 14.2).
Środowisko (E)	Wpływ zmiany klimatu na podatek odroczony	11.8.2 Podatek odroczony 12.6 Utrata wartości rzeczowych aktywów trwałych, wartości niematerialnych, wartości firmy i aktywów z tytułu praw do użytkowania	Wartość odzyskiwalna aktywów z tytułu podatku odroczonego mierzona jest przy użyciu założeń i czynników wykorzystywanych do ustalenia wartości odzyskiwalnej aktywów. Obejmują one więc również kwestie i procesy związane z transformacją energetyczną i zmianami klimatu. Grupa szacuje, że wypracowane przepływy pieniężne będą wystarczające na realizację aktywów z tytułu odroczonego podatku dochodowego ujętych na dzień 31 grudnia 2025 roku.



Obszar ESG*	Temat	Numer Noty	Opis
Środowisko (E)	Zielone finansowanie	12.9.3 Obligacje	Narastająca presja klimatyczna i regulacyjna wpływa na ogólne warunki gospodarcze na rynkach, na których działają spółki z Grupy, przekładając się na dostępność i ceny wybranych towarów, jak również na stopy procentowe, kursy walut, wskaźniki inflacji oraz dostępność finansowania. Regulacje środowiskowe stopniowo są uzupełniane wytycznymi w zakresie zrównoważonego finansowania, w ramach których pozyskiwane środki muszą być przeznaczone na inwestycje zmniejszające ryzyka zmiany klimatu i ryzyka środowiskowe. Na dzień 31 grudnia 2025 ORLEN posiadał otwarte programy emisji Zielonych Obligacji serii A i serii D o łącznej wartości nominalnej 1 100 mln EUR. W czerwcu 2025 roku ORLEN zaktualizował Green Finance Framework - dokument umożliwiający emisję zielonych instrumentów finansowych, w tym euroobligacji, które będą przeznaczone na inwestycje wspierające transformację energetyczną i łagodzenie zmiany klimatu - opierając się na opublikowanym ORLEN Transition Plan. Zgodnie z Green Finance Framework Grupa ORLEN może przeznaczać środki z zielonych obligacji na finansowanie szeregu projektów związanych z transformacją energetyczną i zrównoważonym rozwojem, w tym: • budowę i akwizycję nowych mocy produkcyjnych OZE, • dalszy rozwój sieci szybkich ładowarek aut elektrycznych, • rozwój infrastruktury tankowania autobusów i samochodów wodorowych, • produkcję zielonego wodoru; • realizację projektów z zakresu efektywności energetycznej. • realizację projektów z zakresu przesyłu i dystrybucji energii elektrycznej; • realizację projektów z zakresu produkcji biogazu lub biopaliw do wykorzystania w transporcie.
Środowisko (E)	Dotacje rządowe	12.3 Wartości niematerialne 12.3.1 Prawa majątkowe 12.9 Kredyty, pożyczki i obligacje 12.13.2 Dotacje 12.3.1 Prawa majątkowe	Grupa korzysta z dostępnych programów pomocy rządowej od krajowych i międzynarodowych instytucji, dla projektów nakierowanych na przejście na gospodarkę niskoemisyjną oraz badania i rozwój zielonych technologii. W ostatnim okresie Grupa pozyskiwała finansowanie na preferencyjnych warunkach m.in. z: • Europejskiego Banku Inwestycyjnego (EBI) na realizację celów związanych z transformacją energetyczną. Pozyskane z EBI środki w łącznej wysokości 3,5 mld PLN Grupa przeznaczy na inwestycje w sieć dystrybucji energii elektrycznej poprzez jej modernizację i rozbudowę. (Nota: 12.9); • Banku Gospodarstwa Krajowego w ramach Krajowego Planu Odbudowy i Zwiększania Odporności na kwotę ponad 7,7 mld PLN. Pozyskane z KPO środki Grupa przeznaczy na program modernizacji i cyfryzacji sieci energetycznej w północnej i środkowej Polsce (Nota 12.9). Grupa korzystała również z finansowania oferowanego przez Narodowy Fundusz Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej (NFOŚiGW) na realizację projektów związanych z ochroną środowiska i zrównoważonym rozwojem. Dodatkowo, Grupa pozyskiwała środki w ramach programów unijnych. Między innymi w 2025 roku Grupie zostało przyznane dofinansowanie z Programu Fundusze Europejskie na Infrastrukturę, Klimat i Środowisko na lata 2021-2027 (program FEnIKS) na ponad 818 mln PLN na rozbudowę i modernizację sieci gazowej. Ponadto 2025 i 2024 roku Grupa pozyskiwała nieodpłatnie uprawnienia CO₂ oraz certyfikaty energetyczne (łącznie odpowiednio 8.707 tys. ton i 7 tys. MWh oraz 9,256 tys. ton i 13 tys. MWh), co pozwoliło na obniżenie kosztów działalności Grupy związanych z realizacją obowiązków umorzeniowych.
Społeczna odpowiedzialność (S)	Nieodpłatne świadczenia Sponsoring społeczny, kultury i sportowy	11.4.2 Pozostałe koszty operacyjne 11.3.1 Koszty działalności operacyjnej	Grupa zarówno bezpośrednio, jak i we współpracy z fundacjami korporacyjnymi angażuje się w projekty społeczne i edukacyjne, wspierając rozwój lokalnych społeczności oraz promując innowacje i technologie przyjazne środowisku. Grupa realizuje także programy sponsoringu społecznego, kultury i sportu amatorskiego ORLEN - koszty związane z realizacją tych programów ujmowane są w kosztach działalności operacyjnej. Ponadto Grupa angażuje się w programy wolontariatu pracowniczego, które mają na celu wspieranie lokalnych społeczności i realizację istotnych społecznie projektów. Polityka dobroczynności ORLEN określa zasady udzielania, wykorzystania i rozliczania darowizn, co zapewnia transparentność i efektywność działań. W 2025 roku wartość nieodpłatnych świadczeń wyniosła 182 mln PLN i została ujęta w pozostałych kosztach operacyjnych.



Obszar ESG*	Temat	Numer Noty	Opis
Ład korporacyjny (G)	Polityka wynagrodzeń kluczowego personelu kierowniczego	15.6 Transakcje z podmiotami powiązanymi	Systemy Premiowania są spójne ze strategią Grupy, promują współpracę pomiędzy poszczególnymi pracownikami i motywują do osiągania najlepszych wyników w skali Grupy ORLEN. Systemy zachęt powiązane z celami klimatycznymi i zrównoważonym rozwojem są osadzone w rocznych celach jakościowych związanych z realizacją inicjatyw strategicznych Grupy ORLEN. Inicjatywy i działania związane ze zrównoważonym rozwojem zostały zoperacjonalizowane i włączone do systemu Zarządzania przez Cele (MBO). Realizacja inicjatyw ma bezpośredni wpływ na roczne premie przyznawane Zarządowi i kadrze kierowniczej, zapewniając zgodność działalności Grupy z celami zrównoważonego rozwoju. System premiowania Zarządu obejmuje cele związane m.in.: • z realizacją działań dekarbonizacyjnych przyczyniających się do redukcji emisji gazów cieplarnianych zgodnie z celami operacyjnymi dekarbonizacji do 2030 i 2035 r. oraz celu Net-zero 2050; • z realizacją zadań wynikających z pięciu filarów Strategii Zrównoważonego Rozwoju tj. Klimat, Środowisko, Pracownicy, Społeczności oraz Zarządzanie. • ze zmniejszeniem wskaźnika wypadkowości TRR (Total Recordable Rate). Analogicznie, cele związane z realizacją poszczególnych projektów dekarbonizacyjnych i zrównoważonego rozwoju są uwzględnione w systemach premiowych kadry kierowniczej, która raportuje bezpośrednio do Zarządu i odpowiada za realizację konkretnych inicjatyw redukcji emisji gazów cieplarnianych w Grupie.

* (Environmental, Social, Governance) obejmuje kwestie związane z ochroną środowiska, odpowiedzialnością społeczną i ładem korporacyjnym

Szczegóły istotnych działań i zdarzeń związanych z klimatem i transformacją energetyczną mających wpływ na dane finansowe 2025 roku zostały zaprezentowane w poszczególnych, wskazanych powyżej notach do niniejszego skonsolidowanego sprawozdania finansowego. Na bazie przeprowadzonej analizy Zarząd ocenił, że przy założeniu systematycznej analizy ryzyk klimatycznych przez Grupę, jak również kontynuacji wdrażania przez Grupę odpowiednich działań adaptacyjnych, zwiększających odporność jej modeli biznesowych, zmiana klimatu i postępująca transformacja energetyczna, nie będą mieć znaczącego wpływu na ocenę kontynuacji działalności przez Grupę zarówno w krótkim okresie, jak i w dającej się przewidzieć przyszłości.



5. WPŁYW ZMIAN STANDARDÓW MSSF NA SKONSOLIDOWANE SPRAWOZDANIE FINANSOWE GRUPY ORLEN

Następujące zmiany do istniejących standardów wydane przez Radę Międzynarodowych Standardów Rachunkowości (RMSR) oraz zatwierdzone do stosowania w UE wchodzi w życie po raz pierwszy w sprawozdaniu finansowym Spółki za 2025 rok (obowiązujące w odniesieniu do okresów rocznych rozpoczynających się 1 stycznia 2025 roku lub później):

- Zmiany do MSR 21 „Skutki zmian kursów wymiany walut obcych” – brak wymienialności walut, zatwierdzone w UE w dniu 12 listopada 2024 roku (obowiązujące w odniesieniu do okresów rocznych rozpoczynających się 1 stycznia 2025 roku lub później).

Wyżej wymienione zmiany nie miały istotnego wpływu na skonsolidowane sprawozdania finansowe Spółki za 2025 rok.

Standardy przyjęte przez Radę Międzynarodowych Standardów Rachunkowości, zatwierdzone przez Unię Europejską, ale jeszcze nieobowiązujące

- Poprawki do klasyfikacji i wyceny instrumentów finansowych (zmiany do MSSF 9 i MSSF 7), zatwierdzone w UE w dniu 27 maja 2025 roku (obowiązujące w odniesieniu do okresów rocznych rozpoczynających się 1 stycznia 2026 roku lub później),
- Umowy odnoszące się do energii elektrycznej zależnej od sił natury (zmiany do MSSF 9 i MSSF 7), zatwierdzone w UE w dniu 30 czerwca 2025 roku (obowiązujące w odniesieniu do okresów rocznych rozpoczynających się 1 stycznia 2026 roku lub później),
- Coroczne poprawki do standardów MSSF vol. 11, zatwierdzone w UE w dniu 9 lipca 2025 roku, (obowiązujące w odniesieniu do okresów rocznych rozpoczynających się 1 stycznia 2026 roku lub później), obejmujące zmiany do: MSSF 1 „Zastosowanie Międzynarodowych Standardów Sprawozdawczości Finansowej po raz pierwszy”, MSSF 7 „Instrumenty finansowe; ujawnianie informacji”, MSSF 9 „Instrumenty finansowe”, MSSF 10 „Skonsolidowane sprawozdania finansowe” oraz MSR 7 „Sprawozdanie z przepływów pieniężnych”: metoda kosztowa,
- MSSF 18 „Prezentacja i ujawnianie w sprawozdaniach finansowych” zatwierdzone w UE w dniu 13 lutego 2026 roku (obowiązujące w odniesieniu do okresów rocznych rozpoczynających się 1 stycznia 2027 roku lub później).

Standardy przyjęte przez Radę Międzynarodowych Standardów Rachunkowości, oczekujące na zatwierdzenie przez Unię Europejską

- MSSF 19 „Spółki zależne bez publicznej odpowiedzialności: ujawnianie informacji” (obowiązujące w odniesieniu do okresów rocznych rozpoczynających się 1 stycznia 2027 roku lub później),
- Zmiany do MSR 21 „Skutki zmian kursów wymiany walut obcych” - Przeliczenie na walutę prezentacji w warunkach hiperinflacji (obowiązujące w odniesieniu do okresów rocznych rozpoczynających się 1 stycznia 2027 roku lub później),
- Zmiany do MSSF 19 „Spółki zależne bez publicznej odpowiedzialności: ujawnianie informacji” (obowiązujące w odniesieniu do okresów rocznych rozpoczynających się 1 stycznia 2027 roku lub później).

Grupa oczekuje, iż powyżej wymienione standardy, z wyjątkiem MSSF 18, którego zastosowanie będzie miało znaczący wpływ na sposób prezentacji oraz zakres ujawnień w sprawozdaniu finansowym, nie będą miały istotnego wpływu na skonsolidowane sprawozdanie finansowe Grupy ORLEN.

Wprowadzenie MSSF 18 będzie miało wpływ na skonsolidowane sprawozdanie finansowe Grupy, w szczególności na strukturę skonsolidowanego sprawozdania z zysków lub strat i innych całkowitych dochodów oraz na sposób klasyfikacji i prezentacji poszczególnych kategorii przychodów i kosztów.

Standard wprowadza obowiązek przypisania wszystkich pozycji przychodów i kosztów do pięciu zdefiniowanych kategorii (operacyjnej, inwestycyjnej, finansowej, podatku dochodowego oraz działalności zaniechanej), a także nowe obowiązkowe sumy cząstkowe. W konsekwencji część pozycji prezentowanych dotychczas w ramach pozostałych przychodów i kosztów operacyjnych może wymagać przeklasyfikowania do innych kategorii, w zależności od charakteru transakcji oraz podstawowej działalności Grupy.

Ponadto MSSF 18 wprowadza również nowe wymogi ujawnieniowe dotyczące mierników wyniku zdefiniowanych przez kierownictwo (Management Defined Performance Measure, MPM), wykorzystywanych w komunikacji zewnętrznej Grupy. Na dzień sporządzenia skonsolidowanego sprawozdania finansowego Grupa pozostaje w trakcie analizy stosowanych mierników wyników w celu określenia, który z nich spełnia definicję miernika wyniku zdefiniowanego przez kierownictwo zgodnie z MSSF 18 oraz jest zgodny z wytycznymi ESMA dotyczącymi ujawnień alternatywnych mierników wyników (APM).

Na dzień zatwierdzenia niniejszego skonsolidowanego sprawozdania finansowego Grupa prowadzi szczegółową analizę klasyfikacji przychodów i kosztów do poszczególnych kategorii wynikowych, w tym identyfikację pozycji mogących wymagać przeklasyfikowania. Prace obejmują również przegląd stosowanych sum cząstkowych, nowych wymogów agregacji i dezagregacji oraz sposobów prezentacji mierników definiowanych przez kierownictwo.

Dodatkowo Grupa analizuje również wpływ zmian w innych standardach wynikających z wdrożenia MSSF 18, w tym zmian do MSR 7 dotyczących klasyfikacji przepływów pieniężnych.

Grupa zamierza przyjąć wymienione powyżej nowe standardy MSSF opublikowane przez Radę Międzynarodowych Standardów Rachunkowości, lecz nieobowiązujące do dnia zatwierdzenia do publikacji niniejszego skonsolidowanego sprawozdania finansowego zgodnie z datą ich wejścia w życie.

(w mln PLN)

6. ZMIANY W PORÓWNANIU DO DANYCH UJĘTYCH W RAPORCIE ZA IV KWARTAŁ 2025

	Dane ujawnione w kwartalnej informacji finansowej za 4Q 2025	Zmiany w polityce rachunkowości	Inne zmiany	Dane ujawnione w skonsolidowanym sprawozdaniu finansowym za 2025 rok
Aktywa trwałe	192 196	-	(7 489)	184 707
Rzeczowe aktywa trwałe	150 244	-	(7 864)	142 380
Nieruchomości inwestycyjne	759	-	9	768
Wartości niematerialne	4 298	-	228	4 526
Wartość firmy	3 812	-	-	3 812
Aktywa z tytułu praw do użytkowania	14 656	-	168	14 824
Inwestycje wyceniane metodą praw własności	2 470	-	(5)	2 465
Aktywa z tytułu podatku odroczonego	1 911	-	(8)	1 903
Instrumenty pochodne	2 377	(2 377)	-	-
Pozostałe aktywa finansowe	-	4 153	(5)	4 148
Zapasy obowiązkowe	9 180	-	-	9 180
Pozostałe aktywa	2 489	(1 776)	(12)	701
Aktywa obrotowe	80 205	-	136	80 341
Zapasy	19 151	-	(25)	19 126
Należności z tytułu dostaw i usług oraz pozostałe należności	28 488	(28 488)	-	-
Należności handlowe	-	24 010	50	24 060
Należności z tytułu podatku dochodowego	392	-	7	399
Środki pieniężne	26 448	-	(3)	26 445
Instrumenty pochodne	3 162	(3 162)	-	-
Pozostałe aktywa finansowe	-	4 910	(172)	4 738
Pozostałe aktywa	1 139	2 730	279	4 148
Aktywa przeznaczone do sprzedaży	1 425	-	-	1 425
AKTYWA	272 401	-	(7 353)	265 048
Kapitał własny				
Kapitał podstawowy	1 974	-	-	1 974
Kapitał z emisji akcji powyżej ich wartości nominalnej	46 405	-	-	46 405
Inne składniki kapitału własnego	2 690	-	(49)	2 641
Zyski zatrzymane	101 283	-	(8 686)	92 597
Kapitał własny przypadający na akcjonariuszy jednostki dominującej	152 352	-	(8 735)	143 617
Kapitał własny przypadający udziałom niekontrolującym	954	-	(28)	926
Kapitał własny razem	153 306	-	(8 763)	144 543
Zobowiązania długoterminowe	60 434	-	(101)	60 333
Kredyty, pożyczki i obligacje	23 657	-	-	23 657
Zobowiązania z tytułu leasingu	10 903	-	(36)	10 867
Rezerwy	12 121	-	(70)	12 051
Zobowiązania z tytułu podatku odroczonego	10 935	-	40	10 975
Instrumenty pochodne	543	(527)	(16)	-
Pozostałe zobowiązania finansowe	-	950	-	950
Pozostałe zobowiązania	2 275	(423)	(19)	1 833
Zobowiązania krótkoterminowe	58 661	-	1 511	60 172
Zobowiązania z tytułu dostaw i usług oraz pozostałe zobowiązania	37 421	(37 421)	-	-
Zobowiązania handlowe	-	18 700	(148)	18 552
Zobowiązania z tytułu leasingu	1 303	-	391	1 694
Zobowiązania z tytułu umów z klientami	2 056	-	28	2 084
Kredyty, pożyczki i obligacje	1 491	-	16	1 507
Rezerwy	10 894	-	1 233	12 127
Zobowiązania z tytułu podatku dochodowego	3 406	-	(80)	3 326
Instrumenty pochodne	1 483	(1 483)	-	-
Pozostałe zobowiązania finansowe	-	8 471	806	9 277
Pozostałe zobowiązania	607	11 733	(735)	11 605
	119 095	-	1 410	120 505
PASYWA	272 401	-	(7 353)	265 048

(w mln PLN)

	Dane ujawnione w kwartalnej informacji finansowej za 4Q 2025	Inne zmiany	Dane ujawnione w skonsolidowanym sprawozdaniu finansowym za 2025 rok
Przychody ze sprzedaży	267 329	498	267 827
Koszt własny sprzedaży	(220 805)	600	(220 205)
Zysk brutto ze sprzedaży	46 524	1 098	47 622
Koszty sprzedaży	(14 026)	(803)	(14 829)
Koszty ogólnego zarządu	(6 785)	2	(6 783)
Pozostałe przychody operacyjne	7 294	498	7 792
Pozostałe koszty operacyjne	(14 225)	(9 407)	(23 632)
(Strata)/odwrócenie straty z tytułu utraty wartości należności handlowych oraz pozostałych	(300)	87	(213)
Zysk z działalności operacyjnej	18 482	(8 525)	9 957
Udział w wyniku finansowym jednostek wycenianych metodą praw własności	525	-	525
Przychody finansowe	1 530	(44)	1 486
Koszty finansowe	(2 980)	25	(2 955)
Przychody i koszty finansowe netto	(1 450)	(19)	(1 469)
Zysk przed opodatkowaniem	17 557	(8 544)	9 013
Podatek dochodowy	(6 309)	(56)	(6 365)
Zysk netto	11 248	(8 600)	2 648
Inne całkowite dochody:			
które nie zostaną następnie przeklasyfikowane na zyski lub straty	(291)	4	(287)
wycena nieruchomości inwestycyjnych	56	4	60
do wartości godziwej na moment przeklasyfikowania			
zyski i straty aktuarialne	(169)	-	(169)
zyski i straty z tytułu inwestycji w instrumenty			
kapitałowe wyceniane w wartości godziwej	(249)	-	(249)
przez inne całkowite dochody			
podatek odroczony	71	-	71
które mogą zostać przeklasyfikowane na zyski lub straty	2 541	(53)	2 488
instrumenty pochodne zabezpieczające przepływy pieniężne	2 858	(687)	2 171
koszty zabezpieczenia	225	688	913
różnice kursowe z przeliczenia jednostek działających za granicą	57	(122)	(65)
podatek dochodowy	(599)	68	(531)
	2 250	(49)	2 201
Całkowite dochody netto	13 498	(8 649)	4 849
Zysk netto przypadający na	11 248	(8 600)	2 648
akcjonariuszy jednostki dominującej	11 110	(8 579)	2 531
akcjonariuszy/udziałowców niekontrolujących	138	(21)	117
Całkowite dochody netto przypadające na	13 498	(8 649)	4 849
akcjonariuszy jednostki dominującej	13 369	(8 629)	4 740
akcjonariuszy/udziałowców niekontrolujących	129	(20)	109
Zysk netto na jedną akcję przypadający akcjonariuszom jednostki dominującej (w PLN na akcję)			
podstawowy	9,57	(7,39)	2,18
rozwodniony	9,57	(7,39)	2,18

(w mln PLN)

	Dane ujawnione w kwartalnej informacji finansowej za 4Q 2025	Inne zmiany	Dane ujawnione w skonsolidowanym sprawozdaniu finansowym za 2025 rok
Przepływy pieniężne z działalności operacyjnej			
Zysk przed opodatkowaniem	17 557	(8 544)	9 013
Korekty o pozycje:		-	
Udział w wyniku finansowym jednostek wycenianych metodą praw własności	(525)	-	(525)
Amortyzacja	14 358	(115)	14 243
(Zysk) z tytułu różnic kursowych	(509)	9	(500)
Odsetki netto	880	29	909
Strata na działalności inwestycyjnej	8 273	8 309	16 582
Zmiana stanu rezerw	9 011	595	9 606
Zmiana stanu kapitału pracującego, w tym:	2 378	370	2 748
zapasy	2 080	(5)	2 075
należności	2 266	271	2 537
zobowiązania	(1 968)	104	(1 864)
Pozostałe korekty	1 378	(806)	572
Podatek dochodowy (zapłacony)	(5 437)	9	(5 428)
Środki pieniężne netto z działalności operacyjnej	47 364	(144)	47 220
Przepływy pieniężne z działalności inwestycyjnej		-	
Nabycie składników rzeczowego majątku trwałego, wartości niematerialnych i aktywów z tytułu praw do użytkowania	(30 076)	3 392	(26 684)
Nabycie praw majątkowych	-	(3 247)	(3 247)
Wydatki z tytułu objęcia kontroli nad jednostkami zależnymi i przedsięwzięciami pomniejszone o środki pieniężne w nabytych jednostkach zależnych i przedsięwzięciach	(877)	-	(877)
Pozostałe	104	(13)	91
Środki pieniężne netto (wykorzystane) w działalności inwestycyjnej	(30 849)	132	(30 717)
Przepływy pieniężne z działalności finansowej		-	
Wpływy z otrzymanych kredytów i pożyczek	6 345	-	6 345
Spłata kredytów i pożyczek	(7 542)	-	(7 542)
Emisja obligacji	9 508	-	9 508
Wykup obligacji	(1 000)	-	(1 000)
Odsetki zapłacone od kredytów, pożyczek i obligacji	(760)	4	(756)
Odsetki zapłacone z tytułu leasingu	(513)	5	(508)
Dywidendy wypłacone	(6 967)	-	(6 967)
Płatności zobowiązań z tytułu umów leasingu	(1 659)	9	(1 650)
Otrzymane dotacje	1 552	-	1 552
Pozostałe	(154)	(9)	(163)
Środki pieniężne netto (wykorzystane) w działalności finansowej	(1 190)	9	(1 181)
Zwiększenie netto stanu środków pieniężnych	15 325	(3)	15 322
Zmiana stanu środków pieniężnych z tytułu różnic kursowych	81	-	81
Środki pieniężne na początek okresu	11 042	-	11 042
Środki pieniężne na koniec okresu	26 448	(3)	26 445
w tym środki pieniężne o ograniczonej możliwości dysponowania	984	-	984

Powyższe zmiany mające wpływ na pozycje aktywów i pasywów, wynik finansowy, inne całkowite dochody oraz sprawozdania z przepływów pieniężnych dotyczyły głównie:

- odpisów aktualizujących wartość rzeczowych aktywów trwałych, wartości niematerialnych i pozostałych składników majątku, netto w łącznej wysokości (8 325) mln PLN, w tym głównie:
 - w segmencie Downstream (6 213) mln PLN głównie w: Grupie Unipetrol (5 718) mln PLN, Anwil (425) mln PLN,
 - w segmencie Energy (1 119) mln PLN głównie w: Grupie Unipetrol (1 119) mln PLN, Grupie ENERGA 98 mln PLN, ORLEN New Power (96) mln PLN,
 - w segmencie Upstream&Supply (993) mln PLN głównie w: Grupie ORLEN Petrobaltic (436) mln PLN, ORLEN (583) mln PLN;
- zawiązania rezerw w wysokości (544) mln PLN, głównie w Grupie ENERGA z tytułu potencjalnego obowiązku przekazania na rachunek Funduszu Wypłaty Różnicy Ceny kwoty 551 mln PLN,
- zmiany prezentacji wybranych transakcji wpływających na przychody ze sprzedaży, koszt własny sprzedaży oraz koszty sprzedaży, bez wpływu na poziom zysku z działalności operacyjnej, w tym wynikające ze zmiany osądu w odniesieniu do zidentyfikowanego wcześniej modelu agencyjnego w zakresie sprzedaży towarów poza paliwowych przez ORLEN Deutschland do sieci klientów oraz ze zmiany prezentacji podatku związanego ze sprzedażą paliw na rynku austriackim,
- zmiany prezentacji wyceny instrumentów pochodnych wykorzystywanych do zabezpieczenia ryzyka walutowego poprzez przeniesienie odpowiednich kwot pomiędzy pozycją Kapitał z tytułu stosowania rachunkowości zabezpieczeń a pozycją Koszty zabezpieczenia,
- innych korekt wynikających z zakończonych w spółkach procesów audytowych.

W efekcie powyższych korekt zmiana uległa także kwota aktywa z tytułu podatku odroczonego oraz zobowiązania z tytułu podatku odroczonego.

7. STRUKTURA GRUPY ORLEN ORAZ JEJ ZMIANY

7.1 Struktura Grupy

WYBRANE ZASADY RACHUNKOWOŚCI

Zasady konsolidacji

Skonsolidowane sprawozdanie finansowe Grupy obejmuje aktywa, zobowiązania, kapitał własny, przychody, koszty i przepływy środków pieniężnych Jednostki Dominującej i jej jednostek zależnych prezentowane w taki sposób, jakby należały one do pojedynczej jednostki i sporządzane były na ten sam dzień sprawozdawczy, co jednostkowe sprawozdanie finansowe Jednostki Dominującej przy zastosowaniu tych samych zasad rachunkowości w odniesieniu do podobnych transakcji oraz innych zdarzeń następujących w zbliżonych okolicznościach. Spółki zależne konsolidowane są metodą pełną od dnia przejęcia, będącego dniem objęcia kontroli nad spółką, do dnia utraty tej kontroli.

Dane jednostek zależnych i jednostek współkontrolowanych (wspólnych przedsięwzięć), które łącznie nie wpływają istotnie na sprawozdanie finansowe Grupy mogą nie podlegać konsolidacji. W takim przypadku udziały w tych jednostkach wyceniane są według kosztu.

W przypadkach, gdy jest to konieczne, w sprawozdaniach jednostkowych dokonuje się korekt dostosowujących zasady rachunkowości stosowane przez jednostkę do zasad stosowanych przez Grupę.

Spółki zależne konsolidowane są metodą pełną, udziały niekontrolujące prezentuje się w skonsolidowanym sprawozdaniu z sytuacji finansowej jako kapitał własny przypadający udziałom niekontrolującym, oddzielnie od kapitału własnego przypadającego na akcjonariuszy Jednostki Dominującej.

W przypadku utraty kontroli nad jednostką zależną w danym okresie sprawozdawczym, w skonsolidowanym sprawozdaniu finansowym ujmowane są wyniki jednostki za tę część roku objętego sprawozdaniem, w którym to okresie jednostka dominująca posiadała taką kontrolę.

Wspólne działania prezentowane są poprzez ujęcie odpowiednich aktywów, zobowiązań, przychodów i kosztów. Wspólne przedsięwzięcia oraz inwestycje w jednostki stowarzyszone wycenia się przy zastosowaniu metody praw własności. Udział Grupy w zysku lub stracie netto jednostki, w której dokonano inwestycji, ujmuje się w pozycji Udział w wyniku finansowym jednostek wycenianych metodą praw własności poza wynikiem z działalności operacyjnej. W zakresie inwestycji w jednostki stowarzyszone Grupa wywiera znaczący wpływ gdy posiada bezpośrednio lub pośrednio (np. poprzez jednostki zależne) od 20% do 49% praw głosu w jednostce, w której dokonano inwestycji, chyba że można w sposób oczywisty wykazać, że jest inaczej. Natomiast, jeśli jednostka posiada bezpośrednio lub pośrednio (np. poprzez jednostki zależne) mniej niż 20% głosów w jednostce, w której dokonano inwestycji, to zakłada się, że nie wywiera ona na tę jednostkę znaczącego wpływu, chyba że można w sposób oczywisty taki wpływ wykazać. Posiadanie kontrolnego pakietu lub znaczącej części udziałów przez innego inwestora nie wyklucza możliwości wywierania znaczącego wpływu przez jednostkę.

PROFESJONALNY OSĄD

Inwestycje w jednostkach zależnych i współkontrolowanych

Grupa, niezależnie od charakteru jej zaangażowania w danej jednostce (jednostce, w której dokonano inwestycji) określa swój status oceniając, czy sprawuje kontrolę nad jednostką, w której dokonano inwestycji, a także czy sprawuje współkontrolę we wspólnym przedsięwzięciu biorąc pod uwagę wszystkie fakty i okoliczności.

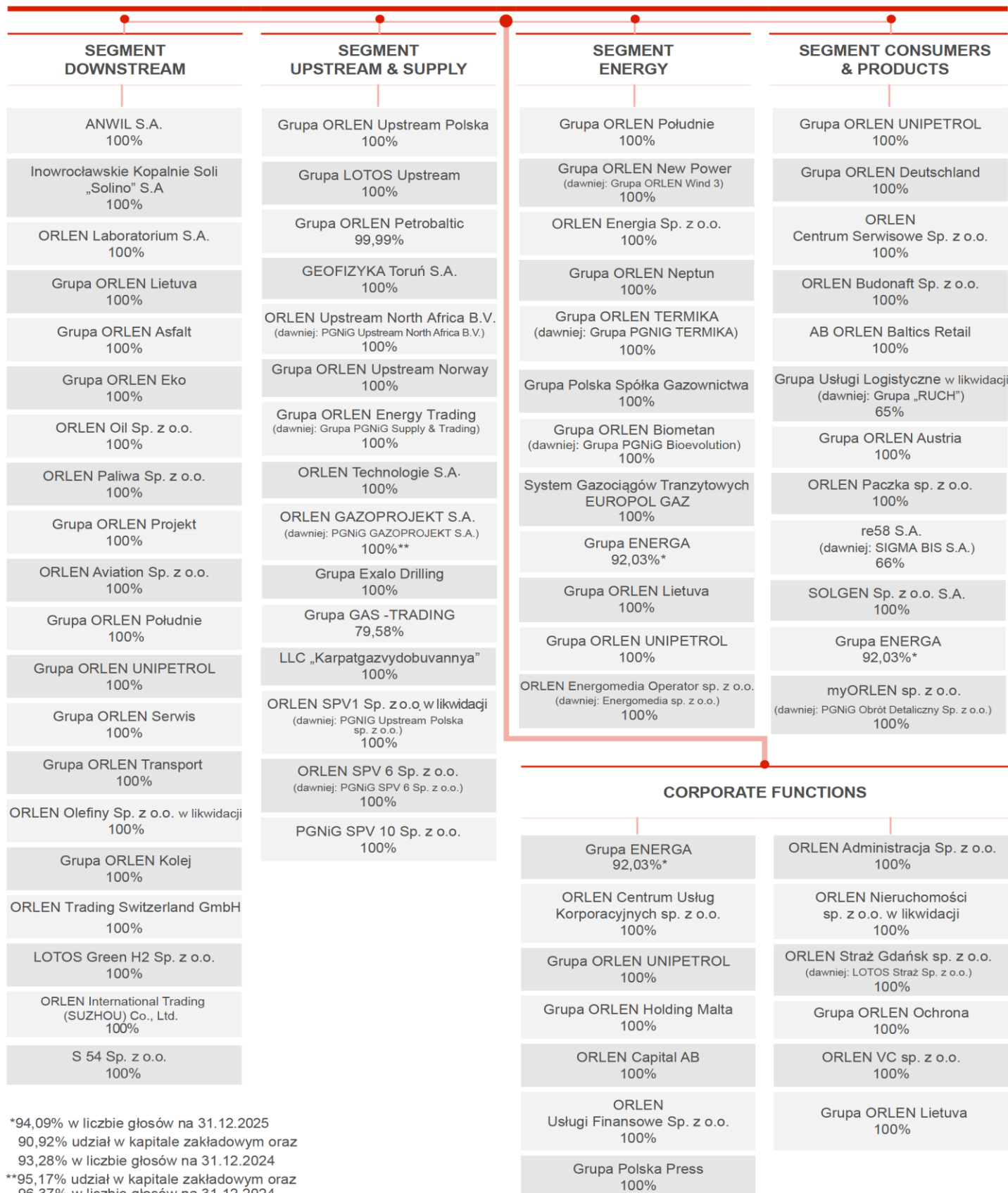


(w mln PLN)

Jednostka Dominująca Grupy jest podmiotem wielosegmentowym, odpowiednio alokowanym do wszystkich segmentów operacyjnych i funkcji korporacyjnych.

GRUPA ORLEN – SCHEMAT KONSOLIDACJI

(% udziału w kapitale zakładowym na 31.12.2025 i 31.12.2024)





(w mln PLN)

Wykaz jednostek wchodzących w skład Grup Kapitałowych niższego szczebla prezentowanych na schemacie konsolidacji

Grupa Kapitałowa/Spółka	% udział Grupy we własności jednostki		Siedziba	Segment	Podstawowa działalność
	na 31/12/2025	na 31/12/2024			
Grupa ORLEN Lietuva					
AB ORLEN Lietuva	100%	100%	Juodeikiai, Litwa	Downstream, Energy, Corporate Functions	Przerób ropy naftowej, wytwarzanie produktów rafineryjnych oraz sprzedaż hurtowa
ORLEN Eesti OÜ	100%	100%	Tallin, Estonia	Downstream	
ORLEN Latvija SIA	100%	100%	Ryga, Łotwa	Downstream	
AB ORLEN Mockavos terminalas	100%	100%	Lazdijų r. sav, Litwa	Downstream	
Grupa ORLEN Asphalt					
ORLEN Asphalt Sp. z o.o.	100%	100%	Plock, Polska	Downstream	Produkcja i sprzedaż asfaltów drogowych oraz specyfików asfaltowych
ORLEN Asphalt Ceska Republika s.r.o.	100%	100%	Pardubice, Czechy	Downstream	
Grupa ORLEN Eko					
ORLEN Eko Sp. z o.o.	100%	100%	Plock, Polska	Downstream	Przetwarzanie i unieszkodliwianie odpadów niebezpiecznych
ORLEN EkoUtylizacja Sp. z o.o.	100%	100%	Plock, Polska	Downstream	
Grupa ORLEN Projekt					
ORLEN Projekt S.A.	100%	100%	Plock, Polska	Downstream	Działalność w zakresie specjalistycznego projektowania
ORLEN Projekt Česká republika s.r.o.	59,91%	59,91%	Plock, Polska Kralupy nad Vltavou, Czechy	Downstream	
ENERGOP Sp. z o.o.	74,11%	74,11%	Sochaczew, Polska	Downstream	
Grupa ORLEN Południe					
ORLEN Południe S.A.	100%	100%	Trzebinia, Polska	Downstream, Energy	Przerób ropy naftowej, produkcja i sprzedaż biopaliw, olejów
Konsorcjum Olejów Przepracowanych - Organizacja Odzysku Opakowań i Olejów S.A.	96%	90%	Jedlicze, Polska	Downstream	
Grupa ORLEN Unipetrol					
ORLEN Unipetrol a.s.	100%	100%	Praga, Czechy	Corporate Functions	Przerób ropy naftowej oraz produkcja i dystrybucja produktów rafineryjnych, petrochemicznych i chemicznych
ORLEN UNIPETROL RPA s.r.o.	100%	100%	Litvinov, Czechy	Downstream, Energy, Consumers & Products, Corporate Functions	
ORLEN UNIPETROL Hungary Kft.	100%	100%	Budapeszt, Węgry	Downstream	
ORLEN UNIPETROL Deutschland GmbH	100%	100%	Langen, Niemcy	Downstream	
ORLEN UNIPETROL Slovakia s.r.o.	100%	100%	Bratysława, Słowacja	Downstream, Consumers & Products	
Spolana s.r.o.	100%	100%	Neratovice, Czechy	Downstream	
ORLEN HUNGARY Kft.	100%	100%	Budapeszt, Węgry	Consumers & Products	
REMAQ s.r.o.	100%	100%	Otrokovice, Czechy	Downstream	
HC Verva Litvinov a.s.	70,95%	70,95%	Litvinov, Czechy	Corporate Functions	
Paramo a.s.	100%	100%	Pardubice, Czechy	Downstream	
Grupa ORLEN Kolej					
ORLEN Kolej Sp. z o.o.	100%		Gdańsk, Polska	Downstream	Towarowe przewozy produktów paliwowych i petrochemicznych na terenie Polski i Niemiec oraz w całej Europie
ORLEN UNIPETROL Doprava s.r.o.	100%	–	Litvinov, Czechy	Downstream	
Grupa ORLEN Transport					
ORLEN Transport Sp. z o.o.	100%	100%	Plock, Polska	Downstream	Transport lądowy oraz rurociagowy
PETROTRANS s.r.o.	100%	–	Praga, Czechy	Downstream	
Grupa ORLEN Serwis					
ORLEN Serwis S.A.	100%	100%	Plock, Polska	Downstream	Instalowanie maszyn przemysłowych, sprzętu i wyposażenia
ORLEN Service Česká Republika s.r.o.	100%	100%	Litvinov, Czechy	Downstream	
UAB ORLEN Service Lietuva	100%	100%	Juodeikiai, Litwa	Downstream	
Grupa ORLEN Upstream Polska					
ORLEN Upstream Polska Sp. z o.o.	100%	100%	Warszawa, Polska	Upstream & Supply	Poszukiwanie i rozpoznanie złóż węglowodorów, prowadzenie wydobywania ropy naftowej i gazu ziemnego
ORLEN Upstream Canada Ltd.	100%	100%	Calgary, Kanada	Upstream & Supply	
KCK Atlantic Holdings Ltd.	100%	100%	Calgary, Kanada	Upstream & Supply	
Grupa LOTOS Upstream					
LOTOS Upstream Sp. z o.o.	100%	100%	Gdańsk, Polska	Upstream & Supply	Poszukiwanie i wydobywanie ropy naftowej, górnictwo gazu ziemnego
AB LOTOS Geonaftha	100%	100%	Gargždai, Litwa	Upstream & Supply	
UAB Genciu Nafta	100%	100%	Gargždai, Litwa	Upstream & Supply	
UAB Manifoldas	100%	100%	Gargždai, Litwa	Upstream & Supply	
Baltic Gas Sp. z o.o.	100%	–	Gdańsk, Polska	Upstream & Supply	
Baltic Gas sp. z o.o. i wspólnicy sp. k.	100%	–	Gdańsk, Polska	Upstream & Supply	
Grupa ORLEN Petrobaltic					
ORLEN Petrobaltic S.A.	99,99%	99,99%	Gdańsk, Polska	Upstream & Supply	Pozyskiwanie oraz eksploatacja złóż ropy naftowej i gazu ziemnego
Energobaltic Sp. z o.o.	100%	100%	Władysławowo, Polska	Upstream & Supply	
Miliana Shipholding Company Ltd.	100%	100%	Nikozja, Cypr	Upstream & Supply	
Bazalt Navigation Company Ltd.	100%	100%	Nikozja, Cypr	Upstream & Supply	
Granit Navigation Company Ltd.	100%	100%	Nikozja, Cypr	Upstream & Supply	
Kambr Navigation Company Ltd.	100%	100%	Nikozja, Cypr	Upstream & Supply	
Miliana Shipmanagement Ltd.	100%	100%	Nikozja, Cypr	Upstream & Supply	
Petro Aphrodite Company Ltd.	100%	100%	Nikozja, Cypr	Upstream & Supply	



(w mln PLN)

Petro Icarus Company Ltd.	100%	100%	Nikozja, Cypr	Upstream & Supply	
St. Barbara Navigation Company Ltd.	100%	100%	Nikozja, Cypr	Upstream & Supply	
Technical Ship Management Sp. z o.o.	100%	100%	Gdańsk, Polska	Upstream & Supply	
SPV Baltic Sp. z o.o.	100%	100%	Gdańsk, Polska	Upstream & Supply	
SPV Petro Sp. z o.o.	100%	100%	Gdańsk, Polska	Upstream & Supply	
Grupa ORLEN Energy Trading (dawniej: Grupa PGNiG Supply & Trading)					
ORLEN Energy Trading GmbH (dawniej: PGNiG Supply & Trading GmbH)	100%	100%	Monachium, Niemcy	Upstream & Supply	Handel paliwami gazowymi w systemie sieciowym
ORLEN LNG SHIPPING LIMITED	100%	100%	Londyn, Wielka Brytania	Upstream & Supply	
ORLEN LNG TRADING LIMITED	100%	100%	Londyn, Wielka Brytania	Upstream & Supply	
Grupa Exalo Drilling					
Exalo Drilling S.A.	100%	100%	Piła, Polska	Upstream & Supply	Działalność usługowa wspomagająca eksploatację złóż ropy naftowej i gazu ziemnego
Exalo Diament Sp. z o.o.	100%	100%	Zielona Góra, Polska	Upstream & Supply	
EXALO DRILLING UKRAINE LLC	100%	100%	Kijów, Ukraina	Upstream & Supply	
Zakład Gospodarki Mieszkaniowej sp. z o.o. w Pile	100%	100%	Piła, Polska	Upstream & Supply	
Grupa GAS - TRADING					
GAS - TRADING S.A.	79,58%	79,58%	Warszawa, Polska	Upstream & Supply	Obrót i dystrybucja gazem ziemnym i płynnym, budowa rurociągów naftowych i gazowych oraz stacji sprężania gazu ziemnego
Gas-Trading Podkarpacie sp. z o.o.	99,04%	99,04%	Dębica, Polska	Upstream & Supply	
Grupa ORLEN Upstream Norway					
ORLEN Upstream Norway AS	100%	100%	Stavanger, Norwegia	Upstream & Supply	Poszukiwanie, rozpoznawanie i wydobywanie ropy naftowej i gazu ziemnego, głównie na Norweskim Szelfie Kontynentalnym
LOTOS Exploration and Production Norge AS	100%	–	Stavanger, Norwegia	Upstream & Supply	
Grupa ORLEN New Power (dawniej: Grupa ORLEN Wind 3)					
ORLEN New Power sp. z o.o. (dawniej: ORLEN Wind 3 Sp. z o.o.)	100%	100%	Warszawa, Polska	Energy	Wytwarzanie energii elektrycznej
Livingstone Sp. z o.o.	100%	100%	Warszawa, Polska	Energy	
Nowotna Farma Wiatrowa sp. z o.o.	100%	100%	Warszawa, Polska	Energy	
Forthewind sp. z o.o.	100%	100%	Warszawa, Polska	Energy	
Copernicus Windpark sp. z o.o.	100%	100%	Warszawa, Polska	Energy	
Ujazd Sp. z o.o.	100%	100%	Warszawa, Polska	Energy	
EW Dobrzyca Sp. z o.o.	100%	100%	Warszawa, Polska	Energy	
Wind Field Wielkopolska Sp. z .o.o.	100%	100%	Warszawa, Polska	Energy	
PV WAŁCZ 01 Sp. z o.o.	100%	100%	Warszawa, Polska	Energy	
Neo Solar Chotków sp. z o.o	100%	100%	Warszawa, Polska	Energy	
Neo Solar Farms sp. z o.o.	100%	100%	Warszawa, Polska	Energy	
„FW WARTA” sp. z o.o	100%	100%	Warszawa, Polska	Energy	
Grupa ORLEN Neptun					
ORLEN Neptun Sp. z o.o.	100%	100%	Warszawa, Polska	Energy	Wytwarzanie energii elektrycznej
Świnoujście Offshore Terminal sp. z o.o.	100%	100%	Świnoujście, Polska	Energy	
ORLEN Neptun III Sp. z o.o.	100%	100%	Warszawa, Polska	Energy	
ORLEN Neptun IV Sp. z o.o.	100%	100%	Warszawa, Polska	Energy	
ORLEN Neptun V Sp. z o.o.	100%	100%	Warszawa, Polska	Energy	
ORLEN Neptun VII Sp. z o.o.	100%	100%	Warszawa, Polska	Energy	
Baltic East sp. z o.o. (dawniej: ORLEN Neptun VIII Sp. z o.o.)	100%	100%	Gdańsk, Polska	Energy	
ORLEN Neptun X Sp. z o.o.	100%	100%	Warszawa, Polska	Energy	
ORLEN Neptūnas, UAB	100%	100%	Juodeikiai, Litwa	Energy	
Grupa ORLEN TERMIKA (dawniej: Grupa PGNiG TERMIKA)					
ORLEN TERMIKA S.A. (dawniej: PGNiG TERMIKA S.A.)	100%	100%	Warszawa, Polska	Energy	Produkcja, dystrybucja i sprzedaż ciepła oraz energii elektrycznej
ORLEN TERMIKA Silesia S.A. (dawniej: PGNiG TERMIKA Energetyka Przemysłowa S.A.)	100%	100%	Jastrzębie-Zdrój, Polska	Energy	
ORLEN Termika TechSerwis sp. z o.o. (dawniej: PGNiG TERMIKA Energetyka Przemysłowa - Technika Sp. z o.o.)	100%	100%	Jastrzębie-Zdrój, Polska	Energy	
ORLEN TERMIKA Przemysł sp. z o.o. (dawniej: PGNiG TERMIKA Energetyka Przemysł sp.z o.o.)	100%	100%	Warszawa, Polska	Energy	
ORLEN TERMIKA Rozproszona sp. z o.o. (dawniej: PGNiG TERMIKA Energetyka Rozproszona sp.z o.o.)	100%	100%	Wrocław, Polska	Energy	
Grupa Polska Spółka Gazownictwa					
Polska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o.	100%	100%	Tarnów, Polska	Energy	Dystrybucja paliw gazowych w systemie sieciowym
Gaz Sp. z o.o.	100%	100%	Błonie, Polska	Energy	
PSG Inwestycje Sp. z o.o.	100%	100%	Warszawa, Polska	Energy	
Grupa ORLEN Biometan (dawniej: Grupa PGNiG Bioevolution)					
ORLEN Biometan sp. z o.o. (dawniej: PGNiG Bioevolution sp. z o.o.)	100%	100%	Warszawa, Polska	Energy	Handel paliwami gazowymi w systemie sieciowym, wytwarzanie energii elektrycznej
Bioenergy Project Sp. z o.o.	100%	100%	Warszawa, Polska	Energy	
CHP Energia Sp. z o.o.	100%	100%	Szepietowo, Polska	Energy	
Bioutil Sp. z o.o.	100%	100%	Jeżewo, Polska	Energy	
BioEvolution Głubowo SP. z o.o.	100%	–	Głubowo, Polska	Energy	
Grupa ENERGA					
Energa S.A.	92,03%	90,92%	Gdańsk, Polska	Energy, Consumers & Products, Corporate Functions	Wytwarzanie, dystrybucja, obrót energią elektryczną i ciepłą



(w mln PLN)

CCGT Gdańsk Sp. z o.o.	100%	100%	Gdańsk, Polska	Energy	
CCGT Grudziądz Sp. z o.o.	100%	100%	Grudziądz, Polska	Energy	
CCGT Ostrołęka Sp. z o.o.	100%	100%	Ostrołęka, Polska	Energy	
Centrum Badawczo-Rozwojowe im. M. Faradaya Sp. z o.o.	100%	100%	Gdańsk, Polska	Energy	
Energa Finance AB	100%	100%	Sztokholm, Szwecja	Corporate Functions	
Energa Green Development Sp. z o.o.	100%	100%	Gdańsk, Polska	Energy	
Farma Wiatrowa Szybowice Sp. z o.o.	100%	100%	Warszawa, Polska	Energy	
Helios Polska Energia Sp. z o.o.	100%	100%	Konin, Polska	Energy	
Solar Serby Sp. z o.o.	100%	–	Gdańsk, Polska	Energy	
Energa Informatyka i Technologie Sp. z o.o.	100%	100%	Gdańsk, Polska	Energy	
Energa Logistyka Sp. z o.o.	100%	100%	Płock, Polska	Energy	
Energa Prowis Sp. z o.o.	100%	100%	Gdańsk, Polska	Energy	
Energa Oświetlenie Sp. z o.o.	100%	100%	Sopot, Polska	Energy	
Energa-Obrót S.A.	100%	100%	Gdańsk, Polska	Consumers & Products	
Enspirion Sp. z o.o.	100%	100%	Gdańsk, Polska	Energy	
Energa Kogeneracja Sp. z o.o.	100%	64,59%	Elbląg, Polska	Energy	
Energa Ciepło Kaliskie Sp. z o.o.	91,24%	91,24%	Kalisz, Polska	Energy	
Energa Ciepło Ostrołęka Sp. z o.o.	100%	100%	Ostrołęka, Polska	Energy	
Energa-Operator S.A.	100%	100%	Gdańsk, Polska	Energy	
Energa Operator Wykonawstwo Elektroenergetyczne Sp. z o.o.	100%	100%	Słupsk, Polska	Energy	
Energa Wytwarzanie S.A.	100%	100%	Gdańsk, Polska	Energy	
Energa Elektrownie Ostrołęka S.A.	89,64%	89,64%	Ostrołęka, Polska	Energy	
ECARB Sp. z o.o.	100%	100%	Gdańsk, Polska	Energy	
Energa Serwis Sp. z o.o.	100%	100%	Ostrołęka, Polska	Energy	
ENERGA MFW 1 Sp. z o.o.	100%	100%	Gdańsk, Polska	Energy	
ENERGA MFW 2 Sp. z o.o.	100%	100%	Gdańsk, Polska	Energy	
Energa Wind Service Sp. z o.o.	100%	100%	Gdańsk, Polska	Energy	
E&G sp. z o.o.	100%	100%	Gdańsk, Polska	Energy	
VRW 11 Sp. z o.o.	100%	–	Warszawa, Polska	Energy	
Energa Storage sp. z o.o.	100%	100%	Gdańsk, Polska	Energy	
Grupa ORLEN Deutschland					Sprzedaż paliwa na stacjach benzynowych
ORLEN Deutschland GmbH	100%	100%	Elmshorn, Niemcy	Consumers & Products	
ORLEN Deutschland Betriebsgesellschaft GmbH	100%	100%	Elmshorn, Niemcy	Consumers & Products	
ORLEN Deutschland Süd Betriebsgesellschaft mbH	100%	100%	Elmshorn, Niemcy	Consumers & Products	
Grupa Usługi Logistyczne w likwidacji (dawniej: Grupa "RUCH")					Branża KEP i obsługa logistyczna paczek
Usługi Logistyczne S.A. w likwidacji (dawniej: "RUCH" S.A.)	65%	65%	Warszawa, Polska	Consumers & Products	
Fincores Business Solutions Sp. z o.o. w likwidacji (dawniej: Fincores Business Solutions Sp. z o.o.)	100%	100%	Warszawa, Polska	Consumers & Products	
Grupa ORLEN Austria					Marketing i sprzedaż paliw oraz wszelkiego rodzaju towarów handlowych, w szczególności dla stacji paliw
ORLEN Austria GmbH	100%	100%	Wels, Austria	Consumers & Products	
Austrocard GmbH	100%	100%	Wels, Austria	Consumers & Products	
Turmöl GmbH (dawniej Tulpen Tankstellenbetriebs GmbH)	100%	100%	Wels, Austria	Consumers & Products	
Grupa ORLEN Holding Malta					Działalność holdingowa, posiada udziały w Orlen Insurance Ltd: działalność w zakresie ubezpieczenia majątku niektórych spółek z GK ORLEN
ORLEN Holding Malta Ltd.	100%	100%	St. Julians, Malta	Corporate Functions	
Orlen Insurance Ltd.	100%	100%	St. Julians, Malta	Corporate Functions	
Grupa Polska Press					Wydawanie gazet, działalność portali internetowych
Polska Press Sp. z o.o.	100%	100%	Warszawa, Polska	Corporate Functions	
Pro Media Sp. z o.o.	53%	53%	Opole, Polska	Corporate Functions	
Grupa ORLEN Ochrona					Ochrona osób i mienia
ORLEN Ochrona Sp. z o.o.	100%	100%	Płock, Polska	Corporate Functions	
UAB ORLEN Apsauga	100%	100%	Juodeikiai, Litwa	Corporate Functions	
Polskie Centrum Brokerskie sp. z o.o.	100%	100%	Warszawa, Polska	Corporate Functions	

7.2 Zmiany w strukturze Grupy ORLEN od 1 stycznia 2025

NABYCIA/ZBYCIA AKCJI I UDZIAŁÓW:

- 24 stycznia 2025 roku Nadzwyczajne Zgromadzenie Wspólników spółki LOTOS Upstream Sp. z o.o. wyraziło zgodę na nabycie przez spółkę udziałów w kapitale zakładowym Baltic Gas Sp. z o.o. oraz ogółu praw i obowiązków posiadanych przez „CalEnergy Resources Poland” Sp. z o.o. w spółce Baltic Gas sp. z o.o. i wspólnicy sp.k. Efektem sfinalizowanej 28 stycznia 2025 roku transakcji jest przejście pełnej kontroli nad zagospodarowaniem złóż gazowych B4/B6 na Morzu Bałtyckim;
- 14 kwietnia 2025 roku nastąpił wykup akcji należących do akcjonariuszy mniejszościowych PGNiG Gazoprojekt S.A. Aktualnie ORLEN posiada 100 % akcji w spółce PGNiG Gazoprojekt S.A., która od 4 września 2025 roku działa pod nazwą ORLEN Gazoprojekt S.A.;
- 16 kwietnia 2025 roku Energa Wytwarzanie SA nabyła od Grupy Greenvolt 100% udziałów w spółce celowej VRW11 Sp. z o.o. będącej właścicielem projektu hybrydowego Sompolno, łączącego farmę wiatrową o mocy 26 MW i farmę fotowoltaiczną o mocy 10 MW oraz gotowy do budowy magazyn energii o mocy 3 MW. Nabyta spółka prowadzi działalność operacyjną w zakresie

(w mln PLN)

produkcji energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych. Spółka posiada koncesję na wytwarzanie energii elektrycznej. Ustalona w wyniku rozliczenia transakcji, ostateczna wartość godziwa przekazanej zapłaty 178 mln PLN obejmowała zakup udziałów, jak również spłatę pożyczki udzielonej spółce przez byłego właściciela, co stanowiło warunek niezbędny dla objęcia kontroli nad spółką.

Główne pozycje aktywów netto stanowiły nabyte rzeczowe aktywa trwałe w wysokości 260 mln PLN oraz przejęte kredyty bankowe w wysokości 182 mln PLN.

W wyniku rozliczenia transakcji rozpoznano wartość firmy w wysokości 85 mln PLN, obejmującą wartość przyszłych oczekiwanych korzyści ekonomicznych wynikających z koncesji, umów przyłączeniowych oraz umów na sprzedaż energii elektrycznej, nabytymi w ramach transakcji, które nie spełniły kryteriów ujęcia jako odrębne aktywa, jak również z przyszłych umów;

- 30 kwietnia 2025 roku PGNiG BioEvolution sp. z o.o. (od 07 listopada 2025 roku spółka działa pod firmą ORLEN Biometan sp. z o.o.) nabyła 100% udziałów w kapitale zakładowym spółki BioEvolution Głubowo Sp. z o.o. („Spółka celowa”), nieprowadzącej działalności gospodarczej. Spółka celowa – zgodnie z założeniami – będzie prowadziła działalność w zakresie wytwarzania biometanu skroplonego (bioLNG). Produkcja bioLNG będzie realizowana przez spółkę celową w oparciu o aktywa Projektu Biogazownia – Greenfield Głubowo, który jest realizowany przez PGNiG BioEvolution Sp. z o.o. (obecnie pod firmą ORLEN Biometan sp. z o.o.) i zakłada produkcję na poziomie 7,2 mln m³ biometanu rocznie. Grupa oceniła, że składniki majątku i związane z nimi zobowiązania przejęte przez Grupę w ramach tej transakcji nie stanowią przedsięwzięcia zgodnie z definicją zawartą w MSSF 3 i ujęła tę transakcję jako nabycie grupy aktywów;
- 16 maja 2025 roku Energa Green Development Sp. z o.o. nabyła 100% udziałów w spółce celowej Solar Serby Sp. z o.o. realizującej projekt budowy elektrowni fotowoltaicznej PV Serby o mocy 112 MW. Grupa oceniła, że składniki majątku i związane z nimi zobowiązania przejęte przez Grupę w ramach tej transakcji nie stanowią przedsięwzięcia zgodnie z definicją zawartą w MSSF 3 i ujęła tę transakcję jako nabycie grupy aktywów. W ramach transakcji przejęto spółkę posiadającą farmę fotowoltaiczną w fazie gotowości do budowy. Natomiast nie zidentyfikowano procesu o znaczeniu krytycznym, gdyż Solar Serby Sp. z o.o., w momencie nabycia nie zatrudniała pracowników i nie generowała przychodów. Nabyta spółka uzyskała status gotowości do budowy i w dniu nabycia zostało wydane polecenie rozpoczęcia budowy. Finalnie ustalona wartość godziwa zapłaty przekazanej w ramach transakcji wyniosła 46 mln PLN i obejmowała zakup udziałów, jak również spłatę pożyczki udzielonej spółce przez byłych właścicieli, co stanowiło warunek niezbędny dla objęcia kontroli nad spółką;
- od 27 listopada 2025 roku ORLEN realizuje dodatkowe transakcje nabycia akcji spółki ENERGA S.A. i wg stanu na dzień 30 marca 2026 roku (zgodnie z opublikowanym raportem bieżącym) udział kapitałowy ORLEN w tej spółce wzrósł do 92,28%;
- 18 grudnia 2025 roku na mocy umowy kupna-sprzedaży ORLEN S.A. nabył od Synthos S.A. 100% udziałów w spółce S 54 Sp. z o.o. Spółka S 54 Sp. z o.o. jest spółką specjalnego przeznaczenia (SPV), w ramach której budowana jest nowa jednostka ekstrakcji butadienu na terenie Zakładu Produkcyjnego w Płocku. Nabycie przez ORLEN spółki S 54 Sp. z o.o. docelowo wydłuży łańcuch wartości produkcji petrochemicznej w Zakładzie Produkcyjnym w Płocku. Cena zakupu 100% udziałów wyniosła około 692 mln PLN. Grupa oceniła, że składniki majątku i związane z nimi zobowiązania przejęte przez Grupę w ramach tej transakcji nie stanowią przedsięwzięcia zgodnie z definicją zawartą w MSSF 3 i ujęła tę transakcję jako nabycie grupy aktywów. Zasadniczo cała wartość transakcji była skoncentrowana w pojedynczym możliwym do zidentyfikowania składniku aktywów, to jest w nowej jednostce butadienu w Zakładzie Produkcyjnym w Płocku, będącej w trakcie realizacji. W ramach dokonanej oceny nie zidentyfikowano także wystąpienia co najmniej jednego procesu krytycznego dla przekształcenia nabytego wkładu w produkt;
- 15 stycznia 2026 roku ORLEN nabył od PNE Erneuerbare Energien GmbH z siedzibą w Husum, Niemcy, 100% udziałów w spółce RES PROJECT 5 Sp. z o.o. z siedzibą w Koszalinie i tym samym spółka RES PROJECT 5 Sp. z o.o. stała się spółką zależną od ORLEN S.A. i weszła w skład Grupy Kapitałowej ORLEN
- 25 lutego 2026 roku spółka ORLEN Biometan nabyła 100% udziałów w kapitale zakładowym Spółki pod firmą BIOENERGIA JAZY Sp. z o.o. z siedzibą w Kołobrzegu. Spółka prowadzi działalność obejmującą przygotowanie przedsięwzięcia polegającego na budowie biogazowni w Jazach, powiat kołobrzeski, województwo zachodniopomorskie;;

NABYCIA/ZBYCIA AKCJI I UDZIAŁÓW W RAMACH GRUPY:

- 31 marca 2025 roku ORLEN S.A. nabył od spółki Usługi Logistyczne S.A. w likwidacji (dawniej: RUCH S.A.) 25.000 udziałów ORLEN Paczka sp. z o.o., stanowiących 100% kapitału zakładowego spółki;
- 16 czerwca 2025 roku spółki ENERGA S.A. i Energa Wytwarzanie S.A. zawarły umowę o świadczenie w miejsce wykonania (datio in solutum), na mocy której nastąpiło przejście prawa własności 283 902 udziałów w spółce Energa Kogeneracja Sp. z o.o. z Energa Wytwarzanie S.A. na ENERGA S.A. W wyniku transakcji ENERGA S.A. stała się jedynym współnikiem spółki Energa Kogeneracja Sp. z o.o. z siedzibą w Warszawie;
- 1 lipca 2025 roku na mocy umowy sprzedaży udziałów z dnia 24 czerwca 2025 roku., ORLEN S.A. nabyła od ORLEN Południe S.A. 100% udziałów w spółce Energomedia sp. z o.o. W wyniku tej transakcji spółka Energomedia sp. z o.o. została podmiotem bezpośrednio zależnym od ORLEN. Od 31 grudnia 2025 roku spółka działa pod nazwą ORLEN Energomedia Operator sp. z o.o.;
- 1 października 2025 roku ORLEN Kolej Sp. z o.o. nabyła od Grupy ORLEN Unipetrol (ORLEN UNIPETROL RPA s.r.o. i ORLEN Unipetrol a.s.) 100% udziałów w spółce ORLEN Unipetrol Doprava s.r.o.;
- 1 października 2025 roku ORLEN Transport Sp. z o.o. nabyła od Grupy ORLEN Unipetrol (ORLEN UNIPETROL RPA s.r.o. i ORLEN Unipetrol a.s.) 100% udziałów w spółce PETROTRANS s.r.o.;
- 27 października 2025 roku w ramach optymalizacji struktury aktywów poszukiwawczo – wydobywczych ORLEN w Norwegii sfinalizowano trójstronną transakcję kupna – sprzedaży udziałów spółki LOTOS Exploration and Production Norge AS z siedzibą w Stavanger w Norwegii. Udziały będące w posiadaniu ORLEN i LOTOS Upstream Sp. z o.o. nabyły spółkę ORLEN Upstream

(w mln PLN)

Norway AS z siedzibą w Stavanger w Norwegii stając się tym samym jedynym wspólnikiem LOTOS Exploration and Production Norge AS;

- 22 grudnia 2025 roku Spółka ORLEN Południe S.A. z siedzibą w Trzebini zawarła umowę sprzedaży akcji imiennych z FUCHS Oil Corporation Sp. z o.o. z siedzibą w Gliwicach, na mocy której zakupiła 60 akcji imiennych serii A Spółki Konsorcjum Olejów Przepracowanych - Organizacja Odzysku Opakowań i Olejów S.A. W dniu 27 stycznia 2026 roku został dokonany wpis w Rejestrze Akcjonariuszy. W wyniku transakcji udział ORLEN Południe w kapitale zakładowym wzrósł z 90% do 96%;
- 5 lutego 2026 roku ENERGA S.A. i Energa Kogeneracja sp. z o.o. zawarły umowę sprzedaży udziałów w spółce Centrum Badawczo-Rozwojowe im. M. Faradaya sp. z o.o., na mocy której nastąpiło przejście prawa własności 100% udziałów w spółce Centrum Badawczo-Rozwojowe im. M. Faradaya sp. z o.o. na Energa Kogeneracja sp. z o.o. W wyniku zawarcia powyższej umowy, Energa Kogeneracja sp. z o.o. została jedynym wspólnikiem spółki Centrum Badawczo-Rozwojowe im. M. Faradaya sp. z o.o.;

POŁĄCZENIA SPÓŁEK

- 1 kwietnia 2025 roku zostało zarejestrowane połączenie spółki ORLEN Laboratorium S.A. (jako spółki przejmującej) ze spółką LOTOS Lab sp. z o.o. (jako spółki przejmowanej);
- 28 kwietnia 2025 roku Walne Zgromadzenie ORLEN Petrobaltic S.A. oraz zgromadzenia wspólników spółek B8 Sp. z o.o. i B8 spółka z ograniczoną odpowiedzialnością BALTIC S.K.A. podjęły uchwały w sprawie połączenia ORLEN Petrobaltic S.A. ze spółkami B8 Sp. z o.o. i B8 spółka z ograniczoną odpowiedzialnością BALTIC S.K.A. 1 lipca 2025 nastąpiła rejestracja połączenia w KRS;
- 18 czerwca 2025 roku podpisany został akt notarialny, w następstwie którego w dniu 30 czerwca 2025 roku z rejestru handlowego wykreślona została spółka ORLEN UniCRE w następstwie fuzji z ORLEN Unipetrol RPA. Fuzja w Czechach może nastąpić z datą wsteczną i w tym przypadku jest to 1 stycznia 2025;
- 1 lipca 2025 roku zostało zarejestrowane połączenie spółki ORLEN Ochrona Sp. z o.o. (jako spółki przejmującej) ze spółką PGNiG Serwis sp. z o.o. (jako spółki przejmowanej);
- 18 września 2025 roku zarejestrowane zostało połączenie spółki PGNiG Supply & Trading GmbH z siedzibą w Monachium (jako spółki przejmującej) ze spółką PST Europe Sales GmbH w likwidacji z siedzibą w Monachium (jako spółki przejmowanej);
- 23 września 2025 roku zarejestrowane zostało połączenie spółki PGNiG Supply & Trading GmbH z siedzibą w Monachium (jako spółki przejmującej) ze spółką XOOL GmbH w likwidacji z siedzibą w Monachium (jako spółki przejmowanej);
- 2 października 2025 roku zostało zarejestrowane połączenie spółek PVE 28 Sp. o.o. i VRS 14 Sp. o.o. (jako spółek przejmowanych) z Energa Wytwarzanie S.A. (jako spółki przejmującej), która przed połączeniem była właścicielem 100 % udziałów łączonych spółek. PVE 28 Sp. o.o. i VRS 14 Sp. o.o. to spółki celowe, które były powołane do realizacji budowy farm fotowoltaicznych;
- 1 listopada 2025 roku została zarejestrowana konsolidacja spółek zależnych w Grupie Kapitałowej ORLEN Austria, wskutek czego zredukowano liczbę podmiotów z 24 podmiotów do 3, tj.: ORLEN Austria i dwie spółki zależne: Turmöl GmbH (wcześniej Tulpen Tankstellenbetriebs GmbH) oraz Austrocard GmbH;
- 3 listopada 2025 roku zostało zarejestrowane połączenie spółki Wena Projekt 2 Sp. o.o. (jako spółki przejmowanej) z Energa Wytwarzanie S.A. (jako spółką przejmującą). Wena Projekt 2 Sp. o.o. to spółka celowa powołana do realizacji projektu budowy farmy fotowoltaicznej;
- 18 listopada 2025 roku zostało zarejestrowane połączenie spółek ORLEN Neptun VI sp. z o.o., ORLEN Neptun IX sp. z o.o. oraz ORLEN Neptun XI sp. z o.o. (jako spółek przejmowanych) ze spółką ORLEN Neptun V sp. z o.o. (jako spółką przejmującą);
- 26 marca 2026 roku spółka LOTOS Exploration and Production Norge AS została prawomocnie wykreślona z norweskiego rejestru (likwidacja poprzez połączenie z ORLEN Upstream Norway AS na podstawie zatwierdzonego planu połączenia) i tym samym ostatecznie zakończyła swój byt prawny. 100% udziałów w spółce posiadała spółka ORLEN Upstream Norway AS.

OTWARCIE PROCESU LIKWIDACJI/WYKREŚLENIE Z REJESTRU HANDLOWEGO

- 30 stycznia 2025 roku odbyło się Nadzwyczajne Zgromadzenie Wspólników PGNiG Supply&Trading Polska Sp. z o.o., które podjęło uchwałę o rozwiązaniu spółki i postawieniu jej w stan likwidacji. Wykreślenie spółki z Krajowego Rejestru Sądowego nastąpiło z dniem 31 października 2025 roku i uprawomocniło się z dniem 11 listopada 2025 roku;
- 31 stycznia 2025 roku odbyły się Nadzwyczajne Zgromadzenia Wspólników spółek LOTOS SPV 3 Sp. z o.o., LOTOS SPV 4 Sp. z o.o., LOTOS SPV 6 Sp. z o.o., które podjęły uchwały w sprawie rozwiązania spółek i otwarcia ich likwidacji;
- 27 czerwca 2025 roku odbyły się Zwyczajne Zgromadzenia Wspólników spółek Usługi Logistyczne S.A. (dawniej: RUCH S.A.) i FINCORES Business Solutions Sp. z o.o., które podjęły uchwały w sprawie rozwiązania spółek i otwarcia ich likwidacji;
- 30 września 2025 roku odbyło się Nadzwyczajne Zgromadzenie Wspólników spółki ORLEN SPV 1 sp. z o.o., które podjęło uchwałę o rozwiązaniu spółki i otwarciu jej likwidacji.
- 29 grudnia 2025 roku odbyło się Nadzwyczajne Zgromadzenie Wspólników spółki ORLEN Olefiny sp. z o.o., które podjęło uchwałę w sprawie rozwiązania spółki ORLEN Olefiny sp. o.o. z siedzibą w Płocku i otwarcia likwidacji, w związku z podjęciem przez ORLEN decyzji o zmianie sposobu wygaśnięcia bytu prawnego spółki ORLEN Olefiny sp. z o.o. należącej do Grupy Kapitałowej ORLEN, tj. odstąpieniu od połączenia Spółki z ORLEN i dokonaniu rozwiązania Spółki w trybie art. 270 pkt 2 i art. 271 § 1 Kodeksu spółek handlowych.
- 29 grudnia 2025 r. odbyło się Nadzwyczajne Zgromadzenie Wspólników ORLEN Nieruchomości sp. z o.o., które pojęło uchwałę w sprawie rozwiązania spółki i otwarcia jej likwidacji, która weszła w życie z dniem 31 grudnia 2025 roku.

Informacje na temat jednostek współkontrolowanych i stowarzyszonych zostały zaprezentowane w nocie **12.5.**

7.3 Połączenia jednostek

WYBRANE ZASADY RACHUNKOWOŚCI

Objęcie kontroli nad przedsięwzięciem rozlicza się metodą nabycia. Na dzień przejęcia, możliwe do zidentyfikowania nabyte aktywa i przejęte zobowiązania stanowiące przedsięwzięcie w rozumieniu MSSF 3, są wyceniane według ich wartości godziwej. Nadwyżka kosztu przejęcia (przekazana zapłata wyceniana do wartości godziwej, kwota wszelkich niekontrolujących udziałów w jednostce przejmowanej wycenionych zgodnie z MSSF 3 oraz w przypadku połączenia jednostek realizowanego etapami wartość godziwa na dzień przejęcia uprzednio posiadanego udziału) nad kwotą netto ustalonej na dzień przejęcia wartości godziwej możliwych do zidentyfikowania nabytych aktywów i przejętych zobowiązań jest ujmowana jako wartość firmy. W przypadku, gdy koszt przejęcia jest niższy od kwoty netto ustalonej na dzień przejęcia wartości godziwej możliwych do zidentyfikowania nabytych aktywów i przejętych zobowiązań, różnica ta ujmowana jest jako zysk w rachunku zysków i strat na dzień przejęcia (zysk z okazynego nabycia).

Połączenia jednostek pod wspólną kontrolą ujmuje się poprzez sumowanie poszczególnych pozycji aktywów i pasywów oraz przychodów i kosztów łączonych spółek w wartościach księgowych wynikających ze skonsolidowanego sprawozdania finansowego jednostki przejmującej według stanu na dzień połączenia (tzw. metoda poprzednika). W sprawozdaniu finansowym jednostki przejmującej różnicę (dodatnią/ujemną) między ceną zapłaconą a wartością księgową nabywanego przedsięwzięcia prezentuje się w pozycji Kapitał wynikający z połączenia jednostek pod wspólną kontrolą (zyski zatrzymane).

7.3.1 Rozliczenie połączeń jednostek mających miejsce w poprzednim roku obrotowym

Transakcja nabycia farm fotowoltaicznych Neo Solar Chotków, Neo Solar Farms oraz farmy wiatrowej FW WARTA
23 października 2024 roku Grupa ORLEN sfinalizowała zakup farm fotowoltaicznych i farmy wiatrowej od EDP Renewables Polska Sp. z o.o. poprzez nabycie 100% udziałów w spółkach Neo Solar Chotków Sp. z o.o., Neo Solar Farms Sp. z o.o. oraz FW WARTA Sp. z o.o. Szczegóły dotyczące tej transakcji zostały ujawnione w nocie 7.3.1.3 do Skonsolidowanego Sprawozdania Finansowego za 2024 rok.

Na dzień sporządzenia niniejszego skonsolidowanego sprawozdania finansowego rozliczenie księgowe połączenia zostało zakończone. W ramach finalizacji tego procesu Grupa uznała prezentowane w Skonsolidowanym Sprawozdaniu Finansowym za 2024 rok wartości tymczasowe za ostateczne wartości godziwe, w związku z czym prezentowane dotychczas dane nie uległy zmianie.

Transakcja nabycia instalacji fotowoltaicznej i farmy wiatrowej E&G

W dniu 5 grudnia 2024 roku Grupa sfinalizowała zakup instalacji fotowoltaicznej i farmy wiatrowej od Lewandpol Holding Sp. z o.o. poprzez nabycie 100% udziałów w spółce E&G Sp. z o.o. (dalej: E&G). Przedwstępna umowa zakupu instalacji została zawarta 13 października 2023 roku. Transakcja objęła zakup farmy fotowoltaicznej o łącznej mocy 225 MW i wiatrowej o mocy 11,7 MW w pobliżu miejscowości Kleczew w województwie wielkopolskim. Farma fotowoltaiczna może zostać rozbudowana o instalacje o łącznej mocy 25,43 MW. Bezpośrednim właścicielem farm została spółka Energa Wytwarzanie S.A. z Grupy ENERGA.

W wyniku transakcji Grupa wzmocniła potencjał wytwórczy poprzez zwiększenie mocy zainstalowanych w lądowych farmach wiatrowych i farmach fotowoltaicznych.

Pełne rozliczenie transakcji

Nabycie udziałów w E&G rozliczane jest metodą przejęcia zgodnie z MSSF 3 Połączenia jednostek. Na dzień sporządzenia niniejszego skonsolidowanego sprawozdania finansowego rozliczenie księgowe nabycia, w tym proces wyceny do wartości godziwej przyjętych aktywów netto, w których Grupa zaangażowała zewnętrznych doradców, został zakończony.

(w mln PLN)

Wartość godziwa możliwych do zidentyfikowania głównych pozycji nabytych aktywów i zobowiązań na dzień przejęcia przedstawia się następująco:

		05/12/2024
Nabyte aktywa	A	833
Aktywa trwałe		787
Rzeczowe aktywa trwałe		697
Aktywa z tytułu prawa do użytkowania		67
Aktywa z tytułu podatku odroczonego		23
Aktywa obrotowe		46
Zapasy		1
Należności z tytułu dostaw i usług oraz pozostałe należności		14
Środki pieniężne i ich ekwiwalenty		26
Pozostałe aktywa		5
Nabyte zobowiązania	B	808
Zobowiązania długoterminowe		99
Rezerwy		48
Zobowiązania z tytułu leasingu		51
Zobowiązania krótkoterminowe		709
Zobowiązania z tytułu dostaw i usług oraz pozostałe zobowiązania		16
Kredyty, pożyczki i obligacje		693
Wartość aktywów netto	C = A – B	25
Wartość godziwa przekazanej zapłaty z tytułu nabycia	D	807
Wartość firmy	E = D – C	782

Finalna wartość aktywów netto wyniosła 25 mln PLN, co oznacza spadek o 86 mln PLN względem tymczasowego rozliczenia transakcji prezentowanego w Skonsolidowanym Sprawozdaniu Finansowym za 2024 rok.

Zmiana wynikała głównie z wyceny rzeczowych aktywów trwałych. Tymczasowe wartości odzwierciedlały wartości księgowe oparte na historycznym koszcie wytworzenia instalacji fotowoltaicznej i farmy wiatrowej i wynosiły 780 mln PLN. Na moment transakcji wartość godziwa ustalona metodą odtworzeniową była niższa (697 mln PLN), głównie w wyniku zmian zachodzących na rynku paneli fotowoltaicznych, co przełożyło się na spadek wyceny o 83 mln PLN.

Ponadto dokonano korekt wartości aktywów z tytułu prawa do użytkowania oraz zobowiązań z tytułu leasingu, które zmniejszyły się odpowiednio o 31 mln PLN oraz 51 mln PLN. Dodatkowo dokonano ujawnienia rezerwy na rekultywację, co zwiększyło pozycję rezerw o 46 mln PLN.

W odniesieniu do pozostałych pozycji aktywów netto nie nastąpiły żadne istotne zmiany.

Ostateczna wartość godziwa przekazanej zapłaty wyniosła 807 mln PLN i obejmowała cenę zakupu udziałów, w tym szacunek wartości godziwej warunkowej zapłaty uwzględnionej w umowie sprzedaży udziałów, jak również spłatę pożyczek udzielonych E&G przez byłego udziałowca, będącą niezbędnym warunkiem objęcia kontroli nad udziałami.

Zobowiązanie pozostające do zapłaty na 31 grudnia 2025 roku wynosiło około 99 mln PLN i dotyczyło głównie zapłaty warunkowej uzależnionej od ostatecznej uzgodnionej dopuszczanej mocy farmy wiatrowej.

Wpływ środków pieniężnych netto związany z nabyciem E&G, będący różnicą pomiędzy przejętymi środkami pieniężnymi netto (ujętymi jako przepływy z działalności inwestycyjnej) a zapłaconymi środkami pieniężnymi przekazanymi w ramach zapłaty, wyniósł 682 mln PLN.

Rozpoznana w ramach ostatecznego rozliczenia połączenia wartość firmy przedstawia wartość aktywów, których nie można było ująć odrębnie zgodnie z wymogami MSR 38 - Wartości niematerialne, w tym w szczególności:

- możliwość wzrostu przychodów i poprawy wyników finansowych Grupy dzięki zwiększeniu skali działalności w obszarze odnawialnych źródeł energii,
- wzmocnienie pozycji rynkowej Grupy w segmencie energetyki odnawialnej oraz realizację strategii transformacji energetycznej,
- istniejący potencjał wytwórczy farm wiatrowych, dostęp do lokalizacji o korzystnych warunkach wiatrowych oraz dostęp do zorganizowanej struktury operacyjno-utrzymawowej.



SYTUACJA FINANSOWA GRUPY

8. WYNIKI FINANSOWE I OPERACYJNE

Grupa ORLEN za 12 miesięcy 2025 roku wygenerowała przychody ze sprzedaży w wysokości 267 827 mln PLN, które zmniejszyły się o (27 059) mln PLN r/r.

Główny wpływ na poziom przychodów ze sprzedaży miało obniżenie notowań rynkowych ropy naftowej o (14)% (r/r), co w efekcie przyczyniło się do niższych przychodów w Upstream & Supply oraz w segmentach Downstream i Consumers & Products w rezultacie spadku notowań głównych produktów rafineryjnych i petrochemicznych. W trakcie 2025 roku zmniejszeniu uległy notowania, m.in. benzyny o (12)% (r/r), oleju napędowego o (9)% (r/r), paliwa Jet o (5)% (r/r), lekkiego oleju opałowego o (9)% (r/r), ciężkiego oleju opałowego o (10%), benzenu o (33)%, propylenu o (6%) i etylenu o (5)%.

Dodatkowo niższy poziom przychodów jest konsekwencją realizacji kontraktów terminowych na sprzedaży gazu ziemnego na Towarowej Giełdzie Energii (TGE) po niższych cenach. Kontrakty na rok 2024 były zawierane pod koniec 2023 roku przy wysokich cenach gazu, natomiast kontrakcja na rok 2025 odbywała się w bardziej stabilnym otoczeniu rynkowym.

Przychody ze sprzedaży zostały również ograniczone w rezultacie niższych cen realizowanych w handlu energią elektryczną w efekcie utrzymującej się wysokiej zmienności rynku energii w trakcie 2025 roku.

Istotny wpływ na zmniejszenie poziomu przychodów ze sprzedaży, oprócz powyższych trendów w notowaniach podstawowych produktów, miała również niższa sprzedaż wolumenowa ropy naftowej, kondensatu i NGL w segmencie Upstream & Supply o (27)% (r/r). Niższe wolumeny wydobywania i sprzedaży węglowodorów zostały w części skompensowane zwiększoną sprzedażą gazu ziemnego o 24% (r/r) w efekcie odbudowującego się popytu z sektora przemysłowego po wzrostach cen surowca spowodowanych konfliktem na Ukrainie.

Sprzedaż wolumenowa produktów w segmencie Downstream i Consumers & Products zmniejszyła się o (447) tys. ton (r/r), głównie w efekcie niższej sprzedaży w zakresie produktów petrochemicznych, tj. poliolefin o (18)% (r/r), olefin o (10)% (r/r), PCW o (24)% (r/r), PTA o (29)% (r/r) w następstwie niekorzystnych warunków rynkowych wynikających z rosnącej konkurencji ze strony producentów azjatyckich oraz postojów instalacji produkcyjnych.

Z kolei obniżenie wolumenów sprzedaży paliw silnikowych o (117) tys. ton (r/r) w segmencie Consumers & Products zostało spowodowane intensywną konkurencją cenową na rynku polskim a na rynku austriackim w efekcie wyeliminowania ze sprzedaży tańszych paliw pochodzenia rosyjskiego.

Dodatkowo niższy wolumen sprzedaży energii elektrycznej o (4)% (r/r) w segmencie Energy wynikał z ograniczenia transakcji na Towarowej Giełdzie Energii w związku ze zmianą struktury rynku i rosnącej roli prosumentów.

Koszty operacyjne zmniejszyły się o 31 381 mln PLN (r/r) do poziomu (241 817) mln PLN. Koszty zużycia materiałów i energii spadły o 31% (r/r) w efekcie obniżonych notowań ropy naftowej. Koszty gazu ziemnego nieznacznie wzrosły o 2% (r/r) w rezultacie wyższych notowań rynkowych. Znaczący wpływ na spadek kosztów operacyjnych miał również brak ujemnego wpływu składki na Fundusz Wypłaty Różnicy Ceny z 2024 roku w kwocie 15 417 mln PLN (r/r).

W konsekwencji wynik z działalności operacyjnej powiększony o amortyzację („EBITDA”) za 2025 rok wzrósł o 479 mln PLN (r/r) i osiągnął poziom 24 200 mln PLN. Po eliminacji odpisów netto aktualizujących wartość majątku trwałego zysk EBITDA wyniósł 40 477 mln PLN i był wyższy o 3 241 mln PLN (r/r).

Wynik na pozostałej działalności operacyjnej wyniósł (15 840) mln PLN i był niższy o (4 307) mln PLN (r/r). Wpływ na tę zmianę miały głównie wyższe odpisy aktualizujące aktywa trwałe (r/r) o (2 762) mln PLN oraz ujemny wpływ (r/r) efektu rozliczenia i wyceny pochodnych instrumentów finansowych dotyczących ekspozycji operacyjnej w łącznej kwocie (1 938) mln PLN.

Po uwzględnieniu obciążeń podatkowych w kwocie (6 365) mln PLN wynik netto Grupy ORLEN osiągnął wartość 2 648 mln PLN i był niższy (99) mln PLN (r/r).

Wygenerowane w 2025 roku dodatnie przepływy pieniężne z działalności operacyjnej w wysokości 47 220 mln PLN oraz dodatkowe środki pieniężne uzyskane w wyniku emisji obligacji w wysokości 9 508 mln PLN Grupa przeznaczyła w części na sfinansowanie ponoszonych w okresie wydatków inwestycyjnych realizowanych zgodnie z założonym w strategii planem w wysokości (26 684) mln PLN, jak również spłatę netto kredytów konsorcjalnych oraz kredytów w rachunkach bieżących i pożyczek w wysokości (1 197) mln PLN. W konsekwencji na koniec grudnia 2025 roku stan środków pieniężnych wyniósł 26 445 mln PLN i nastąpiło zmniejszenie długu netto Grupy do pozycji gotówkowej netto w wysokości (1 411) mln PLN.

Sprawozdanie z sytuacji finansowej

Aktywa razem Grupy ORLEN na 31 grudnia 2025 roku wyniosły 265 048 mln PLN i były wyższe o 9 653 mln PLN w porównaniu ze stanem z 31 grudnia 2024 roku.

Na 31 grudnia 2025 roku wartość aktywów trwałych wyniosła 184 707 mln PLN i zmniejszyła się o (2 145) mln PLN w porównaniu z końcem poprzedniego roku. Kluczowe zmiany dotyczyły następujących pozycji:

- rzeczowych aktywów trwałych i wartości niematerialnych, których wartość spadła o (1 745) mln PLN w porównaniu z rokiem 2024 i wyniosła 146 906 mln PLN.

(w mln PLN)

- Wpływ na zmianę miała głównie kontynuacja realizacji projektów inwestycyjnych, skoncentrowanych na strategicznych obszarach wzrostu i modernizacji aktywów trwałych. Poniesione nakłady inwestycyjne obejmowały szeroki zakres działań realizowanych w poszczególnych segmentach operacyjnych, w tym w szczególności:
 - Upstream&Supply: w ramach którego realizowano projekty poszukiwawcze i wydobywcze w Norwegii (Yggdrasil, Tommeliten i Fenris), projekty wydobywcze w Kanadzie oraz rozwój wydobycia krajowego;
 - Downstream: w ramach którego prowadzono prace dotyczące budowy: Hydrokrakingu na Litwie, Tłoczni Oleju Rzepakowego w Kętrzynie, Hydrokrakingowego Bloku Olejowego (HBO) w Gdańsku, Bioetanolu 2 generacji w Jedliczach, morskiego terminala przeładunkowego na Martwej Wiśle w Gdańsku oraz nowej instalacji do produkcji monomerów realizowanej w ramach projektu Nowa Chemia;
 - Energy: w którym zainwestowano w rozbudowę i modernizację sieci energetycznej i gazowej, prowadzono budowę farm fotowoltaicznych w Polsce i na Litwie oraz budowę bloków gazowo-parowych (CCGT) w Ostrołęce i Grudziądzu;
 - Consumers & Products: gdzie kluczowe inwestycje dotyczyły modernizacji i rebrandingu i sieci stacji paliw, wraz z rozwojem segmentu sprzedaży pozapaliwowej i sieci paliw alternatywnych.Łącznie w 2025 roku nakłady inwestycyjne Grupy ORLEN osiągnęły wartość 31 853 mln PLN. Wpływ poniesionych nakładów inwestycyjnych na saldo aktywów trwałych został skompensowany przez rozpoznaną w okresie amortyzację w kwocie (14 243) mln PLN, utworzone netto odpisy aktualizujące wartość aktywów trwałych w wysokości (16 277) mln PLN głównie w segmentach Downstream i Upstream & Supply oraz wpływ netto umorzonych i otrzymanych praw majątkowych w łącznej wysokości (3 345) mln PLN.
- zapasy obowiązkowe, których wartość spadła o (1 853) mln PLN i wyniosła 9 180 mln PLN, głównie z powodu spadku średniej ceny oraz ilości zapasu obowiązkowego wynikającego z obniżenia stanów wymaganych.

Na 31 grudnia 2025 roku wartość aktywów obrotowych wyniosła 80 341 mln PLN i zwiększyła się o 11 798 mln PLN w porównaniu z końcem poprzedniego roku. Kluczowe zmiany dotyczyły następujących pozycji:

- środków pieniężnych, których wartość wzrosła o 15 403 mln PLN, głównie w wyniku wygenerowanych dodatnich przepływów pieniężnych z działalności operacyjnej, uzyskanych środków z emisji obligacji pomniejszonych o wydatki ponoszone na cele inwestycyjne oraz spłatę kredytów i pożyczek,
- należności handlowych, których wartość spadła o (2 351) mln PLN, co wynikało przede wszystkim ze zmniejszenia należności z tytułu umów z klientami o (3 164) mln PLN głównie w związku ze spadkiem cen gazu przy zwiększeniu wartości należności możliwych do odsprzedaży do faktora o 1 331 mln PLN z tytułu niższego wykorzystania limitów faktoringu pełnego w bieżącym okresie,
- zapasów, których wartość spadła o (2 613) mln PLN, co było głównie efektem znacznego spadku średniej ceny zapasu (ropy i gazu) przy porównywalnym poziomie ilości zapasu.
- instrumentów pochodnych, których wartość wzrosła o 1 370 mln PLN, głównie w związku ze zmianą wartości godziwej zawartych transakcji swapa towarowego oraz forwardów towarowych na gaz ziemny w ORLEN.

Kapitał własny na 31 grudnia 2025 roku wyniósł 144 543 mln PLN i był niższy o (2 207) mln PLN w porównaniu ze stanem z końca 2024 roku głównie z tytułu ujęcia zysku netto za 12 miesięcy 2025 roku w kwocie 2 648 mln PLN pomniejszonego o wypłaconą dywidendę dla akcjonariuszy ORLEN z zysków lat ubiegłych w wysokości (6 966) mln PLN.

Na 31 grudnia 2025 roku wartość zobowiązań wyniosła 120 505 PLN i była wyższa o 11 860 mln PLN.

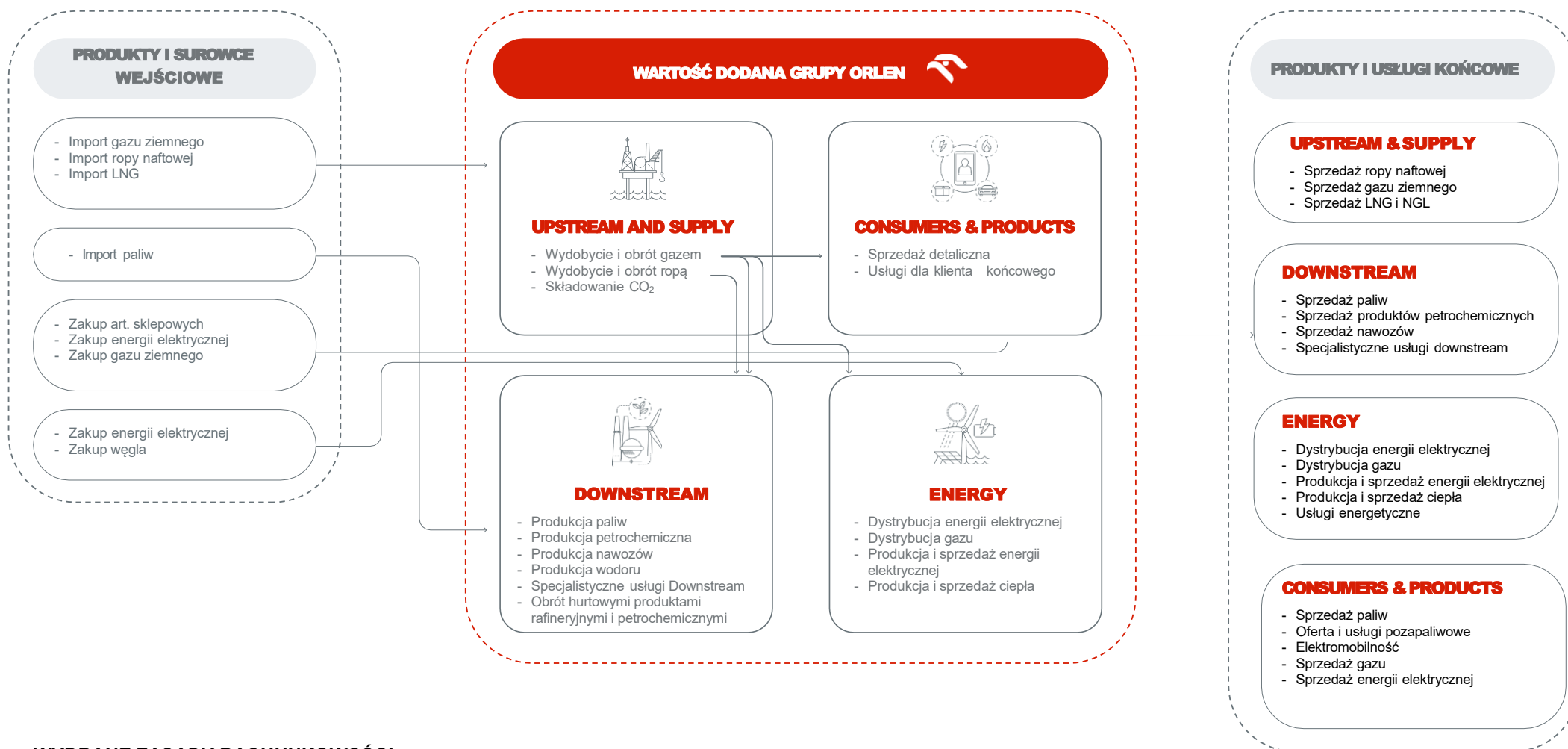
Kluczowe zmiany dotyczyły następujących pozycji:

- kredytów, pożyczek i obligacji, których wartość wzrosła o 7 018 mln PLN, głównie z tytułu emisji obligacji (szczegółowe informacje nota [12.9](#));
- rezerw, których wartość wzrosła o 3 801 mln PLN i wyniosła 24 178 mln PLN, głównie z tytułu zwiększenia rezerw netto na szacowane emisje CO₂ oraz certyfikaty energetyczne w kwocie 2 070 mln PLN, na którą składały się głównie wartość utworzenia rezerw w wysokości 9 362 mln PLN w oparciu o metodę średnioważonej ceny posiadanych uprawnień i certyfikatów oraz wartość wykorzystania rezerw w związku z umorzeniem części praw majątkowych za 2024 rok w kwocie (7 106) mln PLN. Dodatkowo wystąpił wzrost na rezerwie na koszty likwidacji i środowiskowej o 749 mln PLN, głównie z tytułu nowych odwiertów oraz wzrost pozostałych rezerw o 739 mln PLN, głównie z tytułu utworzenia rezerwy w Grupie ENERGA z tytułu potencjalnego obowiązku przekazania na rachunek Funduszu Wypłaty Różnicy Ceny kwoty 551 mln PLN.
- zobowiązań z tytułu leasingów, których wartość wzrosła o 1 216 mln PLN głównie w wyniku zawarcia nowych lub zmiany istniejących umów leasingowych w porównaniu z końcem 2024 roku.



DANE SEGMENTOWE

9. SEGMENTY DZIAŁALNOŚCI



WYBRANE ZASADY RACHUNKOWOŚCI

System organizacji oraz zarządzania Grupą ustalony jest w oparciu o wydzielone segmenty operacyjne. Podział na segmenty operacyjne dokonywany jest na bazie czynników uwzględniających m.in. rodzaj oferowanych produktów i usług, charakterystykę procesu produkcji, rodzaj klientów oraz inne podobieństwa ekonomiczne. Grupa nie dokonuje łączenia segmentów operacyjnych na cele sprawozdawcze, w związku z czym każdy z segmentów operacyjnych jest wykazywany osobno.

Oceny wyników finansowych segmentów operacyjnych i decyzje o przydziale zasobów dokonywane są głównie na bazie EBITDA. Wskaźnik EBITDA jest jedną z miar efektywności prowadzonej działalności, która nie jest zdefiniowana w MSSF. Grupa ORLEN definiuje wskaźnik EBITDA jako zysk/(strata) netto za dany okres sprawozdawczy przed uwzględnieniem wpływu podatku dochodowego, efektów działalności finansowej oraz kosztów amortyzacji.

Przychody z transakcji z podmiotami zewnętrznymi i transakcje między segmentami realizowane są na warunkach rynkowych.



10. PRZYCHODY, KOSZTY, WYNIKI FINANSOWE, ZWIĘKSZENIA AKTYWÓW TRWAŁYCH, AKTYWA SEGMENTÓW

2025

	NOTA	Upstream & Supply	Downstream	Energy	Consumers & Products	Corporate Functions	Wyłączenia	Razem
Sprzedaż zewnętrzna	11.1	53 802	96 639	27 786	89 210	390	-	267 827
Sprzedaż między segmentami		90 626	28 368	19 606	2 783	1 070	(142 453)	-
Przychody ze sprzedaży		144 428	125 007	47 392	91 993	1 460	(142 453)	267 827
Koszty operacyjne ogółem		(133 686)	(119 766)	(39 374)	(87 427)	(4 016)	142 452	(241 817)
Pozostałe przychody operacyjne	11.4.1	3 774	2 715	683	584	70	(34)	7 792
Pozostałe koszty operacyjne	11.4.2	(5 825)	(14 279)	(1 927)	(1 333)	(300)	32	(23 632)
odpisy aktualizujące wartość rzeczowych aktywów trwałych, wartości niematerialnych i pozostałych składników majątku, netto	11.4, 12.6	(2 087)	(12 319)	(1 337)	(522)	(12)	-	(16 277)
(Strata)/odwrócenie straty z tytułu utraty wartości należności handlowych oraz pozostałych	11.6	(54)	21	65	(213)	(32)	-	(213)
Zysk/(Strata) z działalności operacyjnej (A)		8 637	(6 302)	6 839	3 604	(2 818)	(3)	9 957
Udział w wyniku finansowym jednostek wycenianych metodą praw własności								525
Przychody i koszty finansowe netto	11.5							(1 469)
Zysk przed opodatkowaniem								9 013
Podatek dochodowy								(6 365)
Zysk netto								2 648
Amortyzacja (B)	11.3.1	5 283	2 814	4 391	1 300	463	(8)	14 243
EBITDA (A+B)		13 920	(3 488)	11 230	4 904	(2 355)	(11)	24 200
LIFO		(268)	(785)	-	-	-	-	(1 053)
EBITDA LIFO		14 188	(2 703)	11 230	4 904	(2 355)	(11)	25 253
EBITDA LIFO (po eliminacji odpisów aktualizujących)		16 275	9 616	12 567	5 426	(2 343)	(11)	41 530
Aktywa segmentów		235 939	52 762	87 447	24 438	43 691	(179 229)	265 048
wartość firmy	12.4	875	113	2 506	318	-	-	3 812
Zwiększenia aktywów trwałych (CAPEX)	12.1,12.2,12.3,15.2.1	8 654	9 643	10 688	1 820	1 090	(42)	31 853
Zwiększenia aktywów trwałych z tyt. nabycia przedsięwzięcia	12.1,12.2,12.3,15.2.1	159	680	353	-	-	-	1 192



2024

	NOTA	Upstream & Supply (dane przekształcone)	Downstream (dane przekształcone)	Energy (dane przekształcone)	Consumers & Products (dane przekształcone)	Corporate Functions (dane przekształcone)	Wyłączenia (dane przekształcone)	Razem (dane przekształcone)
Sprzedaż zewnętrzna	11.1	59 179	108 974	26 962	99 339	432	-	294 886
Sprzedaż między segmentami		110 083	32 714	22 252	2 950	1 013	(169 012)	-
Przychody ze sprzedaży		169 262	141 688	49 214	102 289	1 445	(169 012)	294 886
Koszty operacyjne ogółem		(158 752)	(137 482)	(42 057)	(100 184)	(3 763)	169 040	(273 198)
Pozostałe przychody operacyjne	11.4.1	5 369	4 653	54	259	201	(2)	10 534
Pozostałe koszty operacyjne	11.4.2	(3 428)	(17 009)	(811)	(516)	(305)	2	(22 067)
odpisy aktualizujące wartość rzeczowych aktywów trwałych, wartości niematerialnych i pozostałych składników majątku, netto	11.4, 12.6	(157)	(12 566)	(543)	(203)	(46)	-	(13 515)
(Strata)/odwrocenie straty z tytułu utraty wartości należności handlowych oraz pozostałych	11.6	(105)	(53)	(40)	(237)	(13)	-	(448)
Zysk/(Strata) z działalności operacyjnej (A)		12 346	(8 203)	6 360	1 611	(2 435)	28	9 707
Udział w wyniku finansowym jednostek wycenianych metodą praw własności								(140)
Przychody i koszty finansowe netto	11.5							(264)
Zysk przed opodatkowaniem								9 303
Podatek dochodowy								(6 556)
Zysk netto								2 747
Amortyzacja (B)	11.3.1	5 755	2 633	3 993	1 266	377	(10)	14 014
EBITDA (A+B)		18 101	(5 570)	10 353	2 877	(2 058)	18	23 721
LIFO		(235)	(36)	-	-	-	-	(271)
EBITDA LIFO		18 336	(5 534)	10 353	2 877	(2 058)	18	23 992
EBITDA LIFO (po eliminacji odpisów aktualizujących)		18 493	7 032	10 896	3 080	(2 012)	18	37 507
Aktywa segmentów		203 494	58 961	82 326	26 606	27 812	(143 804)	255 395
wartość firmy	12.4	1 071	110	2 422	769	-	-	4 372
Zwiększenia aktywów trwałych (CAPEX)	12.1, 12.2, 12.3, 15.2.1	7 646	12 271	9 575	2 195	727	(50)	32 364
Zwiększenia aktywów trwałych z tyt. nabycia przedsięwzięcia	12.1, 12.2, 12.3, 15.2.1	1 231	-	2 221	611	-	-	4 063

Koszty operacyjne ogółem obejmują głównie koszt własny sprzedaży. Koszty sprzedaży i zarządu stanowią poniżej 10%.

LIFO – odzwierciedla różnicę pomiędzy zyskiem/(stratą) z działalności operacyjnej według metody średnioważonego kosztu wytworzenia lub ceny nabycia (wykazywanym w skonsolidowanym sprawozdaniu finansowym), a zyskiem/(stratą) z działalności operacyjnej ustalonym przy wycenie zapasów według metody LIFO (Last In, First Out – ostatnie weszło, pierwsze wyszło). LIFO jest metodą wyceny rozchodu zapasów, przy zastosowaniu której w pierwszej kolejności odnosi się w koszty wartość tych zapasów, które były przyjęte do magazynu jako ostatnie. Wyniki operacyjne według metody LIFO mają zastosowanie głównie do spółek produkcyjnych, w tym ORLEN S.A., Grupie ORLEN Unipetrol, Grupie ORLEN Lietuva, Grupie ORLEN Południe i w Grupie ORLEN OIL.

Zgodnie z zapisami MSSF wycena zapasów według LIFO nie jest dopuszczana do stosowania i w efekcie nie jest stosowana w obowiązującej polityce rachunkowości i tym samym w sprawozdaniach finansowych Grupy ORLEN.

EBITDA LIFO – zysk/(strata) z działalności operacyjnej według wyceny zapasów metodą LIFO powiększony o amortyzację.

EBITDA LIFO (po eliminacji odpisów aktualizujących) - zysk/(strata) z działalności operacyjnej według wyceny zapasów metodą LIFO powiększony o amortyzację, skorygowany o wartość rozwiązania/utworzenia odpisów aktualizujących wartość rzeczowych aktywów trwałych, wartości niematerialnych i pozostałych składników majątku.

Zwiększenia aktywów trwałych (CAPEX) obejmują zwiększenie rzeczowych aktywów trwałych, wartości niematerialnych, nieruchomości inwestycyjnych oraz aktywów z tytułu praw do użytkowania wraz z kapitalizacją kosztów finansowania zewnętrznego oraz zmniejszenie z tytułu otrzymanych/należnych kar za nienależyte wykonanie kontraktu. Pozycja ta nie obejmuje zakupionego oraz otrzymanego nieodpłatnie prawa do emisji CO₂.

Zwiększenia aktywów trwałych z tyt. nabycia przedsięwzięcia: obejmują zwiększenie rzeczowych aktywów trwałych, wartości niematerialnych, nieruchomości inwestycyjnych oraz aktywów z tytułu praw do użytkowania wynikające z połączeń jednostek gospodarczych oraz nabycia grup aktywów.

Aktywa segmentów - obejmują wszystkie aktywa z wyjątkiem aktywów finansowych, aktywów podatkowych, środków pieniężnych oraz pozycji nieistotnych. Aktywa użytkowane wspólnie przez segmenty operacyjne przydziela się na podstawie klucza opartego o udział w przychodach.



(w mln PLN)

Szczegóły w zakresie aktywów trwałych dla każdego regionu geograficznego, w którym działa Grupa, przedstawiają się następująco:

	2025	2024 (dane przekształcone)
Polska	135 559	132 264
Norwegia	17 577	15 812
Czechy	4 825	11 341
Niemcy	4 853	4 227
Kanada	2 114	2 073
Austria	483	815
Pakistan	602	629
Litwa, Łotwa, Estonia	297	347
Zjednoczone Emiraty Arabskie	-	92
	166 310	167 600

Aktywa trwałe w podziale na obszary geograficzne na 31 grudnia 2025 roku i 31 grudnia 2024 roku obejmują rzeczowe aktywa trwałe ([nota 12.1](#)), wartości niematerialne ([nota 12.3](#)), wartość firmy ([nota 12.4](#)), nieruchomości inwestycyjne ([nota 12.2](#)) oraz aktywa z tytułu praw do użytkowania ([nota 15.2.1](#))

Informacja w zakresie sprzedaży dla każdego regionu geograficznego została zawarta w nocie [11.2](#) (Podział geograficzny przychodów ze sprzedaży - zaprezentowany według kraju siedziby zlecniodawcy).



NOTY OBJAŚNIAJĄCE DO SKONSOLIDOWANEGO SPRAWOZDANIA FINANSOWEGO

11. NOTY OBJAŚNIAJĄCE DO SPRAWOZDANIA Z ZYSKÓW LUB STRAT I INNYCH CAŁKOWITYCH DOCHODÓW

11.1 Przychody ze sprzedaży

WYBRANE ZASADY RACHUNKOWOŚCI

Przychody ze sprzedaży dóbr i usług ujemne się w momencie spełnienia (lub w trakcie spełniania) zobowiązania do wykonania świadczenia poprzez przekazanie przyrzeczonego dobra lub usługi (tj. składnika aktywów) klientowi, w kwocie odzwierciedlającej wynagrodzenie, do którego – zgodnie z oczekiwaniem Grupy – będzie ona uprawniona w zamian za te dobra lub usługi. W przypadku umów, gdzie wynagrodzenie obejmuje kwotę zmienną Grupa stosuje tę samą zasadę tzn. Grupa ujemne przychody w kwocie oczekiwanego wynagrodzenia, w stosunku do których istnieje wysokie prawdopodobieństwo, że nie ulegną one odwróceniu w przyszłości. Grupa uznaje, że przekazanie składnika aktywów następuje w momencie, gdy klient uzyskuje kontrolę nad tym składnikiem aktywów. Następujące okoliczności świadczą o przeniesieniu kontroli zgodnie z MSSF 15: bieżące prawo sprzedającego do zapłaty za składnik aktywów, posiadanie przez klienta tytułu prawnego do aktywa, fizyczne posiadanie składnika aktywów, transfer ryzyk i korzyści oraz przyjęcie składnika aktywów przez klienta. Przychody obejmują kwoty otrzymane i należne z tytułu dostarczonych dóbr i usług, pomniejszone o rabaty, kary, premie oraz podatek od towarów i usług (VAT), podatek akcyzowy i opłatę paliwową. Przychody ze sprzedaży dóbr i usług są korygowane o zyski lub straty z tytułu rozliczenia instrumentów zabezpieczających przepływy pieniężne stanowiące efektywną część zabezpieczenia uprzednio skumulowaną w rezerwie z tytułu zabezpieczenia przepływów pieniężnych w kapitałach własnych i prezentowane w informacji dodatkowej w ramach asortymentu odpowiadającemu charakterowi zabezpieczanej pozycji w danym okresie sprawozdawczym.

W przypadku sprzedaży przekazywanej w miarę upływu czasu przychody ujemne się na podstawie stopnia całkowitego spełnienia zobowiązania do wykonania świadczenia tj. przeniesienia kontroli nad dobrami lub usługami przyrzeczonymi klientowi. Grupa stosuje do pomiaru stopnia spełnienia zobowiązania do wykonania świadczenia zarówno metodę opartą na wynikach jak i metodę opartą na nakładach. W przypadku ujmowania przychodów metodą opartą na nakładach, Grupa nie uwzględnia wpływu tych nakładów, które nie odzwierciedlają świadczenia wykonanego przez Grupę polegającego na przeniesieniu kontroli nad dobrami lub usługami na klienta. Stosując metodę opartą na wynikach, Grupa korzysta w większości z praktycznego rozwiązania, zgodnie z którym ujemne przychody, które ma prawo zafakturować, w kwocie odpowiadającej bezpośrednio wartości, która przysługuje Grupie za przekazane dotychczas klientowi dobra i usługi.

W przypadku występowania istotnego elementu finansowania w umowach w klientami Grupa przedstawia skutki finansowania (przychody lub koszty z tytułu odsetek) oddzielnie od przychodów z tytułu umów z klientami, w ramach pozostałej działalności operacyjnej.

PROFESJONALNY OSĄD

Grupa w oparciu o dokonane analizy klauzul umownych w kontraktach sprzedażowych zidentyfikowała model agencyjny głównie w obszarze sprzedaży i dystrybucji energii i przesyłu gazu w przypadku zakupu tych usług od dostawców spoza Grupy.

Zobowiązanie z tytułu posiadanego przez Grupę programu lojalnościowego VITAY, powstaje w momencie sprzedaży dóbr i usług na stacjach własnych i franczyzowych dla każdej pojedynczej transakcji sprzedaży oraz w przypadku naliczenia punktów za wykonanie innego typu działania premiowanego punktami VITAY (np. zakupu przez klientów Grupy w e-sklepach partnerów). Do ujęcia zobowiązania przyjęty jest współczynnik uwzględniający prawdopodobieństwo jego realizacji, w oparciu o empiryczne dane oraz trend zmian rocznych wykorzystanych punktów w stosunku do wydanych klientom wynoszący w 2025 roku 85% i w 2024 roku 68,5%.

Grupa dokonała oceny, że świadczone usługi marketingowe w segmencie Consumers and Products na rzecz dostawców są nierozzerwalnie związane z zakupem tych towarów, stąd przychody z tytułu usług marketingowych pomniejszają koszty związane z ich zakupem i wydaniem do sprzedaży.



(w mln PLN)

Struktura przychodów ze sprzedaży w podziale na asortymenty i kategorie

ROK 2025	UPSTREAM & SUPPLY	DOWNSTREAM	ENERGY	CONSUMERS & PRODUCTS	CORPORATE FUNCTIONS	Razem
Przychody z tytułu umów z klientami MSSF 15						
Sprzedaż ropy naftowej	2 061	-	-	-	-	2 061
Sprzedaż gazu, w tym:	49 026	-	-	22 620	-	71 646
<i>Sprzedaż gazu ziemnego</i>	46 988	-	-	22 458	-	69 446
CNG****	-	-	-	125	-	125
LNG****	1 738	-	-	37	-	1 775
NGL ***	300	-	-	-	-	300
Sprzedaż lekkie destylaty, w tym:	76	17 103	-	21 021	-	38 200
Benzyna	-	15 889	-	19 342	-	35 231
LPG *****	76	1 214	-	1 679	-	2 969
Sprzedaż średnie destylaty, w tym:	-	52 760	-	26 868	-	79 628
<i>Olej napędowy</i>	-	45 972	-	26 348	-	72 320
<i>Lekki olej opałowy</i>	-	723	-	508	-	1 231
<i>Jet A-1</i>	-	6 065	-	12	-	6 077
Sprzedaż frakcje ciężkie	-	8 205	-	-	-	8 205
Sprzedaż energia elektryczna	440	4	5 039	9 164	-	14 647
Sprzedaż produktów petrochemicznych, w tym:	-	9 481	-	-	-	9 481
Monomery	-	2 726	-	-	-	2 726
Polimery	-	2 660	-	-	-	2 660
Aromaty	-	924	-	-	-	924
Nawozy sztuczne	-	1 285	-	-	-	1 285
Tworzywa sztuczne	-	743	-	-	-	743
PTA	-	1 143	-	-	-	1 143
Usługi dystrybucji, w tym:	-	-	15 281	-	-	15 281
gazu	-	-	8 245	-	-	8 245
przesyłu ciepła	-	-	139	-	-	139
energii elektrycznej	-	-	6 897	-	-	6 897
Ciepło regulowane	-	-	4 716	-	-	4 716
Hel	257	-	-	-	-	257
Pozostałe	1 113	9 051*	2 474	8 732**	358	21 728
Przychody z tytułu umów z klientami MSSF 15	52 973	96 604	27 510	88 405	358	265 850
Rekompensaty od cen energii elektrycznej	-	-	14	591	-	605
Rekompensaty od cen paliwa gazowego	-	-	1	21	-	22
	52 973	96 604	27 525	89 017	358	266 477
Przychody wyłączone z zakresu MSSF15	829	35	261	193	32	1 350
Razem	53 802	96 639	27 786	89 210	390	267 827

Według terminu przekazania:

W określonym momencie	37 449	87 966	4 757	42 861	308	173 341
W miarę upływu czasu, w tym:	15 524	8 638	22 768	46 156	50	93 136
<i>w oparciu o zużyty czas i nakłady</i>	259	721	3	35	31	1 049
<i>w oparciu o wyniki</i>	15 265	7 917	22 765	46 121	19	92 087
	52 973	96 604	27 525	89 017	358	266 477

Według okresu obowiązywania umowy:

Krótkoterminowe	50 556	96 497	26 229	80 320	357	253 959
Długoterminowe	2 417	107	1 296	8 697	1	12 518
	52 973	96 604	27 525	89 017	358	266 477

Według kryterium rodzaju umowy:

Oparte na stałej cenie	52 811	90 393	27 044	78 219	342	248 809
Oparte na zmiennej cenie	162	6 211	481	10 798	16	17 668
	52 973	96 604	27 525	89 017	358	266 477



(w mln PLN)

ROK 2024	UPSTREAM & SUPPLY (dane przekształcone)	DOWNSTREAM (dane przekształcone)	ENERGY (dane przekształcone)	CONSUMERS & PRODUCTS (dane przekształcone)	CORPORATE FUNCTIONS (dane przekształcone)	Razem (dane przekształcone)
Przychody z tytułu umów z klientami MSSF 15						
Sprzedaż ropy naftowej	3 861	-	-	-	-	3 861
Sprzedaż gazu, w tym:	48 468	-	-	25 802	-	74 270
Sprzedaż gazu ziemnego	47 549	-	-	25 589	-	73 138
CNG*****	-	-	-	124	-	124
LNG****	510	-	-	89	-	599
NGL***	409	-	-	-	-	409
Sprzedaż lekkie destylaty, w tym:	75	18 994	-	22 939	-	42 008
Benzyna	-	17 862	-	21 159	-	39 021
LPG ****	75	1 132	-	1 780	-	2 987
Sprzedaż średnie destylaty, w tym:	-	58 120	-	30 651	-	88 771
Olej napędowy	-	51 160	-	30 128	-	81 288
Lekki olej opałowy	-	848	-	507	-	1 355
Jet A-1	-	6 112	-	16	-	6 128
Sprzedaż frakcje ciężkie	-	10 179	-	-	-	10 179
Sprzedaż energia elektryczna	475	5	6 567	10 524	-	17 571
Sprzedaż produktów petrochemicznych, w tym:	-	12 306	-	-	-	12 306
Monomery	-	3 237	-	-	-	3 237
Polimery	-	3 470	-	-	-	3 470
Aromaty	-	1 457	-	-	-	1 457
Nawozy sztuczne	-	1 350	-	-	-	1 350
Tworzywa sztuczne	-	972	-	-	-	972
PTA	-	1 820	-	-	-	1 820
Usługi dystrybucji, w tym:	-	-	12 328	-	-	12 328
gazu	-	-	5 920	-	-	5 920
przesyłu ciepła	-	-	123	-	-	123
energii elektrycznej	-	-	6 285	-	-	6 285
Ciepło regulowane	-	-	4 658	-	-	4 658
Hel	318	-	-	-	-	318
Pozostałe	2 729	9 340*	2 451	3 540**	400	18 460
Przychody z tytułu umów z klientami MSSF 15	55 926	108 944	26 004	93 456	400	284 730
Rekompensaty od cen energii elektrycznej	-	-	421	1 451	-	1 872
Rekompensaty od cen paliwa gazowego	-	-	455	3 582	-	4 037
	55 926	108 944	26 880	98 489	400	290 639
Przychody wyłączone z zakresu MSSF15	3 253	30	82	850	32	4 247
Razem	59 179	108 974	26 962	99 339	432	294 886

Według terminu przekazania:

W określonym momencie *****	37 805	77 232	6 662	47 111	388	169 198
W miarę upływu czasu, w tym:	18 121	31 712	20 218	51 378	12	121 441
w oparciu o zużyty czas i nakłady	376	903	182	50	12	1 523
w oparciu o wyniki *****	17 745	30 809	20 036	51 328	-	119 918
	55 926	108 944	26 880	98 489	400	290 639

Według okresu obowiązywania umowy:

Krótkoterminowe	51 219	108 851	25 352	90 762	400	276 584
Długoterminowe	4 707	93	1 528	7 727	-	14 055
	55 926	108 944	26 880	98 489	400	290 639

Według kryterium rodzaju umowy:

Oparte na stałej cenie	55 626	101 850	26 339	88 551	382	272 748
Oparte na zmiennej cenie	300	7 094	541	9 938	18	17 891
	55 926	108 944	26 880	98 489	400	290 639

* Pozostałe obejmują głównie: solankę, sól wypadową, aceton, fenol, gazy techniczne oraz siarkę, amoniak, smary, izomeryzaty, parafiny, glikole, tlenek etylenu, benzynę do pirolizy, ekstrakty, gacze. Dodatkowo obejmują przychody ze sprzedaży usług i materiałów.

** Pozostałe obejmuje głównie towary pozapaliwowe

*** NGL (Natural Gas Liquids): gaz składający się z cięższych niż metan molekuł: etanu, propanu, butanu, izobutanu

**** LNG (Liquefied Natural Gas): gaz skroplony

***** CNG (Compressed Natural Gas): sprężony gaz ziemny

***** LPG (Liquefied Petroleum Gas): gaz płynny

***** W porównaniu do sprawozdania finansowego za 2024 rok zmieniono prezentację przychodów z tytułu sprzedaży gazu realizowanej na giełdach towarowych, które są kwalifikowane jako przychody realizowane w określonym momencie

W 2025 roku oraz 2024 roku Grupa nie zidentyfikowała wiodących klientów, z którymi zrealizowałaby indywidualnie przychody ze sprzedaży przekraczające poziom 10% łącznych przychodów ze sprzedaży Grupy ORLEN.

W 2025 roku ponad 10% łącznych przychodów ze sprzedaży Grupy zostało zrealizowane w ramach transakcji zawieranych na Towarowej Giełdzie Energii S.A. i rozliczanych przez Izbę Rozliczeniową Giełd Towarowych S.A. (IRGiT).



(w mln PLN)

11.2 Podział geograficzny przychodów ze sprzedaży - zaprezentowany według kraju siedziby zlecniodawcy

	2025	2024 (dane przekształcone)	Udział % 2025	Udział % 2024 (dane przekształcone)
Przychody z tytułu umów z klientami				
Polska	171 632	192 239	64,1%	65,2%
Niemcy	24 014	20 580	9,0%	7,0%
Czechy	17 118	19 561	6,4%	6,6%
Litwa, Łotwa, Estonia	12 214	12 709	4,6%	4,3%
Austria	4 246	5 239	1,6%	1,8%
Pozostałe kraje, w tym:	37 253	40 311	13,8%	13,6%
Holandia	7 682	9 373	2,9%	3,2%
Ukraina	5 523	4 405	2,1%	1,5%
Szwajcaria	3 978	5 332	1,5%	1,8%
Wielka Brytania	3 783	6 449	1,4%	2,2%
Węgry	2 779	2 589	1,0%	0,9%
Słowacja	1 815	2 042	0,7%	0,7%
Irlandia	1 030	966	0,4%	0,3%
	266 477	290 639	99,5%	98,5%
wylączone z zakresu MSSF15	1 350	4 247	0,5%	1,5%
	267 827	294 886	100,0%	100,0%

Zobowiązania do wykonania świadczenia

Grupa w ramach zawieranych kontraktów, zobowiązuje się do dostarczenia na rzecz klientów głównie produktów oraz towarów rafineryjnych, petrochemicznych, energii elektrycznej i ciepłej, ropy naftowej, gazu ziemnego, usług dystrybucji energii i przesyłu gazu, usług geofizyczno – geologicznych, usług przyłączeniowych. W ramach tych umów Grupa działa jako zlecniodawca.

Ceny transakcyjne w występujących umowach z klientami nie podlegają ograniczeniom, za wyjątkiem cen dla klientów objętych obowiązkiem zatwierdzania taryfy przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki, głównie w segmentach Energy oraz Consumers & Products, dotyczących przede wszystkim sprzedaży oraz świadczenia usług dystrybucji energii elektrycznej i ciepła oraz sprzedaży i świadczenia usług dystrybucji paliwa gazowego. Nie występują umowy przewidujące istotne zwroty wynagrodzenia i inne podobne zobowiązania.

Udzielone w ramach umów gwarancje są gwarancjami stanowiącymi zapewnienie klienta, że dany produkt jest zgodny z ustaloną specyfikacją. Nie polegają one na świadczeniu oddzielnej usługi.

W Grupie występuje głównie sprzedaż z odroczonym terminem płatności. W umowach z klientami w większości stosowane są terminy płatności nieprzekraczające 30 dni, z wyłączeniem segmentu Downstream, w zakresie produktów petrochemicznych, oraz segmentu Upstream & Supply gdzie terminy płatności, co do zasady, nie przekraczają 60 dni. W uzasadnionych przypadkach dla znaczących klientów Grupa akceptuje dłuższe terminy płatności. Dodatkowo w segmencie Consumers & Products na stacjach paliw ma miejsce sprzedaż gotówkowa. Płatność zazwyczaj jest wymagalna po dostarczeniu dobra lub po zakończeniu usługi.

Ujmowanie przychodów za dostarczoną w okresie energię, ciepło i paliwo gazowe, jak również dystrybucję energii, przesyłanie i dystrybucję ciepła oraz dystrybucję i przesył paliwa gazowego następuje w cyklach dekadowych lub okresach jedno- i dwumiesięcznych w oparciu o zafakturowane wolumeny i cenę oraz doszacowania. Doszacowania przychodów za energię ustalane są na podstawie raportów pochodzących z systemów bilingowych, jak również prognoz zapotrzebowania klientów na energię i cen na szacowane dni zużycia energii oraz w wyniku dokonywanych uzgodnień bilansu energii elektrycznej. Wartość gazu dostarczonego do odbiorców indywidualnych, a niezafakturowanego, szacuje się w oparciu o dotychczasową charakterystykę odbioru w porównywalnych okresach sprawozdawczych. Wartość szacowanej sprzedaży gazu określana jest jako iloczyn ilości przypisanych do poszczególnych grup taryfowych oraz stawek określonych w obowiązującej taryfie.

Otoczenie makroekonomiczne

Grupa funkcjonuje w warunkach zmiennego otoczenia makroekonomicznego. Sytuacja gospodarcza, rynek pracy oraz trendy makroekonomiczne mają istotny wpływ na poziom konsumpcji paliw, zużycia energii elektrycznej i gazu oraz produktów petrochemicznych, a w konsekwencji na wielkość i ceny ich sprzedaży. Na osiągnięte marże w segmencie Downstream, Upstream & Supply i Energy główny wpływ wywierają notowania produktów rafineryjnych i petrochemicznych, ceny ropy naftowej, gazu i energii elektrycznej oraz uprawnień do emisji CO₂. Ceny ropy i gazu są kształtowane przez takie czynniki jak zmiany popytu, wielkość wydobycia i światowe poziomy zapasów ropy oraz notowania paliw. W ostatnim czasie wśród czynników wpływających na ceny ropy naftowej i gazu ziemnego pojawiły się ponownie napięcia geopolityczne oraz napięcia rynkowe powiązane z transformacją energetyczną.

Podstawowym wskaźnikiem odzwierciedlającym sytuację gospodarczą jest wskaźnik PKB (Produkt Krajowy Brutto), który determinowany przez konsumpcję, nakłady inwestycyjne oraz eksport pozwala ocenić w jakim stadium znajduje się gospodarka. Ze zmianami wskaźnika PKB zazwyczaj skorelowane są zmiany stopy bezrobocia oraz konsumpcji paliw, zużycia energii elektrycznej i gazu. Ogólna kondycja gospodarki, mierzona między innymi poziomem PKB wpływa na bieżące, jak i przyszłe zachowania konsumentów.



Podział przychodów na kategorie uwzględniający istotne czynniki ekonomiczne mające wpływ na ich rozpoznanie

Podział przychodów według asortymentu i według regionu geograficznego przedstawiono w notach [11.1](#) i [11.2](#). Grupa analizuje podział przychodów na kategorie zaprezentowane w notce [11.1](#) w oparciu o:

- Rodzaje umów

W Grupie większość umów z klientami w zamian za przekazane dobra/usługi oparte są o stałą cenę, a tym samym już ujęte przychody nie ulegną zmianie. Grupa kwalifikuje do kategorii przychodów opartych na zmiennej cenie przychody wynikające z umów, gdzie wynagrodzenie stanowi opłatę zmienną od obrotów, klienci posiadają prawa do rabatów i premii, część przychodów związanych z naliczonymi karami oraz gdy cena sprzedaży usług ustalana jest w oparciu o poniesione koszty.

- Terminy przekazania

W przypadku dostaw dóbr, gdzie następuje przeniesienie kontroli na klienta w świadczeniach spełnianych w określonym momencie, rozliczenia z klientami i ujęcie przychodu następują po każdej dostawie.

Większość przychodów w określonym momencie generowana jest w ramach segmentu Consumers & Products w zakresie sprzedaży dóbr i usług na stacjach paliw, gdzie momentem spełnienia zobowiązania do wykonania świadczenia i rozliczenia z klientami jest moment wydania dobra, z wyłączeniem sprzedaży dóbr w Programie Flota, gdzie rozliczenia z klientami następują najczęściej w okresach dwutygodniowych.

Za świadczenia spełniane w określonym momencie Grupa uznaje również przychody ze sprzedaży gazu na giełdach oraz z tytułu przyłączenia podmiotów do sieci, w momencie zakończenia prac.

W Grupie dostawy dóbr oraz świadczenia usług, kiedy klient jednocześnie otrzymuje i czerpie z nich korzyści, a nie są wystawiane dokumenty sprzedaży, rozliczane są w miarę upływu czasu. Przychody uzyskiwane przez Grupę w miarę upływu czasu, rozpoznawane są w oparciu o metodę wynikową i dotyczą głównie sprzedaży i usług dystrybucji energii elektrycznej, ciepła oraz gazu, produktów petrochemicznych, jak również sprzedaży paliw w Programie Flota. W segmentach Downstream oraz Upstream & Supply przy sprzedaży ciągłej, gdy dobra przesyłane są przy użyciu rurociągów, prawo własności nad przekazywanym dobrem przechodzi na klienta w określonym punkcie na instalacji. Moment ten jest uznawany za datę sprzedaży.

- Okres obowiązywania

W Grupie w większości okres obowiązywania umów jest krótkoterminowy.

Na 31 grudnia 2025 roku Grupa dokonała analizy wartości ceny transakcyjnej przypisanej do niespełnionych zobowiązań do wykonania świadczenia. Niespełnione lub częściowo niespełnione zobowiązania do wykonania świadczenia na 31 grudnia 2025 roku dotyczyły głównie umów sprzedaży energii elektrycznej, gazu, mediów energetycznych do klientów biznesowych i instytucjonalnych oraz usługi dostarczania i odbioru paczek, które zakończą się w ciągu 12 miesięcy lub są zawarte na czas nieokreślony z terminem wypowiedzenia do 12 miesięcy. W związku z tym, że opisane zobowiązania stanowią część umów, które można uznać za krótkoterminowe, bądź też przychody z tytułu spełnienia zobowiązania do wykonania świadczenia z tych umów są rozpoznawane w kwocie, którą Grupa ma prawo zafakturować, Grupa zastosowała praktyczne rozwiązanie, zgodnie z którym nie ujawnia informacji o łącznej kwocie ceny transakcyjnej przypisanej do zobowiązań do wykonania świadczenia.

- Kanały sprzedaży

Grupa w większości generuje przychody ze sprzedaży bezpośredniej klientom w oparciu o własne, dzierżawione lub będące w systemie umowy franczyzy kanały sprzedaży. Grupa zarządza siecią 3 546 stacji paliw: 2 936 stacji własnych i 610 stacji prowadzonych w systemie umowy franczyzy.

Ponadto, sprzedaż bezpośrednia Grupy do klientów realizowana jest przy wykorzystaniu sieci uzupełniających się elementów infrastruktury: terminali paliw, lądowych baz przeładunkowych, sieci rurociągów, a także transportu kolejowego oraz cysternami samochodowymi. Sprzedaż i dystrybucja energii i gazu do klientów odbywa się przy wykorzystaniu w większości własnej infrastruktury dystrybucyjnej.

11.3 Koszty operacyjne

WYBRANE ZASADY RACHUNKOWOŚCI

Koszt własny sprzedaży obejmuje koszt sprzedanych dóbr i usług oraz odpisy wartości zapasów do ich cen sprzedaży netto możliwych do uzyskania. Koszty są korygowane o zyski lub straty z tytułu rozliczenia instrumentów zabezpieczających przepływy pieniężne dotyczące powyższych kosztów. Koszty pomniejszane są również o dotacje, w tym rekompensaty, dotyczące odnośnych pozycji kosztowych. W pozycji koszt gazu ujmowany jest koszt związany z zakupem gazu ze źródeł krajowych i zagranicznych wraz z uzasadnioną częścią kosztów opłat systemowych i transakcyjnych, kosztów wydobycia ze źródeł krajowych i kosztów odzotowania.

Koszty sprzedaży obejmują koszty pośrednictwa w sprzedaży, koszty handlowe, koszty reklamy i promocji oraz koszty dystrybucji jak również ponoszone przez Grupę opłaty wynikające z przepisów prawa naliczane w oparciu o wolumeny określonych dóbr wprowadzanych na rynek, takich jak Narodowy Cel Redukcyjny (NCR) i Narodowy Cel Wskaźnikowy (NCW).

Koszty ogólnego zarządu obejmują koszty związane z zarządzaniem i administrowaniem Grupą jako całością.

W odniesieniu do ropy naftowej wydobywanej na norweskim szelfie kontynentalnym, gdzie Grupa posiada współudział w poszczególnych licencjach z innymi udziałowcami, wolumen sprzedanej dla klientów ropy naftowej może się różnić od wolumenów produktu, który w danym okresie przypada na Grupę jako udziałowca w danej licencji. Jeżeli wolumen produkcji przekracza wolumen sprzedaży, w skonsolidowanym sprawozdaniu finansowym rozpoznaje się aktywo (underlift), natomiast gdy wolumen sprzedanej ropy przekracza w danym okresie sprawozdawczym wolumen produkcji przypadającej na Grupę, w skonsolidowanym sprawozdaniu finansowym rozpoznaje się zobowiązanie (overlift). Wartość aktywa (underlift) lub zobowiązania (overlift) ustalana



(w mln PLN)

jest w oparciu o wartości rynkowe na dzień bilansowy. Wynikająca z powyższego zmiana wartości nadwyżki/niedoboru produkcji węglowodorów w stosunku do sprzedanych wolumenów ujmowana jest w wyniku bieżącego okresu jako korekta kosztu własnego sprzedaży.

11.3.1 Koszty działalności operacyjnej

	2025	2024 (dane przekształcone)	Udział % 2025	Udział % 2024
Zużycie materiałów i energii	(82 965)	(108 622)	34,3%	39,7%
Koszty gazu	(55 214)	(56 419)	22,8%	20,7%
Wartość sprzedanych towarów i materiałów	(42 784)	(36 968)	17,7%	13,5%
Usługi obce	(18 220)	(17 684)	7,5%	6,5%
Świadczenia pracownicze, w tym:	(14 208)	(13 149)	5,9%	4,8%
wynagrodzenia	(10 931)	(10 221)	4,5%	3,7%
ubezpieczenia społeczne	(2 102)	(1 916)	0,9%	0,7%
Amortyzacja	(14 243)	(14 014)	5,9%	5,1%
Podatki i opłaty w tym:	(11 969)	(26 789)	4,9%	9,7%
odpis na Fundusz Wyплаты Różnicy Ceny	-	(15 417)	0,0%	5,6%
Pozostałe *	(2 214)	447	1,0%	0,0%
Koszty operacyjne	(241 817)	(273 198)	100,0%	100,0%
Koszt własny sprzedaży	(220 205)	(252 398)		
Koszty sprzedaży	(14 829)	(14 677)		
Koszty ogólnego zarządu	(6 783)	(6 123)		

* pozycja pozostałe obejmuje zmianę stanu zapasów oraz świadczenia na własne potrzeby i pozostałe

11.4 Pozostałe przychody operacyjne i koszty operacyjne

WYBRANE ZASADY RACHUNKOWOŚCI

Pozostałe przychody i koszty operacyjne

W pozostałej działalności Grupa ujmuje przychody i koszty niezwiązane z podstawową działalnością operacyjną, między innymi:

- przychody z odsetek od należności handlowych;
- utworzenie/odwrócenie odpisów aktualizujących wartość rzeczowych aktywów trwałych, wartości niematerialnych i pozostałych składników majątku;
- zyski/straty z realizacji i/lub wyceny instrumentów pochodnych niewyznaczonych dla celów rachunkowości zabezpieczeń (w zakresie ekspozycji na ryzyko związane z działalnością operacyjną i działalnością inwestycyjną, w tym również obejmujące zabezpieczenie ryzyka zmian kursów walutowych związanych z tymi ekspozycjami);
- dodatnie i ujemne różnice kursowe od należności handlowych i zobowiązań handlowych prezentowane netto (jako nadwyżka dodatnich nad ujemnymi lub odwrotnie).

11.4.1 Pozostałe przychody operacyjne

	NOTA	2025	2024 (dane przekształcone)
Zysk ze zbycia niefinansowych aktywów trwałych		133	67
Odwrócenie odpisów aktualizujących wartość rzeczowych aktywów trwałych, wartości niematerialnych i pozostałych składników majątku	10, 12.6.3	1 656	4 844
Odwrócenie rezerw		361	163
Przychody odsetkowe		232	168
Nadwyżka dodatnich różnic kursowych od należności i zobowiązań handlowych		1 023	-
Kary i odszkodowania		403	1 142
Dotacje		172	251
Wyrok arbitrażowy-odsetki od nadpłaty za gaz		527	-
Zyski z realizacji i/lub wyceny instrumentów pochodnych w tym:		2 762	3 212
niewyznaczone dla celów rachunkowości zabezpieczeń - rozliczenie i wycena		2 466	2 688
zabezpieczające przepływy pieniężne - część nieefektywna dotycząca wyceny i rozliczenia		206	326
Pozostałe		523	687
		7 792	10 534

W 2025 roku pozycja odwrócenie odpisów aktualizujących wartość rzeczowych aktywów trwałych, wartości niematerialnych, wartości firmy i pozostałych składników majątku dotyczyła głównie rozwiązania rezerwy na likwidację odwiertu oraz zwiększenia potencjału złoża Kościan-Brońsko na aktywach produkcyjnych w ORLEN w ramach segmentu Upstream & Supply.

Pozycja Wyrok arbitrażowy – odsetki od nadpłaty za gaz dotyczy rozpoznania w IV kwartale 2025 roku kwoty 527 mln PLN z tytułu pozytywnego dla ORLEN wyroku końcowego Trybunału Arbitrażowego dotyczącego roszczenia ORLEN wobec Gazprom o zapłatę odsetek od nadpłaty za gaz ziemny dostarczony w ramach Kontraktu jamalskiego w latach 2014 – 2020. Szczegółowe informacje zostały zaprezentowane w notce [15.4.1](#).



(w mln PLN)

11.4.2 Pozostałe koszty operacyjne

	NOTA	2025	2024 (dane przekształcone)
Strata ze zbycia niefinansowych aktywów trwałych		(55)	(113)
Utworzenie odpisów aktualizujących wartość rzeczowych aktywów trwałych, wartości niematerialnych, wartości firmy i pozostałych składników majątku	10, 12.6.3	(17 933)	(18 359)
Utworzenie rezerw		(1 682)	(794)
Nadwyżka ujemnych różnic kursowych od należności i zobowiązań handlowych		-	(199)
Kary, szkody i odszkodowania		(118)	(108)
(Straty) z realizacji i/lub wyceny instrumentów pochodnych w tym:		(3 251)	(1 763)
niewyznaczone dla celów rachunkowości zabezpieczeń - rozliczenie i wycena		(2 991)	(1 168)
zabezpieczające przepływy pieniężne - część		(128)	(237)
nieefektywna dotycząca wyceny i rozliczenia		(593)	(731)
Pozostałe, w tym:		(182)	(338)
nieodpłatne świadczenia		(23 632)	(22 067)

W 2025 roku pozycja utworzenie odpisów aktualizujących wartość rzeczowych aktywów trwałych, wartości niematerialnych, wartości firmy i pozostałych składników majątku dotyczyła głównie odpisów dokonanych w segmentach Downstream, Upstream & Supply oraz Energy. Dodatkowe informacje nota [12.6](#).

Pozycja utworzenie rezerw w 2025 roku dotyczyła głównie rozpoznania potencjalnego zobowiązania w wysokości (783) mln PLN wobec Gazprom wynikającego ze wstecznego rozliczenia ceny Kontraktu jamalskiego w okresie od stycznia 2018 roku do stycznia 2021 roku oraz utworzenia rezerwy w Grupie ENERGA z tytułu potencjalnego obowiązku przekazania na rachunek Funduszu Wypłaty Różnicy Ceny kwoty (551) mln PLN, wynikającej z decyzji administracyjnej Prezesa URE z dnia 6 marca 2026 roku. Szczegółowe informacje zostały zaprezentowane w nocie [15.4.1](#).

Zyski/(straty) z realizacji i/lub wyceny instrumentów pochodnych

W 2025 roku i 2024 roku pozycje netto wycen i rozliczeń pochodnych instrumentów finansowych niewyznaczonych dla celów rachunkowości zabezpieczeń prezentowanych w pozostałej działalności operacyjnej dotyczyły głównie zabezpieczenia, cen zakupu i sprzedaży gazu ziemnego oraz cen sprzedaży energii elektrycznej (futures i forward towarowy) oraz części nieefektywnej z tytułu stosowania rachunkowości zabezpieczeń dla niedopasowania czasowego na zakupach ropy naftowej. Ponadto Grupa ujęła w ramach pozostałej działalności operacyjnej efekt wyceny i rozliczenia transakcji forwardów walutowych związanych z zabezpieczeniem ryzyka walutowego dotyczącego prowadzonej działalności operacyjnej, głównie dla waluty USD.

11.5 Przychody i koszty finansowe**WYBRANE ZASADY RACHUNKOWOŚCI****Przychody i koszty finansowe**

Przychody z odsetek stanowią głównie odsetki od inwestycji w instrumenty dłużne (w tym zwłaszcza udzielone pożyczki) oraz środków pieniężnych. Przychody te naliczane są w zamortyzowanym koszcie przy zastosowaniu efektywnej stopy procentowej. Pozostałe przychody odsetkowe stanowią między innymi odsetki od leasingu.

Pozostałe koszty odsetkowe stanowią koszty odsetek wynikających z uzyskanego przez Grupę finansowania, w tym zobowiązań leasingowych naliczanych według zamortyzowanego kosztu oraz opłaty i prowizje bankowe.

W działalności finansowej ujmowane są także odsetki naliczone od tworzonej rezerwy na świadczenia pracownicze oraz zyski/straty z realizacji i/lub wyceny instrumentów pochodnych niewyznaczonych dla celów rachunkowości zabezpieczeń (w zakresie ekspozycji na ryzyko związane z działalnością finansową).

Dodatknie i ujemne różnice kursowe z wyłączeniem różnic kursowych od należności handlowych i zobowiązań handlowych prezentowane są netto (jako nadwyżka dodatnich nad ujemnymi lub odwrotnie).

11.5.1 Przychody finansowe

	2025	2024 (dane przekształcone)
Przychody odsetkowe od aktywów finansowych wycenianych w zamortyzowanym koszcie	1 001	727
Pozostałe przychody odsetkowe (w tym: od leasingu)	58	92
Nadwyżka dodatnich różnic kursowych	152	234
Zyski z realizacji i/lub wyceny instrumentów pochodnych niewyznaczonych dla celów rachunkowości zabezpieczeń	198	99
Pozostałe	77	86
	1 486	1 238



(w mln PLN)

11.5.2 Koszty finansowe

	NOTA	2025	2024 (dane przekształcone)
Koszty odsetkowe od zobowiązań finansowych wycenianych w zamortyzowanym koszcie		(385)	(29)
Pozostałe koszty odsetkowe (w tym: od leasingu)		(1 029)	(787)
(Straty) z realizacji i/lub wyceny instrumentów pochodnych niewyznaczonych dla celów rachunkowości zabezpieczeń		(475)	(95)
(Strata) z tytułu utraty wartości udzielonych pożyczek	11.6	(456)	(59)
Pozostałe		(610)	(532)
		(2 955)	(1 502)

Zyski/(straty) z realizacji i/lub wyceny instrumentów pochodnych niewyznaczonych dla celów rachunkowości zabezpieczeń

W 2025 roku i 2024 roku pozycje netto wycen i rozliczeń pochodnych instrumentów finansowych (instrumenty niewyznaczone dla celów rachunkowości zabezpieczeń) dotyczyły głównie zabezpieczenia waluty dla transakcji płynnościowych (forwardy walutowe) oraz zabezpieczenia stóp procentowych (swap procentowy oraz swap walutowo-procentowy). W styczniu 2025 roku, w związku z emisją 10-letnich obligacji w walucie USD o stałej stopie procentowej, zostały zawarte transakcje swapa procentowo-walutowego (CCIRS) zamieniające stałą stopę procentową na stopę zmienną EURIBOR oraz walutę USD na EUR. Zgodnie z Polityką zarządzania ryzykiem rynkowym Grupa optymalizuje strukturę długu opartego o stałą stopę w stosunku do długu całkowitego (wskaźnik FIXED-to-TOTAL). Zamiana waluty USD na EUR wynika z dłuższej bieżącej oraz prognozowanej naturalnej pozycji w EUR niż w USD, co umożliwia łatwiejsze regulowanie zobowiązań wynikających z przeprowadzonej emisji. W ramach optymalizacji wskaźnika FIXED-to-TOTAL, celem skorzystania z oczekiwanych przyszłych spadków rynkowych stóp procentowych w strefie euro, została zamieniona stała stopa procentowa na zmienną przy jednoczesnym zachowaniu optymalnej relacji długu opartego o stałą stopę procentową do długu całkowitego. Oprócz tego w celu obniżenia kosztu finansowania poprzez zamianę stopy referencyjnej z wyżej oprocentowanej na niżej oprocentowaną dokonano zamiany benchmarkowej stopy procentowej z SOFR na EURIBOR 6M. Główny wpływ na wycenę i rozliczenie pochodnych instrumentów finansowych miało kształtowanie się kursów PLN względem EUR i USD oraz kształtowanie się stóp procentowych EURIBOR.

11.6 (Strata)/odwrócenie straty z tytułu utraty wartości należności handlowych oraz pozostałych aktywów finansowych

	NOTA	2025	2024 (dane przekształcone)
(Strata) z tytułu utraty wartości należności handlowych		(1 111)	(793)
(Strata) z tytułu utraty wartości odsetek od należności handlowych		(80)	(85)
Odwrócenie straty z tytułu utraty wartości należności handlowych		900	436
Odwrócenie straty z tytułu utraty wartości odsetek od należności handlowych		56	50
Straty z tytułu utraty wartości dla pozostałych należności		(11)	(60)
Odwrócenie straty z tytułu utraty wartości dla pozostałych należności		33	4
		(213)	(448)
(Strata) z tytułu utraty wartości udzielonych pożyczek	11.5.2	(466)	(70)
Odwrócenie straty z tytułu utraty wartości udzielonych pożyczek	11.5.2	10	11
		(456)	(59)
		(669)	(507)

(Strata)/odwrócenie straty z tytułu należności handlowych oraz pozostałych aktywów finansowych zaprezentowana w wyniku:

- z działalności operacyjnej dotyczy utraty wartości należności handlowych i pozostałych;
- z działalności finansowej dotyczy utraty wartości pożyczek oraz pozostałych instrumentów finansowych.



(w mln PLN)

11.7 Pozycje dochodów, kosztów, zysków lub strat i innych całkowitych dochodów

		2025	2024 (dane przekształcone)
	Wyceniane w zamortyzowanym koszcie	1 711	255
	Wyceniane w wartości godziwej przez wynik finansowy	(832)	1 525
	Instrumenty finansowe zabezpieczające ujęte w okresie w wyniku finansowym	36	(72)
Zysk/strata netto w okresie	Instrumenty finansowe zabezpieczające ujęte w innych całkowitych dochodach	3 084	(2 788)
	Wyłączone z zakresu klasyfikacji i wyceny MSSF 9	(659)	(595)
	Wyceniane w wartości godziwej przez inne całkowite dochody	(249)	(7)
		3 091	(1 682)

11.8 Podatek dochodowy**WYBRANE ZASADY RACHUNKOWOŚCI**

Podatek dochodowy obejmuje podatek bieżący oraz odroczony. Bieżący podatek dochodowy jest to kwota ustalona na podstawie przepisów podatkowych, która jest naliczona od dochodu do opodatkowania za dany okres i ujmowana jako zobowiązanie w kwocie, w jakiej nie zostało zapłacone lub należność, jeśli kwota dotychczas zapłacona z tytułu bieżącego podatku dochodowego przekracza kwotę do zapłaty.

Aktywa i zobowiązania z tytułu odroczonego podatku dochodowego traktowane są w całości jako długoterminowe i nie podlegają dyskontowaniu. Podlegają one kompensacie na poziomie sprawozdań jednostkowych poszczególnych spółek z Grupy jeżeli istnieje możliwy do wyegzekwowania tytuł prawny do przeprowadzania kompensat ujmowanych kwot oraz dotyczą podatku dochodowego nałożonego przez tę samą władzę podatkową na tego samego podatnika.

Podatek odroczony jest wyliczany przy zastosowaniu stawek podatkowych, które według przewidywań będą obowiązywać w momencie, gdy wartości księgowe aktywów i zobowiązań zostaną zrealizowane, przyjmując za podstawę stawki podatkowe (i przepisy podatkowe) obowiązujące na dzień kończący okres sprawozdawczy lub takie, których obowiązywanie w przyszłości jest pewne na dzień kończący okres sprawozdawczy.

Wpływ podatku odroczonego ujmuje się w wyniku danego okresu, z wyjątkiem podatków wynikających z transakcji lub zdarzeń, które są ujmowane poza wynikiem w innych całkowitych dochodach lub bezpośrednio w kapitale własnym, lub wynikających z połączenia jednostek.

SZACUNKI

Grupa ujmuje składnik aktywów z tytułu odroczonego podatku dochodowego w odniesieniu do ujemnych różnic przejściowych, w tym służący przeniesieniu nierozliczonej straty podatkowej i niewykorzystanej ulgi podatkowej, w zakresie, w jakim jest prawdopodobne, że będzie dostępny przyszły dochód do opodatkowania, który pozwoli na ich realizację. Ocena tego prawdopodobieństwa dokonywana jest na podstawie planowanych do osiągnięcia dochodów podatkowych w kolejnych latach.

	2025	2024 (dane przekształcone)
Podatek dochodowy wykazany w rachunku zysków lub strat		
Podatek dochodowy bieżący	(6 165)	(6 218)
Podatek odroczony	(200)	(338)
	(6 365)	(6 556)
Podatek odroczony w innych całkowitych dochodach		
Instrumenty zabezpieczające	(368)	530
Zyski i straty aktuarialne	32	6
Zyski/(straty) z tytułu inwestycji w instrumenty kapitałowe	39	-
wyceniane w wartości godziwej przez inne całkowite dochody		
	(297)	536
Podatek dochodowy bieżący ujęty w innych całkowitych dochodach		
Instrumenty zabezpieczające	(163)	-
	(6 825)	(6 020)

Międzynarodowa reforma podatkowa - Drugi Filar

Reforma podatkowa Drugiego Filaru wprowadza ogólne założenia do globalnego podatku minimalnego i jest efektem projektu BEPS 2.0 prowadzonego na forum Organizacji Współpracy Gospodarczej i Rozwoju (OECD).

Celem reformy jest ograniczenie konkurencji w zakresie stawek podatku dochodowego od osób prawnych przez ustanowienie globalnego minimalnego poziomu opodatkowania.



(w mln PLN)

Reforma podatkowa Drugiego Filaru nakłada obowiązek zapłaty tzw. podatku wyrównawczego, gdy efektywna stawka podatkowa danej grupy kapitałowej w danej jurysdykcji za badany rok podatkowy jest niższa niż 15%, co w rezultacie powinno doprowadzić do osiągnięcia minimalnego 15% poziomu opodatkowania podatkiem dochodowym. Adresatami nowych regulacji są podmioty należące do grup kapitałowych, których skonsolidowane przychody globalne przekraczają 750 mln EUR rocznie w co najmniej dwóch z ostatnich czterech lat podatkowych bezpośrednio poprzedzających analizowany rok podatkowy.

Grupa monitoruje status prac legislacyjnych dotyczących wdrożenia przepisów reformy Drugiego Filaru we wszystkich jurysdykcjach, w których zlokalizowane są spółki Grupy i analizuje ich wpływ na ORLEN i Grupę. Spółki, w których ORLEN posiada bezpośrednio lub pośrednio zaangażowanie kapitałowe, w tym oddziały i inne jednostki składowe są zlokalizowane w wielu krajach w Europie i na świecie.

Według stanu na 31 grudnia 2025 roku lokalne przepisy w zakresie podatku wyrównawczego zostały wdrożone m.in. w Polsce, Czechach, Niemczech, Norwegii, Austrii, Szwajcarii, w Szwecji oraz na Cyprze. Krajowe regulacje wdrażające reformę Drugiego Filaru pozostają w toku wdrożenia m.in. na Litwie. Łącznie blisko 60 jednostek składowych Grupy zlokalizowanych w 14 jurysdykcjach zagranicznych jest objętych kwalifikowalnymi lokalnymi wymogami w zakresie podatku wyrównawczego za 2025 rok.

W Polsce reforma podatkowa Drugiego Filaru wprowadzona została do krajowego systemu prawnego począwszy od 1 stycznia 2025 roku w drodze Ustawy z 6 listopada 2024 roku o opodatkowaniu wyrównawczym jednostek składowych grup międzynarodowych i krajowych (Ustawa o podatku wyrównawczym), z możliwością dobrowolnego zastosowania od 1 stycznia 2024 roku przy czym ORLEN i jednostki składowe zlokalizowane w Polsce nie zastosowały dobrowolnie tych przepisów od 1 stycznia 2024 roku.

Rok 2025 jest pierwszym rokiem, w którym ORLEN jako jednostka dominująca najwyższego szczebla oraz jednostki składowe Grupy ORLEN zlokalizowane w Polsce są objęte wymogami w zakresie podatku wyrównawczego.

Uwzględniając wymogi w zakresie globalnego podatku wyrównawczego ORLEN jako jednostki najwyższego szczebla oraz lokalne wymogi podatku wyrównawczego w poszczególnych jurysdykcjach, to obowiązkiem ustalenia podatku wyrównawczego za 2025 rok jest objętych łącznie około 260 jednostek składowych Grupy z 36 krajów.

W związku z nowymi wymogami, w Grupie realizowany jest projekt mający na celu dostosowanie procesów raportowania i ustalenia wpływu wdrożenia przepisów globalnego podatku minimalnego na obciążenia podatkowe w poszczególnych jurysdykcjach, w których działa Grupa. Prowadzone są m.in. prace, których celem jest weryfikacja możliwości skorzystania z tzw. przejściowych bezpiecznych przystani, umożliwiających zastosowanie uproszczonych zasad kalkulacji podatku wyrównawczego, a w konsekwencji ograniczenie obowiązków w ramach Drugiego Filaru. Ponadto, zgodnie z przepisami Filaru Drugiego podatek wyrównawczy należny od Grupy w danej jurysdykcji może być uznawany za zerowy w danym roku podatkowym, jeżeli efektywny poziom opodatkowania jednostek składowych z siedzibą w tej jurysdykcji spełnia warunki bezpiecznych przystani.

Analizy i kalkulacje przeprowadzone w oparciu o dane z roku 2025 dla 36 jurysdykcji podatkowych, w tym Polski, w oparciu m.in. o wyliczenia efektywnych stawek podatkowych oraz możliwych do zastosowania wyłączeń, wskazały powstanie zobowiązania w jurysdykcji szwajcarskiej na gruncie krajowego podatku wyrównawczego za rok 2025, którego wpływ na niniejsze skonsolidowane sprawozdanie finansowe Grupy oceniany jest jako nieistotny.

Informacja o efektywnej stawce podatku za 2025 rok i okres porównawczy została przedstawiona w nocie [11.8.1](#). Grupa zastosowała wyjątek przewidziany w zmianach do MSR 12 wydanych w maju 2023 roku dopuszczający nieujmowanie aktywów i zobowiązań z tytułu odroczonego podatku dochodowego związanych z podatkami dochodowymi Filaru Drugiego i nieujawnianie informacji na temat tych aktywów i zobowiązań.



(w mln PLN)

11.8.1 Uzgodnienie efektywnej stawki podatku

	NOTA	2025	2024 (dane przekształcone)
Zysk przed opodatkowaniem		9 013	9 303
Podatek dochodowy obliczony według obowiązującej w Polsce stawki (19%)		(1 712)	(1 768)
Różnice stawek podatkowych		(2 072)	(3 127)
<i>Norwegia (78%)</i>		(2 105)	(2 926)
<i>Oddziały zagraniczne ORLEN S.A.</i>		(109)	(119)
<i>Niemcy (30% oraz 33%)</i>		(49)	(41)
<i>Litwa (16%)</i>		-	(106)
<i>Czechy (21%)</i>		137	66
<i>Pozostałe kraje</i>		54	(1)
Odpisy aktualizujące rzeczowe aktywa trwałe i wartości niematerialne		(2 332)	(958)
Straty podatkowe		(545)	(262)
Nieodpłatne prawa majątkowe		(45)	(157)
Inwestycje wyceniane metodą praw własności		97	(27)
Ulga podatkowa		178	(71)
(Strata)/odwrócenie straty z tytułu utraty wartości pozostałych aktywów finansowych		(105)	5
Pozostałe		171	(191)
Podatek dochodowy	11.8	(6 365)	(6 556)
Efektywna stawka podatku		71%	70%

W przypadku działalności wydobywczej w Norwegii (spółka ORLEN Upstream Norway AS), stopa podatkowa wynosi 78% podstawy opodatkowania. Działalność na norweskim szelfie kontynentalnym w 2025 roku podlegała opodatkowaniu w ramach dwóch równoległych systemów podatkowych:

- system podatku dochodowego (stawka podatku 22%);
- system podatku naftowego (dodatkowa, efektywna stawka podatku 56%).

Tak wysoka stopa podatkowa w Norwegii powiązana jest z szeregiem ulg inwestycyjnych i dodatkowych odliczeń. Podstawowe ulgi dotyczą:

- możliwości zastosowania przyspieszonej amortyzacji od nakładów inwestycyjnych. W roku, w którym poniesiono nakłady, spółce przysługuje prawo do pełnej rocznej amortyzacji, niezależnie od daty poniesienia wydatku;
- w przypadku projektów zatwierdzonych do realizacji przed końcem 2022 roku, możliwość zastosowania ulgi inwestycyjnej. Ulga dotyczy nakładów inwestycyjnych na norweskim szelfie kontynentalnym (z wyjątkiem kosztów poszukiwań) i wynosiła w 2025 roku 12,40% wydatków. Ulga ta jest odejmowana wyłącznie od podstawy opodatkowania podatkiem naftowym i nie dotyczy podatku dochodowego. W odniesieniu do projektów zatwierdzonych przed 2022 rokiem korzystne zasady będą obowiązywać aż do uruchomienia produkcji z tych projektów. Jest to szczególnie istotne dla Grupy ORLEN, która aktualnie realizuje sześć projektów korzystających z ulgi inwestycyjnej;
- możliwości pełnej konsolidacji podatkowej realizowanych projektów. W efekcie, spółka może obniżyć wysokość podatku do zapłaty od wydobycia węglowodorów z zagospodarowanych złóż, poprzez wydatkowanie nakładów inwestycyjnych na nowych złożach, które podlegają natychmiastowej amortyzacji;
- możliwości odjęcia od przychodów całości wydatków na poszukiwania złoża;
- możliwości odliczenia kosztów finansowych w obu systemach podatkowych.

Wskazane powyżej zachęty podatkowe w istotny sposób wpływają na opłacalność realizowanych projektów inwestycyjnych w Norwegii oraz w znaczący sposób przyspieszają zwrot z zainwestowanych środków.



(w mln PLN)

11.8.2 Podatek odroczony

	01/01/2025 (dane przekształcone)	Podatek odroczony ujęty w wyniku finansowym	Podatek odroczony ujęty w innych całkowitych dochodach	Różnice kursowe z przeliczenia jednostek działających za granicą	Nabycie przedsięwzięcia	Zbycie udziałów w licencjach na norweskim szelfie kontynentalnym	31/12/2025
Aktywa z tytułu podatku odroczonego							
Różnice przejściowe dotyczące aktywów trwałych	243	(98)	-	-	-	-	145
Odpisy aktualizujące wartość aktywów	5 567	660	50	19	-	-	6 296
Rezerwy i rozliczenia międzyokresowe	4 453	407	32	(38)	-	-	4 854
Straty podatkowe	1 093	(640)	-	(18)	-	-	435
Wycena pochodnych instrumentów finansowych	288	230	134	-	-	-	652
Zobowiązania z tytułu leasingu	1 379	(274)	-	9	-	-	1 114
Inwestycyjna ulga podatkowa	-	43	-	(1)	-	-	42
Niezrealizowane różnice kursowe	19	18	-	-	1	-	38
Pozostałe	962	58	-	(14)	-	-	1 006
	14 004	404	216	(43)	1	-	14 582
Zobowiązania z tytułu podatku odroczonego							
Różnice przejściowe dotyczące aktywów trwałych	20 302	486	11	(165)	2	(36)	20 600
Niezrealizowane różnice kursowe	415	221	-	(1)	-	-	635
Wycena pochodnych instrumentów finansowych	673	77	502	1	-	-	1 253
Pozostałe	1 305	(180)	-	41	-	-	1 166
	22 695	604	513	(124)	2	(36)	23 654
	(8 691)	(200)	(297)	81	(1)	36	(9 072)

	01/01/2024 (dane przekształcone)	Podatek odroczony ujęty w wyniku finansowym	Podatek odroczony ujęty w innych całkowitych dochodach	Różnice kursowe z przeliczenia jednostek działających za granicą	Połączenie jednostek	Wyłączenie z konsolidacji	Zbycie udziałów w licencjach na norweskim szelfie kontynentalnym	31/12/2024 (dane przekształcone)
Aktywa z tytułu podatku odroczonego								
Różnice przejściowe dotyczące aktywów trwałych	170	60	-	-	14	(1)	-	243
Odpisy aktualizujące wartość aktywów	4 700	876	-	(8)	-	(1)	-	5 567
Rezerwy i rozliczenia międzyokresowe	3 716	252	6	(160)	648	(9)	-	4 453
Straty podatkowe	866	245	-	(18)	-	-	-	1 093
Wycena pochodnych instrumentów finansowych	1 929	(2 153)	512	-	-	-	-	288
Zobowiązania z tytułu leasingu	1 311	79	-	(13)	3	(1)	-	1 379
Inwestycyjna ulga podatkowa	68	(70)	-	2	-	-	-	-
Niezrealizowane różnice kursowe	49	(30)	-	-	-	-	-	19
Pozostałe	491	468	(4)	8	-	(1)	-	962
	13 300	(273)	514	(189)	665	(13)	-	14 004
Zobowiązania z tytułu podatku odroczonego								
Różnice przejściowe dotyczące aktywów trwałych	18 953	1 184	-	(630)	899	(2)	(102)	20 302
Niezrealizowane różnice kursowe	462	(24)	-	(23)	-	-	-	415
Wycena pochodnych instrumentów finansowych	1 668	(973)	(18)	(4)	-	-	-	673
Pozostałe	1 379	(122)	(4)	(1)	53	-	-	1 305
	22 462	65	(22)	(658)	952	(2)	(102)	22 695
	(9 162)	(338)	536	469	(287)	(11)	102	(8 691)

Na 31 grudnia 2025 roku i na 31 grudnia 2024 roku aktywa oraz zobowiązania z tytułu podatku odroczonego wyniosły odpowiednio 1 903 mln PLN i 2 088 mln PLN oraz 10 975 mln PLN i 10 779 mln PLN.



(w mln PLN)

Nieujęte aktywa z tytułu odroczonego podatku dochodowego

Aktywa z tytułu odroczonego podatku dochodowego nie zostały ujęte w odniesieniu do poniższych pozycji, ponieważ nie jest prawdopodobne, że Grupa osiągnie w przyszłości dochód do opodatkowania, który pozwoliłby jej skorzystać z wynikających z nich korzyści.

	31/12/2025		31/12/2024 (dane przekształcone)	
	Wartość brutto	Skutek podatkowy	Wartość brutto	Skutek podatkowy
Straty podatkowe *	9 001	1 663	6 945	1 250
Niewykorzystane ulgi podatkowe	244	39	2	-
Inne ujemne różnice przejściowe, w tym:	13 596	2 825	5 027	914
odpisy aktualizujące rzeczowe aktywa trwałe, wartości niematerialne i prawo do użytkowania	10 910	2 263	2 056	409
	22 841	4 527	11 974	2 164

* Nierozliczone straty podatkowe dotyczyły głównie spółek ANWIL S.A., ORLEN Trading Switzerland GmbH, spółek z Grupy ENERGA, Grupy ORLEN Termika oraz Grupy Unipetrol.

Termin wygaśnięcia pozycji, dla których nie ujęto aktywów z tytułu podatku odroczonego

	31/12/2025		31/12/2024 (dane przekształcone)	
		Termin wygaśnięcia		Termin wygaśnięcia
Straty podatkowe	6 785	2026-2030	5 276	2025-2029
	2 201	powyżej 5 lat	1 662	powyżej 5 lat
	15	bezterminowo	7	bezterminowo
	9 001		6 945	
Niewykorzystane ulgi podatkowe	244	2026-2030	2	2025-2029
	244		2	
Inne ujemne różnice przejściowe	716	2026-2030	2 532	2025-2029
	12 880	bezterminowo	2 495	bezterminowo
	13 596		5 027	
	22 841		11 974	

Podatkowa Grupa Kapitałowa ENERGA (PGK ENERGA)

26 października 2023 roku zawarto umowę nowej podatkowej grupy kapitałowej pod nazwą PGK ENERGA 2024. Umowę zawarto na trzy lata podatkowe od 1 stycznia 2024 do 31 grudnia 2026 roku. Umowa została zarejestrowana przez Naczelnika Pierwszego Mazowieckiego Urzędu Skarbowego w Warszawie decyzją z 29 listopada 2023 roku.

W skład PGK ENERGA 2024 weszły spółki: Energa S.A., Energa-Operator S.A., Energa Wytwarzanie S.A., Energa Logistyka Sp. z o.o. oraz Energa Oświetlenie Sp. z o.o.

Spółka Energa S.A. została wyznaczona jako spółka reprezentująca PGK ENERGA 2024 w zakresie obowiązków wynikających z ustawy o podatku dochodowym od osób prawnych oraz przepisów ustawy Ordynacja Podatkowa.

Przedmiotem opodatkowania PGK ENERGA 2024 podatkiem dochodowym jest suma dochodów z dwóch źródeł przychodów tj. dochodu osiągniętego z zysków kapitałowych oraz dochodu osiągniętego z innych przychodów. Dochodem ze źródła przychodów jest nadwyżka sumy dochodów wszystkich spółek tworzących PGK ENERGA 2024 uzyskanych z danego źródła przychodów nad sumą ich strat poniesionych z tego źródła przychodów.



12. NOTY OBJAŚNIAJĄCE DO SPRAWOZDANIA Z SYTUACJI FINANSOWEJ

12.1 Rzeczowe aktywa trwałe

WYBRANE ZASADY RACHUNKOWOŚCI

Rzeczowe aktywa trwałe wycenia się i wykazuje w sprawozdaniu z sytuacji finansowej w wartości księgowej netto stanowiącej cenę nabycia lub koszt wytworzenia (wartość początkowa) powiększone o późniejsze koszty ich ulepszeń oraz pomniejszone o umorzenie i odpisy aktualizujące z tytułu utraty wartości.

Wartość początkową rzeczowych aktywów trwałych zwiększają wartości zdyskontowanych rezerw na koszty rekultywacji, remediacji, działań naprawczych skażonego środowiska gruntowo-wodnego oraz likwidacji rzeczowych aktywów trwałych, w tym na koszty likwidacji odwiertów kopalnianych i magazynowych, do których Grupa jest zobowiązana w związku z instalacją, budową lub nabyciem danego składnika aktywów. Wartości zdyskontowanych rezerw ujętych jako rzeczowe aktywa trwałe są amortyzowane w okresie ich użytkowania.

Wartość początkowa wytworzonych gazociągów lub magazynów gazu (kategoria Budynki i budowle) obejmuje również wartość gazu, która służy do ich pierwszego napełnienia. Ilość gazu niezbędna do pierwszego napełnienia gazociągu lub komory magazynowej odpowiada ilości niezbędnej do wytworzenia minimalnego ciśnienia pracy gazociągu lub magazynu.

Koszty bieżącego utrzymania rzeczowych aktywów trwałych, remontów i konserwacji ujmowane są w wyniku finansowym w momencie poniesienia.

Koszty istotnych remontów, napraw i okresowych przeglądów są zaliczane do rzeczowych aktywów trwałych.

Do rzeczowych aktywów trwałych Grupa zalicza również istotne części zamienne oraz awaryjne wyposażenie, jeżeli Grupa oczekuje, że będą one wykorzystywane przez czas dłuższy niż jeden rok i możliwe jest ich przypisanie do poszczególnych pozycji rzeczowych aktywów trwałych.

W wartości początkowej rzeczowych aktywów trwałych uwzględnia się koszty finansowania zewnętrznego.

Koszty finansowania zewnętrznego (tj. odsetki oraz inne koszty ponoszone w związku z pożyczaniem środków finansowych) ujmują się jako koszty w okresie, w którym je poniesiono. Wyjątkiem od tej reguły jest ujmowanie kosztów finansowania, które można bezpośrednio przyporządkować nabyciu, budowie lub wytworzeniu dostosowywanego składnika aktywów (w tym różnice kursowe w stopniu, w jakim uznawane są za korektę odsetek i różnice kursowe od prowizji), które aktywuje się jako część ceny nabycia lub kosztu wytworzenia tego składnika (dostosowywany składnik aktywów to taki, który wymaga znacznego czasu niezbędnego do przygotowania go do zamierzonego użytkowania lub sprzedaży).

W zakresie, w jakim środki finansowe pożyczają się specjalnie w celu pozyskania dostosowywanego składnika aktywów, kwotę kosztów finansowania zewnętrznego, którą można aktywować jako część tego składnika aktywów, ustala się jako różnicę między rzeczywistymi kosztami finansowania zewnętrznego poniesionymi z tytułu danej pożyczki lub kredytu w danym okresie, a przychodami z tytułu tymczasowego zainwestowania pożyczonych środków.

W stopniu, w jakim środki finansowe pożyczają się bez ściśle określonego celu, a następnie przeznacza na pozyskanie dostosowywanego składnika aktywów, kwotę kosztów finansowania zewnętrznego, które mogą być kapitalizowane, ustala się poprzez zastosowanie odpowiedniej stopy kapitalizacji do nakładów poniesionych na ten składnik majątku.

Rzeczowe aktywa trwałe amortyzuje się metodą liniową, a w uzasadnionych przypadkach metodą naturalną (katalizatory, aktywa z tytułu zagospodarowania i wydobywania zasobów mineralnych).

Poszczególne części składowe rzeczowych aktywów trwałych, których wartość jest istotna w stosunku do wartości całego składnika rzeczowych aktywów trwałych, amortyzowane są oddzielnie, zgodnie z okresem ich użytkowania.

Stosowane są następujące typowe okresy użytkowania rzeczowych aktywów trwałych:

Budynki i budowle	10-40 lat
Urządzenia techniczne i maszyny	4-35 lat
Środki transportu i pozostałe rzeczowe aktywa trwałe	2-20 lat

Metodę amortyzacji, wartość końcową oraz okres użytkowania składnika aktywów weryfikuje się co najmniej na koniec każdego roku. W przypadku wystąpienia takiej konieczności, korekt odpisów amortyzacyjnych dokonuje się w okresach następnych (prospektywnie).

Działalność poszukiwań i wydobywania zasobów mineralnych

W ramach działalności poszukiwań i wydobywania zasobów mineralnych przyjmuje się następującą klasyfikację etapów:

Fazy etapu poszukiwania i oceny zasobów mineralnych:

- Wstępne analizy
- Nabycie praw do poszukiwania i rozpoznania złóż,
- Nakłady na odwierty poszukiwawcze i rozpoznawcze,

Wstępne analizy

Podczas fazy wstępnych analiz dokonuje się analizy danych sejsmicznych, danych geologicznych oraz geofizycznych dla dużych obszarów, potencjalnie bogatych w złoża zasobów mineralnych. Faza ta realizowana jest z reguły przed zakupem praw do poszukiwań/wydobywania (koncesje lub licencje). Poniesione koszty są ujmowane w wyniku finansowym.

Nabycie praw do poszukiwania i rozpoznania złóż

Prace polegające na ocenie (rozpoznaniu) złóż gazu ziemnego i/lub ropy naftowej (kopalin) mogą zostać podjęte po uzyskaniu przez Grupę:

- koncesji na rozpoznanie złóż kopalin,
- koncesji na poszukiwanie i rozpoznanie złóż kopalin,
- podpisaniu umowy o ustanowieniu użytkowania górniczego.



Kosztem koncesji na rozpoznanie gazu ziemnego i/lub ropy naftowej oraz kosztem przedłużenia takiej koncesji jest opłata za działalność określoną w koncesji. Koszty koncesji na rozpoznanie złóż gazu ziemnego i/lub ropy naftowej Grupa ujmuje w wartości aktywów z tytułu poszukiwania i oceny zasobów mineralnych.

Nakłady na odwierty poszukiwawcze i rozpoznawcze

Koszty związane z poszukiwaniem i oceną złóż gazu ziemnego i ropy naftowej obejmują prace geologiczne wykonywane w celu odkrycia i udokumentowania złoża i rozliczane są przy zastosowaniu metody skutecznych wysiłków.

W fazie poszukiwania złóż wykonywane są prace geologiczne w celu odkrycia i wstępnego udokumentowania złóż zasobów mineralnych. Czynności wykonywane w fazie poszukiwania złóż są bardzo podobne do wstępnych analiz geologicznych i geofizycznych, przeprowadzane są jednak na mniejszych obszarach geograficznych i obejmują z reguły wykonywanie zdjęć sejsmicznych 2D i 3D, ich obróbkę i interpretację danych geologicznych oraz geofizycznych, a także wykonywanie odwiertów poszukiwawczych. Prace poszukiwawcze kończą się stwierdzeniem niepowodzenia (wynik negatywny oznaczający, że wydobywanie nie jest technicznie wykonalne i ekonomicznie zasadne) albo odkryciem złoża.

W fazie rozpoznania złóż wykonuje się geologiczne prace rozpoznawcze na obszarze wstępnie udokumentowanego złoża zasobów mineralnych. Celem prac rozpoznawczych jest określenie wielkości i zakresu złóż zasobów mineralnych oraz ocena technicznej możliwości i ekonomicznej zasadności ich wydobywania. W niektórych przypadkach może wystąpić czasowo sytuacja, w której faza poszukiwań i rozpoznania realizowana jest równolegle.

Nakłady poniesione w fazie poszukiwania i rozpoznania złóż obejmują:

- nakłady na odwierty poszukiwawcze i rozpoznawcze oraz pozostałe nakłady (w tym akwizycja danych sejsmicznych, ich obróbka i interpretacja oraz analiza danych geologicznych i geofizycznych);
- pozostałe koszty, które można bezpośrednio przypisać do faz poszukiwań i rozpoznania złóż, które podlegają aktywowaniu. Jeżeli bezpośrednia alokacja do faz poszukiwań i rozpoznania złóż nie jest możliwa, pozostałe koszty ujmuje się w kosztach bieżącego okresu;

- koszty finansowania zewnętrznego dotyczące finansowania aktywowanych nakładów na prace poszukiwawcze i rozpoznawcze. Grupa dokonuje corocznego przeglądu nakładów poniesionych w fazie poszukiwania i rozpoznania złóż w celu potwierdzenia dalszego zamiaru prowadzenia prac. Analizy są prowadzone na poziomie projektów, obejmujących prace ze zdefiniowanym celem poszukiwawczym i / lub rozpoznawczym, które są prowadzone na wyznaczonym obszarze. Jeżeli prace zakończą się niepowodzeniem skutkującym brakiem zamiaru kontynuowania prac, nakłady ujęte początkowo jako aktywa ujmuje się w kosztach bieżącego okresu. W momencie stwierdzenia tzw. negatu (odwiertu nieproduktywnego) wartość skapitalizowanych nakładów dotyczących przedmiotowego odwiertu odpisywana jest w ciężar pozostałych kosztów operacyjnych w okresie w którym uznano odwiert za negatywny.

W momencie stwierdzenia technicznej wykonalności i ekonomicznej opłacalności wydobywania nakłady poniesione w fazie poszukiwania i rozpoznania złóż ujmuje się jako aktywa z tytułu zagospodarowania i wydobywania zasobów mineralnych w ramach rzeczowych aktywów trwałych, które poddawane są testowi na utratę wartości. W przypadku braku rozpoznania odpisu aktualizującego, Grupa przeklasyfikowuje te aktywa w miarę możliwości do odpowiednich grup rzeczowych aktywów trwałych.

Etap zagospodarowania i wydobywania zasobów mineralnych

Nakłady ponoszone w ramach etapu zagospodarowania i wydobywania złóż podlegają aktywowaniu i amortyzacji metodą liniową, bądź metodą naturalną kalkulowaną proporcjonalnie do wielkości wydobywania złóż węglowodorów na podstawie jednostki wydobywania.

W przypadku gdy przeprowadzana jest próbna eksploatacja złoża, przychody ze sprzedaży wydobytych w trakcie próbnej eksploatacji kopalin ujmowane są bezpośrednio w rachunku zysków i strat, w części dotyczącej działalności podstawowej.

Metoda amortyzacji i stawki stosowane do konkretnych aktywów odzwierciedlają oczekiwany przez Grupę sposób, w jaki będzie ona konsumować korzyści ekonomiczne z tych aktywów. Grupa stosuje metodę liniową w odniesieniu do składników aktywów używanych na polach lub kopalniach, dla których oczekuje się, że roczna produkcja będzie stosunkowo stała. W przypadku zastosowania metody naturalnej Grupa kalkuluje amortyzację wszystkich składników aktywów ustaloną na podstawie wielkości udokumentowanych złóż (tzw. rezerwy 2P - proved plus probable reserves). W przypadku istotnej zmiany wielkości szacowanych złóż, na dzień sprawozdawczy dokonuje się ujęcia lub odwrócenia wcześniej ujętych odpisów aktualizujących z tytułu utraty wartości. W przypadku wykonania odwiertów rozpoznawczych na już eksploatowanym złożu, Grupa dokonuje analizy, czy poniesione nakłady dotyczące takich odwiertów umożliwią powstanie nowych otworów eksploatacyjnych. Jeśli tak nie jest, nakłady te ujmuje się w kosztach bieżącego okresu.

PROFESJONALNY OSĄD

Nakłady na aktywa z tytułu poszukiwania i oceny zasobów mineralnych

Stosowanie polityki rachunkowości Grupy w odniesieniu do nakładów poniesionych na aktywa z tytułu poszukiwania złóż i oceny zasobów mineralnych wymaga dokonania osądu, czy przyszłe korzyści ekonomiczne, będące wynikiem przyszłego wydobywania lub sprzedaży są prawdopodobne bądź nie istnieją jeszcze przesłanki pozwalające na oszacowanie zasobów. Przy oszacowaniu zasobów Grupa dokonuje estymacji przyszłych zdarzeń i okoliczności, w tym określenia czy wydobywanie będzie uzasadnione z ekonomicznego punktu widzenia.

SZACUNKI

Okresy użytkowania rzeczowych aktywów trwałych

Grupa weryfikuje okresy użytkowania składników rzeczowych aktywów trwałych na koniec każdego roku. Aktualizacja okresów użytkowania rzeczowych aktywów trwałych opiera się w głównej mierze na ocenie służb technicznych, odpowiedzialnych za ich eksploatację. Szacunkom takim towarzyszy niepewność, co do przyszłych warunków prowadzenia działalności gospodarczej, zmian technologicznych i konkurencji na rynku, które skutkować mogą inną oceną ekonomicznej przydatności składników i pozostałego okresu ich użyteczności, co w rezultacie może istotnie wpłynąć na wartość rzeczowych aktywów trwałych oraz koszty



(w mln PLN)

amortyzacji w przyszłości. W ramach tego procesu Grupa bierze obecnie pod uwagę również wpływ czynników związanych ze zmianami klimatu i transformacją energetyczną, w tym w szczególności w odniesieniu do aktywów, których okres użytkowania może ulec skróceniu w ramach realizacji planów redukcji emisyjności w szczególności w tych segmentach operacyjnych, gdzie część produkcji jest nadal oparta na wysokoemisyjnych aktywach, w tym węglowych. Wpływ weryfikacji okresów użytkowania w roku 2025 nie skutkował istotną zmianą kosztów amortyzacji w porównaniu z kosztami amortyzacji, które zostałyby ujęte na bazie okresów użytkowania stosowanych w roku 2024. W 2025 roku nie wystąpiły w Grupie przypadki istotnego skrócenia okresów użytkowania rzeczowych aktywów trwałych w związku ze zmianami klimatycznymi i postępującą transformacją energetyczną.

Działalność poszukiwań i wydobywania zasobów mineralnych

Grupa szacuje wielkość zasobów na podstawie interpretacji dostępnych danych geologicznych i na bieżąco je weryfikuje w oparciu o efekty kolejnych odwiertów, próbną eksploatację, rzeczywiste wydobywanie oraz czynniki ekonomiczne takie jak: ceny węglowodorów, warunki umowne czy plany inwestycyjne. Grupa dokonuje także szacunków kosztów niezbędnych do poniesienia w celu likwidacji odwiertów produkcyjnych i infrastruktury związanej z nimi.



(w mln PLN)

Zmiana wartości netto rzeczowych aktywów trwałych w okresie 12 miesięcy zakończonym dnia 31/12/2025 oraz 31/12/2024 roku wynikała z następujących ruchów:

	Grunty	Budynki i budowle	Urządzenia techniczne i maszyny	Środki transportu i pozostałe	Środki trwałe w budowie	Aktywa z tytułu poszukiwania i oceny zasobów mineralnych	Aktywa z tytułu zagospodarowania i wydobywania zasobów mineralnych	Razem
Wartość księgowa netto na 01/01/2025 (dane przekształcone)								
Wartość księgowa brutto	2 087	100 454	70 361	7 483	46 818	4 330	24 464	255 997
Skumulowane umorzenie oraz odpisy aktualizujące	(89)	(34 279)	(44 271)	(3 018)	(19 015)	(1 520)	(12 166)	(114 358)
	1 998	66 175	26 090	4 465	27 803	2 810	12 298	141 639
zwiększenia/(zmniejszenia) netto	38	2 013	(594)	403	1 261	(42)	(2 338)	741
Nakłady inwestycyjne	4	135	262	69	23 739	1 032	910	26 151
Amortyzacja	(7)	(4 209)	(3 848)	(962)	-	(19)	(2 985)	(12 030)
Koszty finansowania zewnętrznego	-	-	-	-	539	6	-	545
Nabycie przedsięwzięcia	-	130	132	-	721	1	-	984
Rozpoznanie wspólnego działania	-	-	-	-	157	-	-	157
Odpisy aktualizujące	(4)	(2 576)	(4 874)	(80)	(6 323)	(718)	(621)	(15 196)
<i>Utworzenie</i>	(4)	(3 609)	(4 979)	(91)	(6 589)	(826)	(685)	(16 783)
<i>Odwrocenie</i>	-	1 033	105	11	266	108	64	1 587
Reklasyfikacje	41	8 160	7 708	1 427	(17 655)	(363)	627	(55)
Różnice kursowe	17	49	41	(13)	(91)	(11)	(250)	(258)
Rezerwa na rekultywację*	-	343	34	-	266	26	30	699
Pozostałe**	(13)	(19)	(49)	(38)	(92)	4	(49)	(256)
	2 036	68 188	25 496	4 868	29 064	2 768	9 960	142 380
Wartość księgowa netto na 31/12/2025								
Wartość księgowa brutto	2 136	108 788	76 356	8 527	53 416	4 541	25 150	278 914
Skumulowane umorzenie oraz odpisy aktualizujące	(100)	(40 600)	(50 860)	(3 659)	(24 352)	(1 773)	(15 190)	(136 534)
	2 036	68 188	25 496	4 868	29 064	2 768	9 960	142 380
Wartość księgowa netto na 01/01/2024								
Wartość księgowa brutto	1 930	92 113	66 458	6 630	33 505	3 924	22 798	227 358
Skumulowane umorzenie oraz odpisy aktualizujące	(67)	(30 937)	(40 913)	(2 569)	(7 877)	(1 349)	(8 455)	(92 167)
	1 863	61 176	25 545	4 061	25 628	2 575	14 343	135 191
zwiększenia/(zmniejszenia) netto	135	4 999	545	404	2 175	235	(2 045)	6 448
Nakłady inwestycyjne	94	282	205	73	25 727	1 251	1 154	28 786
Amortyzacja	(20)	(4 256)	(3 433)	(856)	-	(27)	(3 424)	(12 016)
Koszty finansowania zewnętrznego	-	-	-	-	560	3	-	563
Nabycie przedsięwzięcia	61	1 199	615	33	344	-	1 157	3 409
Odpisy aktualizujące	(4)	769	(1 036)	(139)	(11 426)	(385)	(770)	(12 991)
<i>Utworzenie</i>	(4)	(2 229)	(2 483)	(236)	(11 433)	(476)	(806)	(17 667)
<i>Odwrocenie</i>	-	2 998	1 447	97	7	91	36	4 676
Reklasyfikacje	35	6 979	4 408	1 339	(12 476)	(592)	436	129
Różnice kursowe	(26)	(122)	(156)	(3)	(410)	(32)	(693)	(1 442)
Rezerwa na rekultywację*	-	186	(2)	-	30	23	249	486
Pozostałe**	(5)	(38)	(56)	(43)	(174)	(6)	(154)	(476)
	1 998	66 175	26 090	4 465	27 803	2 810	12 298	141 639
Wartość księgowa netto na 31/12/2024 (dane przekształcone)								

* pozycja rezerwa na rekultywację ujmuję zwiększenia klasyfikowane jako capex, w 2025 oraz w 2024 roku wartość wyniosła odpowiednio 851 mln PLN oraz 711 mln PLN

** pozycja pozostałe obejmuje głównie sprzedaż

Opis przyczyn zmian głównych odpisów aktualizujących znajduje się w [nocie 12.6.](#)

Stopa kapitalizacji zastosowana do wyliczenia aktywowanych kosztów finansowania zewnętrznego za 2025 rok i za 2024 rok wyniosła odpowiednio 4,01% i 4,29%.

Wartość księgowa brutto w pełni zamortyzowanych rzeczowych aktywów trwałych będących nadal w użytkowaniu na 31 grudnia 2025 roku oraz na 31 grudnia 2024 roku wyniosła odpowiednio 7 468 mln PLN oraz 6 796 mln PLN.



12.2 Nieruchomości inwestycyjne

WYBRANE ZASADY RACHUNKOWOŚCI

Wartość początkowa nieruchomości inwestycyjnych ustalana jest w cenie nabycia lub w koszcie wytworzenia.

Po początkowym ujęciu, Grupa wycenia nieruchomości inwestycyjne w wartości godziwej stosując metody porównawczą lub dochodową w zależności od charakteru inwestycji.

Metodę porównawczą stosuje się przy założeniu, że wartość wycenianej nieruchomości jest równa cenie możliwej do uzyskania na rynku za nieruchomość o podobnym charakterze. W metodzie dochodowej obliczenia przeprowadza się przy użyciu techniki dyskontowania strumieni pieniężnych. Do dyskontowania stosuje się stopę dyskonta:

- odzwierciedlającą wymaganą przez nabywców nieruchomości relację pomiędzy rocznym dochodem uzyskiwanym z nieruchomości a nakładami, jakie należy ponieść na ich zakup oraz
- odzwierciedlającą wymagany przez nabywców poziom ryzyka związany z przepływami z nieruchomości, w relacji do innych alternatywnych inwestycji na rynku kapitałowym.

Prognozy zdyskontowanych przepływów środków pieniężnych dla wycenianych obiektów uwzględniają warunki zawarte we wszystkich umowach najmu oraz dowody zewnętrzne, takie jak aktualne rynkowe stawki najmu podobnych obiektów, podobnie zlokalizowanych, będących w porównywalnym stanie technicznym i standardzie oraz służące podobnym celom.

	31/12/2025	31/12/2024
Stan na początek okresu	678	598
Przeklasyfikowanie z rzeczowych aktywów trwałych	48	15
Wycena do wartości godziwej *	44	70
Pozostałe	(2)	(5)
	768	678

* pozycja wycena do wartości godziwej ujmuję zwiększenia klasyfikowane jako capex, w 2025 oraz w 2024 roku wartość wyniosła odpowiednio 62 mln PLN oraz 90 mln PLN.

Na 31 grudnia 2025 roku składnikami nieruchomości inwestycyjnych były głównie budynki socjalno-biurowe oraz grunty. W zależności od charakteru nieruchomości do oszacowania wartości godziwej stosowano metodę porównawczą lub dochodową na bazie operatów szacunkowych sporządzonych przez niezależnych ekspertów, wykorzystując obserwowalne informacje z rynku (poziom hierarchii 2 – wartość 325 mln PLN) lub metodę dochodową na bazie planowanych przyszłych przepływów pieniężnych (poziom hierarchii 3 – wartość 443 mln PLN). Metodę porównawczą stosowano przy założeniu, że wartość wycenianej nieruchomości jest równa cenie możliwej do uzyskania na rynku za nieruchomość o podobnym charakterze.

12.3 Wartości niematerialne

WYBRANE ZASADY RACHUNKOWOŚCI

Wartości niematerialne

Składnik aktywów niematerialnych początkowo wycenia się w cenie nabycia lub koszcie wytworzenia i wykazuje w sprawozdaniu z sytuacji finansowej w wartości księgowej netto.

Wartości niematerialne o określonym okresie użytkowania amortyzuje się metodą liniową począwszy od chwili, gdy są one gotowe do użycia, tzn. od momentu dostosowania składnika aktywów do miejsca i warunków potrzebnych do rozpoczęcia jego funkcjonowania zgodnie z zamierzeniami kierownictwa przez okres odpowiadający szacowanemu okresowi ich użytkowania.

Typowe okresy użytkowania wartości niematerialnych wynoszą od 2 do 10 lat dla oprogramowania oraz od 2 do 15 lat dla licencji, praw do patentów oraz podobnych wartości.

Metodę amortyzacji oraz okres użytkowania składnika wartości niematerialnych weryfikuje się co najmniej na koniec każdego roku.

Prawa majątkowe

Główną pozycją praw majątkowych są uprawnienia do emisji CO₂, nie podlegające amortyzacji, które są poddawane analizie pod kątem utraty wartości.

Otrzymane nieodpłatnie uprawnienia ujmuję się i prezentuje w wartościach niematerialnych w korespondencji z przychodami przyszłych okresów w wartości godziwej ustalonej na dzień ich zarejestrowania. Dotacje rozlicza się w systematyczny sposób w poszczególnych okresach sprawozdawczych, aby zapewnić współmierność z kosztami tworzonej rezerwy. Zakupione uprawnienia ujmowane są w cenie nabycia.

Na szacowaną w okresie sprawozdawczym emisję CO₂ tworzy się rezerwę w ciężar kosztów działalności podstawowej (podatki i opłaty).

Do praw majątkowych zalicza się ponadto certyfikaty energetyczne.

Prawa majątkowe, w tym uprawnienia do emisji CO₂ oraz certyfikaty energetyczne podlegają umorzeniu w ciężar wartości księgowej rezerwy, jako jej rozliczenie. Rozchód uprawnień do emisji CO₂ oraz certyfikatów energetycznych jest ujmowany według metody średniej ważonej.



(w mln PLN)

SZACUNKI**Okresy użytkowania wartości niematerialnych**

Grupa weryfikuje okresy użytkowania składników wartości niematerialnych na koniec każdego roku, ze skutkiem od początku roku następnego. Wpływ weryfikacji okresów użytkowania w roku 2025 nie skutkował istotną zmianą kosztów amortyzacji w porównaniu z kosztami amortyzacji, które zostałyby ujęte na bazie okresów użytkowania stosowanych w roku 2024.

Zmiana stanu wartości niematerialnych wytworzonych we własnym zakresie

Na 31 grudnia 2025 roku oraz na 31 grudnia 2024 roku wartości niematerialne wytworzone we własnym zakresie wyniosły odpowiednio 35 mln PLN oraz 29 mln PLN, a związane z nimi nakłady inwestycyjne poniesione w 2024 i 2025 roku 2 mln PLN.

Zmiana wartości netto wartości niematerialnych w okresie 12 miesięcy zakończonym dnia 31/12/2025 roku oraz dnia 31/12/2024 roku wynikała z następujących ruchów:

	Patenty i licencje	Prawa majątkowe	Pozostałe	Razem
Wartość księgowa netto na 01/01/2025				
Wartość księgowa brutto	3 774	5 243	1 393	10 410
Skumulowane umorzenie oraz odpisy aktualizujące	(2 720)	(53)	(654)	(3 427)
	1 054	5 190	739	6 983
zwiększenia/(zmniejszenia) netto	364	(2 915)	59	(2 492)
Nakłady inwestycyjne	50	-	928	978
Amortyzacja	(467)	-	(78)	(545)
Koszty finansowania zewnętrznego	-	-	9	9
Odpisy aktualizujące	(175)	-	(58)	(233)
<i>Utworzenie</i>	(176)	-	(58)	(234)
<i>Odwrocenie</i>	1	-	-	1
Reklasyfikacje	968	(1 257)	(742)	(1 031)
Zakup praw majątkowych	-	1 857	-	1 857
Otrzymane nieodpłatnie prawa majątkowe	-	2 658	-	2 658
Rozliczenie emisji	-	(6 003)	-	(6 003)
Różnice kursowe	-	(3)	3	-
Pozostałe *	(12)	(167)	(3)	(182)
	1 418	2 275	798	4 491
Wartość księgowa netto na 31/12/2025				
Wartość księgowa brutto	4 850	2 328	1 487	8 665
Skumulowane umorzenie oraz odpisy aktualizujące	(3 432)	(53)	(689)	(4 174)
	1 418	2 275	798	4 491
Wartość księgowa netto na 01/01/2024				
Wartość księgowa brutto	3 344	9 954	1 260	14 558
Skumulowane umorzenie oraz odpisy aktualizujące	(2 342)	(55)	(541)	(2 938)
	1 002	9 899	719	11 620
zwiększenia/(zmniejszenia) netto	52	(4 709)	20	(4 637)
Nakłady inwestycyjne	327	-	22	349
Amortyzacja	(344)	-	(92)	(436)
Koszty finansowania zewnętrznego	-	-	10	10
Nabycie przedsięwzięcia	190	-	-	190
Odpisy aktualizujące	(80)	1	26	(53)
<i>Utworzenie</i>	(102)	1	(48)	(149)
<i>Odwrocenie</i>	22	-	74	96
Reklasyfikacje	280	(49)	(310)	(79)
Zakup praw majątkowych	-	2 347	-	2 347
Otrzymane nieodpłatnie prawa majątkowe	-	2 644	-	2 644
Rozliczenie emisji	-	(9 624)	-	(9 624)
Różnice kursowe	(8)	(20)	(5)	(33)
Pozostałe *	(313)	(8)	369	48
Wartość księgowa netto na 31/12/2024	1 054	5 190	739	6 983

* pozycja pozostałe obejmuje głównie sprzedaż



(w mln PLN)

12.3.1 Prawa majątkowe**Zmiana stanu posiadanych uprawnień do emisji CO₂ za 2025 rok**

	Ilość (w tys.ton)	Wartość
01/01/2025	19 422	4 736
Otrzymane nieodpłatnie	8 707	2 657
Rozliczenie emisji za 2024 rok	(18 970)	(5 798)
Inne zwiększenia/zmniejszenia *	27 592	189
Różnice kursowe	-	(4)
	36 751	1 780

Zmiana stanu posiadanych uprawnień do emisji CO₂ za 2024 rok

	Ilość (w tys.ton)	Wartość
01/01/2024	28 778	9 288
Otrzymane nieodpłatnie	9 256	2 642
Rozliczenie emisji za 2023 rok	(24 534)	(9 221)
Inne zwiększenia/zmniejszenia *	5 922	2 047
Różnice kursowe	-	(20)
	19 422	4 736

* inne zwiększenia/zmniejszenia głównie obejmują zakup, sprzedaż oraz przeznaczone do sprzedaży uprawnienia do emisji CO₂

W 2025 roku emisje CO₂ w Grupie ORLEN wyniosły 23 269 tys. ton natomiast wartość rezerwy na emisje CO₂ na 31 grudnia 2025 roku wyniosła 7 424 mln PLN (nota 12.14).

Na 31 grudnia 2025 roku wartość rynkowa jednego uprawnienia EUA wyniosła 369,29 PLN (co odpowiada 87,37 EUR według kursu na 31 grudnia 2025 roku) (źródło: www.theice.com).

Zmiana stanu posiadanych certyfikatów energetycznych za 2025 rok

	Ilość (w tys. MWh)	Wartość
01/01/2025	1 911	454
Otrzymane nieodpłatnie	7	1
Rozliczenie emisji za 2024 rok	(857)	(205)
Inne zwiększenia/zmniejszenia *	895	244
Różnice kursowe	-	1
	1 956	495

Zmiana stanu posiadanych certyfikatów energetycznych za 2024 rok

	Ilość (w tys. MWh)	Wartość
01/01/2024	2 960	611
Otrzymane nieodpłatnie	13	2
Rozliczenie emisji za 2023 rok	(2 040)	(403)
Inne zwiększenia/zmniejszenia *	978	242
Odpisy aktualizujące	-	2
	1 911	454

* Inne zwiększenia/zmniejszenia obejmują: zakup, sprzedaż oraz przeznaczone do sprzedaży certyfikaty energetyczne

W 2025 roku wolumen obowiązku umorzenia certyfikatów energetycznych w Grupie ORLEN wyniósł 3 112 tys. MWh natomiast wartość rezerwy z tego tytułu na 31 grudnia 2025 roku wyniosła 1 787 mln PLN (nota 12.14).

Ponadto Grupa na 31 grudnia 2025 roku ujęła w pozycji aktywa przeznaczone do sprzedaży uprawnienia do emisji CO₂ dla spółki wycenianej metodą praw własności w kwocie 1 390 mln PLN.



(w mln PLN)

12.4 Wartość firmy

WYBRANE ZASADY RACHUNKOWOŚCI

Wartość firmy

Na dzień połączenia jednostek gospodarczych wartość firmy podlega przypisaniu do ośrodków wypracowujących środki pieniężne (tzw. CGU – cash generating unit) jednostki przejmującej, które zgodnie z oczekiwaniami, mają odnieść korzyści z tytułu synergii uzyskanej w wyniku takiego połączenia.

Każdy ośrodek lub zespół ośrodków, do którego została przypisana wartość firmy:

- odpowiada najniższemu poziomowi w jednostce, na którym wartość firmy jest monitorowana na wewnętrzne potrzeby zarządcze; oraz
- nie może być większy niż segment operacyjny przed agregacją określony zgodnie z paragrafem 5 MSSF 8 Segmenty operacyjne.

Po połączeniu, jednostka przejmująca wycenia wartość firmy w kwocie ustalonej na dzień przejęcia pomniejszonej o odpisy aktualizujące z tytułu utraty wartości.

Ośrodki wypracowujące środki pieniężne, do których została przypisana wartość firmy poddaje się testom na utratę wartości corocznie, a także gdy wystąpią przesłanki wskazujące na utratę jego wartości.

PROFESJONALNY OSĄD

Przypisanie wartości firmy do ośrodków wypracowujących środki pieniężne

Stosowanie polityki rachunkowości Grupy w zakresie przypisania wartości firmy do ośrodków wypracowujących środki pieniężne wymaga dokonania osądu, które z CGU odniosą korzyści z synergii uzyskanej w wyniku połączenia jednostek. Alokacja wartości firmy dokonywana jest przy uwzględnieniu szeregu subiektywnych kryteriów, w tym:

- analizy czynników jakościowych, które doprowadziły do ujęcia wartości firmy w ramach rozliczenia ceny nabycia, w tym oczekiwanych synergii operacyjnych i finansowych jak również wartości niematerialnych niekwalifikujących się do osobnego ujęcia;
- istnienia aktywnego rynku na produkty generowane lub usługi świadczone przez jednostkę przejmowaną;
- sposobu w jaki wartość firmy monitorowana jest na wewnętrzne potrzeby zarządcze Grupy;
- istnienia planów integracyjnych, reorganizacyjnych, które w niedalekiej przyszłości wpłyną na zmiany w ramach CGU;
- lokalizacji geograficznej, w której działa nabyta jednostka.

	NOTA	Segment działalności	31/12/2025	31/12/2024 (dane przekształcone)
Stan na początek okresu			4 372	2 179
Objęcie kontroli/Utrata kontroli			85	2 586
Neo Solar Chotków, Neo Solar Farms oraz FW WARTA		Energy	-	154
Grupa ENERGA (PVE 28 i VRS 14)		Energy	-	28
Grupa ENERGA (VRW 11)		Energy	85	-
Grupa ENERGA E&G		Energy	-	782
ORLEN Projekt Czeska Republika		Corporate Functions	-	11
ORLEN Austria		Consumers & Products	-	471
KUFPEC Norway AS		Upstream & Supply	-	1 140
Odpisy aktualizujące	12.6.3	Upstream & Supply, Consumers & Products	(663)	(269)
Różnice kursowe			18	(124)
			3 812	4 372



12.5 Inwestycje w jednostkach współkontrolowanych i stowarzyszonych

PROFESJONALNY OSĄD

Grupa sprawuje współkontrolę nad jednostką, jeśli wraz ze wszystkimi wspólnymi inwestorami musi współdziałać w celu kierowania jej istotną działalnością, co oznacza tym samym, że żaden ze wspólnych inwestorów pojedynczo nie sprawuje nad nią kontroli i bez współdziałania z pozostałymi nie może nią kierować. Na podstawie własnego osądu Grupa określa rodzaj wspólnego ustalenia umownego, którego jest stroną, biorąc pod uwagę swoje prawa i obowiązki, uwzględniając strukturę i formę prawną oraz uzgodnione przez strony warunki umowy.

Grupa zaklasyfikowała jako wspólne przedsięwzięcia, które są wyceniane w skonsolidowanym sprawozdaniu finansowym metodą praw własności, inwestycje w te jednostki, w ramach których umowy dają wszystkim stronom umowy (wspólnym inwestorom) łączną kontrolę nad przedsiębiorstwami, decyzje dotyczące znaczących działań wymagają jednomyślnej zgody wszystkich stron umowy, a forma prawna odrębnych jednostek nie daje stronom umowy prawa do ich aktywów i obowiązku spłaty zobowiązań. W przypadku inwestycji w Baltic Power sp. z o.o. oraz w Zakład Separacji Popiołów Siekierki S.A, pomimo posiadania przez Grupę udziału kapitałowego powyżej 50%, na podstawie analizy postanowień umów zawartych pomiędzy właścicielami spółek Grupa oceniła, że spełnione są przesłanki wspólnej kontroli, w związku z czym inwestycje te zostały zaklasyfikowane jako wspólne przedsięwzięcia.

Ponadto, na podstawie profesjonalnego osądu, Grupa oceniła, że posiadane inwestycje realizowane za pośrednictwem oddzielnej jednostki: inwestycje w Butadien Kralupy oraz w Rafinerię Gdańską stanowią wspólne działanie, w związku z czym Grupa ujmuje przypadający jej udział (odpowiednio 51% w przypadku Butadien Kralupy i 70% w odniesieniu do Rafinerii Gdańskiej) w aktywach, zobowiązaniach, przychodach i kosztach tych jednostek.

Ustalenia umowne dotyczące tych inwestycji wskazują, że strony umowy mają prawo do zasadniczo wszystkich korzyści ekonomicznych generowanych przez aktywa spółek i są ich głównym źródłem przychodów zapewniających ciągłość funkcjonowania tych spółek.

Zobowiązanie stron umowy do zakupu całej produkcji Butadien Kralupy odzwierciedla wyłączną zależność tej spółki od stron w zakresie generowania przepływów pieniężnych, co oznacza, że strony efektywnie mają obowiązek finansowania rozliczenia zobowiązań spółki.

W przypadku Rafinerii Gdańskiej, obowiązująca umowa processingowa przyznaje stronom umowy (procesorom), dostęp do zdolności produkcyjnych rafinerii w Gdańsku oraz wyklucza możliwość wykorzystywania zdolności produkcyjnych rafinerii przez strony trzecie. Ponadto, na bazie podpisanej umowy, procesorzy są zobowiązani do pokrywania kosztów stałych funkcjonowania rafinerii, nawet w okresie jej przestojów, więc zobowiązania zaciągnięte przez Rafinerię Gdańską są pokrywane praktycznie wyłącznie przez przepływy pieniężne uzyskane od procesorów, co wskazuje na to, że procesorzy mają zobowiązania wynikające ze zobowiązań Rafinerii Gdańskiej i są głównym źródłem przepływów pieniężnych przyczyniających się do ciągłości działania tej spółki.

Klasyfikacja inwestycji dotyczących działalności wydobywczej

W odniesieniu do realizowanych inwestycji dotyczących działalności wydobywczej w Kanadzie i Norwegii Grupa każdorazowo dokonuje oceny, czy sprawuje współkontrolę nad danym ustaleniem umownym zgodnie z wymogami MSSF 11 „Wspólne ustalenia umowne”.

Działalność wydobywcza prowadzona przez spółkę ORLEN Upstream Canada w 2025 roku oraz w 2024 roku była w dużej części prowadzona jako wspólne działania (joint operations). Dotyczyło to również niektórych działań prowadzonych przez ORLEN Upstream Norway.

Na 31 grudnia 2025 roku oraz 31 grudnia 2024 roku spółka ORLEN Upstream Norway posiadała również udziały w licencjach na norweskim szelfie kontynentalnym, w odniesieniu do których nie były spełnione kryteria MSSF 11. Działalność Grupy na części złóż w Norwegii nie stanowi wspólnych ustaleń umownych w rozumieniu tego standardu i Grupa nie sprawuje współkontroli nad tą działalnością, ze względu na fakt, że istnieje więcej niż jedna kombinacja stron, które wspólnie mogą porozumieć się w celu podjęcia istotnych decyzji. Z tego względu dla celów prawidłowego rozliczenia i ujmowania operacji związanych z działalnością na tych złożach, Grupa stosuje zapisy innych, odpowiednich MSSF, uwzględniając swój udział w złożach, co sprawia, że nie ma istotnych różnic w metodzie księgowego ujmowania i rozpoznawania związanych z tą działalnością operacji w porównaniu do sposobu rozpoznawania operacji prowadzonych wspólnie z udziałowcami licencji, które spełniają definicję wspólnych działań w rozumieniu MSSF 11.



(w mln PLN)

	Miejsce prowadzenia działalności	Podstawowa działalność	Udział w kapitale zakładowym na 31.12.2025	Udział w kapitale zakładowym na 31.12.2024	Metoda wyceny
Wspólne przedsięwzięcia					
Grupa Basell ORLEN Polyolefins (BOP) (ORLEN)	Płock/Polska	produkcja, dystrybucja i sprzedaż poliolefin	50,00%	50,00%	praw własności
Grupa Płocki Park Przemysłowo-Technologiczny (PPPT) (ORLEN)	Płock/Polska	budowa i wynajem nieruchomości	50,00%	50,00%	praw własności
Pieridae Production GP Ltd (Grupa ORLEN Upstream Kanada)	Calgary/Kanada	poszukiwanie i wydobycie kopalin, magazynowanie, transport i logistyka	50,00%	50,00%	praw własności
Baltic Power (ORLEN)	Warszawa/Polska	budowa i eksploatacja morskich farm wiatrowych	51,00%	51,14%	praw własności
Grupa ORLEN Synthos Green Energy (ORLEN)	Warszawa/Polska	komercjalizacja technologii mikro i małych reaktorów jądrowych	50,00%	50,00%	praw własności
UAB Minijos Nafta (AB LOTOS Geonafta)	Gargždai/Litwa	poszukiwanie i wydobycie ropy naftowej	50,00%	50,00%	praw własności
Elektrociepłownia Stalowa Wola S.A. (ORLEN Termika S.A.)	Stalowa Wola / Polska	produkcja energii elektrycznej i ciepłej	50,00%	50,00%	praw własności
Zakład Separacji Popiołów					praw własności
Siekierki S.A. (ORLEN Termika S.A.)	Warszawa/Polska	firma oczyszczająca popioły lotne	70,00%	70,00%	praw własności
Baltic Offshore Service Solution (ENERGA)	Gdańsk/Polska	usługi serwisowe dla sektora morskiej energetyki wiatrowej	50,00%	50,00%	praw własności
Atlas EXL 011 ANS (ORLEN Upstream Norway)	Bærum/Norwegia	wychwytywanie i składowanie dwutlenku węgla	20,00%	-	praw własności
Jednostki stowarzyszone					
Polimex Mostostal S.A. (ENERGA i ORLEN Technologie S.A.) *	Warszawa/Polska	firma inżynieryjno-budowlana, generalny wykonawca w zakresie budownictwa przemysłowego, producent i eksporter konstrukcji stalowych	32,08%	32,66%	praw własności
Zakład Wytwórczy Urządzeń Gazowniczych "Intergaz" Sp z o.o. (ORLEN)	Tarnowskie Góry/Polska	produkcja gazomierzy i reduktorów ciśnienia gazu	38,30%	38,30%	praw własności
UAB Naftelf (ORLEN Lietuva)	Wilno/Litwa	obróć paliwem lotniczym oraz budowa magazynów	34,00%	34,00%	praw własności
Naftoport Sp. z o.o. (ORLEN)	Gdańsk/Polska	przeładunki ropy naftowej i produktów naftowych oraz ich tranzyt	26,92%	26,92%	praw własności
PFK GASKON S.A (ORLEN)	Warszawa/Polska	doradztwo finansowe z obszaru energetyki oraz obsługa nieruchomości	45,94%	45,94%	praw własności
DEWON S.A. (ORLEN)	Ukraina/Kijów	realizacja usług związanych z wydobyciem gazu ziemnego, rekonstrukcją odwiertów oraz zagospodarowaniem i eksploatacją złóż na Ukrainie.	36,38%	36,38%	praw własności
Kościańska Oficyna Wydawnicza Sp. z o.o. (Polska Press)	Kościan/Polska	wydawanie gazet	50,00%	-	praw własności
Południowa Oficyna Wydawnicza Sp. z o.o. (Polska Press)	Jarocin/Polska	wydawanie czasopism i pozostałych periodyków	40,11%	-	praw własności
Wspólne działania realizowane za pośrednictwem oddzielnej jednostki					
Rafineria Gdańska S.A. (ORLEN)	Gdańsk/Polska	przerób ropy naftowej, produkcja paliw i olei	70,00%	70,00%	udział w aktywach i zobowiązaniach
Butadien Kralupy (ORLEN Unipetrol)	Kralupy nad Vltavou/ Czechy	produkcja butadienu	51,00%	51,00%	udział w aktywach i zobowiązaniach

* Grupa posiada 81 mln akcji Polimex Mostostal o wartości nominalnej 2 PLN każda, co stanowi około 32,08 % udziału w akcjonariacie tej spółki. Akcje Polimex Mostostal są notowane na GPW. Wartość godziwa inwestycji na 31 grudnia 2025 roku wyniosła 672 mln PLN.

Inwestycje wyceniane metodą praw własności

	31/12/2025	31/12/2024
Wspólne przedsięwzięcia	2 187	1 729
Grupa Basell ORLEN Polyolefins	391	506
Baltic Power	1 416	836
Grupa ORLEN Synthos Green Energy	324	337
Pozostałe	56	50
Jednostki stowarzyszone	278	240
Polimex Mostostal	168	151
Naftoport	92	71
Pozostałe	18	18
	2 465	1 969



(w mln PLN)

Udział w wyniku jednostek wycenianych metodą praw własności

	2025	2024
Wspólne przedsięwzięcia	481	(19)
<i>Grupa Basell ORLEN Polyolefins</i>	(115)	(7)
<i>Grupa ORLEN Synthos Green Energy</i>	(15)	(13)
<i>Baltic Power</i>	599	(2)
<i>Pozostałe</i>	12	3
Jednostki stowarzyszone	44	(121)
<i>Naftoport</i>	21	25
<i>Polimex Mostostal</i>	19	(149)
<i>Pozostałe</i>	4	3
	525	(140)

Skrócone informacje finansowe wspólnego przedsięwzięcia Grupy Basell ORLEN Polyolefins

	31/12/2025	31/12/2024
Aktywa trwałe	613	691
Aktywa obrotowe, w tym:	993	1 242
<i>środki pieniężne</i>	292	456
<i>pozostałe aktywa obrotowe</i>	701	786
Aktywa razem	1 606	1 933
Kapitał własny razem	984	1 213
Zobowiązania długoterminowe	35	19
Zobowiązania krótkoterminowe, w tym:	587	701
<i>zobowiązania handlowe</i>	500	686
Zobowiązania razem	622	720
Pasywa razem	1 606	1 933
Dług netto	(292)	(456)
Aktywa netto	984	1 213
Udział Grupy we wspólnym przedsięwzięciu (50%)	492	607
Eliminacja wyników na wspólnych transakcjach	(101)	(101)
Inwestycje we wspólnym przedsięwzięciu wycenianym metodą praw własności	391	506

	2025	2024
Przychody ze sprzedaży	2 653	3 120
Koszt własny sprzedaży, w tym:	(2 678)	(3 009)
<i>amortyzacja</i>	(81)	(79)
Zysk/(Strata) brutto na sprzedaży	(25)	111
Koszty sprzedaży	(109)	(119)
Koszty ogólnego zarządu	(37)	(32)
Pozostałe przychody i koszty operacyjne netto	(4)	8
(Strata) z działalności operacyjnej	(175)	(32)
Przychody i koszty finansowe netto	8	15
(Strata) przed opodatkowaniem	(167)	(17)
Podatek dochodowy	(62)	4
(Strata) netto	(229)	(13)
Dywidendy otrzymane od wspólnego przedsięwzięcia	-	50
(Strata) netto	(229)	(13)
Udział Grupy we wspólnym przedsięwzięciu (50%)	(115)	(7)
Udział Grupy w wyniku wspólnego przedsięwzięcia wycenianego metodą praw własności	(115)	(7)



(w mln PLN)

Skrócone informacje finansowe wspólnego przedsięwzięcia Baltic Power Sp. z o.o.

	31/12/2025	31/12/2024
Aktywa trwałe	14 733	8 632
Aktywa obrotowe, w tym:	696	450
środki pieniężne	213	142
Aktywa razem	15 429	9 082
Kapitał własny razem	2 642	1 499
Zobowiązania długoterminowe, w tym:	11 491	6 721
kredyty i pożyczki	10 911	5 409
Zobowiązania krótkoterminowe, w tym:	1 296	862
zobowiązania handlowe	734	753
Zobowiązania razem	12 787	7 583
Pasywa razem	15 429	9 082
Dług netto	11 100	5 376
Aktywa netto	2 642	1 499
Udział Grupy we wspólnym przedsięwzięciu (51%)	1 347	767
Wartość firmy	69	69
Inwestycje we wspólnym przedsięwzięciu wycenianym metodą praw własności	1 416	836

	2025	2024
(Strata) z działalności operacyjnej	(19)	(17)
Przychody i koszty finansowe netto, w tym:	1 092	14
wycena i rozliczenie instrumentów pochodnych	1 107	181
Zysk/(Strata) przed opodatkowaniem	1 073	(3)
Zysk/(Strata) netto	1 172	(3)
Zysk/(Strata) netto	1 172	(3)
Udział Grupy we wspólnym przedsięwzięciu (51%)	599	(2)
Udział Grupy w wyniku wspólnego przedsięwzięcia wycenianego metodą praw własności	599	(2)

Skrócone informacje finansowe jednostki stowarzyszonej Polimex-Mostostal S.A. (ENERGA i ORLEN Technologie S.A.)

	31/12/2025	31/12/2024
Aktywa trwałe	822	889
Aktywa obrotowe, w tym:	2 309	2 170
środki pieniężne	923	494
pozostałe aktywa obrotowe	1 386	1 676
Aktywa razem	3 131	3 059
Kapitał własny razem	645	578
Zobowiązania długoterminowe, w tym:	183	192
kredyty i pożyczki	64	92
rezerwy	119	100
Zobowiązania krótkoterminowe, w tym:	2 303	2 289
zobowiązania handlowe	2 242	2 199
kredyty i pożyczki	61	89
Zobowiązania razem	2 486	2 481
Pasywa razem	3 131	3 059
Aktywa netto	645	578
Udział Grupy w aktywach netto jednostki stowarzyszonej (32,08%)	207	189
Korekty dostosowawcze	(39)	(38)
Inwestycje w jednostce stowarzyszonej	168	151



(w mln PLN)

	2025	2024
Przychody ze sprzedaży	4 011	2 617
Koszty ogółem, w tym:	(3 929)	(3 171)
amortyzacja	(53)	(47)
Zysk/(Strata) z działalności operacyjnej	82	(554)
Przychody i koszty finansowe netto	6	6
Zysk/(Strata) przed opodatkowaniem	88	(548)
Podatek dochodowy	(28)	101
Zysk/(Strata) netto	60	(447)
Zysk/(Strata) netto	60	(447)
Udział Grupy w jednostce stowarzyszonej (32,08%)	19	(146)
Korekty dostosowawcze	-	(3)
Udział Grupy w wyniku jednostki stowarzyszonej	19	(149)

Istotne ograniczenia dotyczące możliwości transferu środków do Grupy z tytułu udziałów we wspólnych przedsięwzięciach

Elektrociepłownia Stalowa Wola S.A. (ECSW) jest spółką celową utworzoną w 2010 roku z inicjatywy Tauron Polska Energia S.A. oraz ORLEN (jako następcę prawnego PGNiG), w ramach której została zrealizowana inwestycja budowy bloku gazowo-parowego w Stalowej Woli oddana do eksploatacji 30 września 2020 roku.

Na dzień 31 grudnia 2025 roku spółka ECSW posiada zadłużenie o charakterze senioralnym (Umowa pożyczki z dnia 8 marca 2018 roku zawarta z Bankiem Gospodarstwa Krajowego oraz ORLEN S.A.) oraz zadłużenie o charakterze podporządkowanym (po 7 umów pożyczek z ORLEN S.A. i Tauron Polska Energia S.A.). Charakter poszczególnych pożyczek wynika z Umowy podporządkowania z dnia 8 marca 2018 roku, której stronami są: ECSW, ORLEN S.A., ORLEN Termika S.A., Tauron Polska Energia S.A., Tauron Ciepło Sp. z o.o. i BGK. Z obu wymienionych wyżej umów, tj. Umowy pożyczki i Umowy podporządkowania, wynikają ograniczenia dotyczące możliwości transferu środków. W szczególności spłata jakichkolwiek kwot z tytułu zadłużenia podporządkowanego może zostać dokonana tylko po uprzedniej pełnej, nieodwołalnej i bezwarunkowej spłacie całości zadłużenia senioralnego, którego data spłaty przypada na 14 czerwca 2030 roku. Ponadto, do czasu spłaty całości zadłużenia senioralnego ECSW nie może ogłosić ani wypłacić żadnego wynagrodzenia, dywidendy, opłaty ani innej wypłaty wynikającej z podziału zysków (czy też odsetek od niewypłaconego wynagrodzenia, dywidendy, opłaty bądź innej wypłaty wynikającej z podziału zysków, w gotówce czy też w formie rzeczowej) z tytułu posiadanych akcji, a także spłacić ani podzielić dywidendy bądź kwot niepodzielonych zysków.

Wartość inwestycji w spółce ECSW na 31 grudnia 2025 roku wynosi zero złotych.



12.6 Utrata wartości rzeczowych aktywów trwałych, wartości niematerialnych, wartości firmy i aktywów z tytułu praw do użytkowania

WYBRANE ZASADY RACHUNKOWOŚCI

Na koniec okresu sprawozdawczego Grupa ocenia, czy istnieją przesłanki wskazujące na to, że mogła nastąpić utrata wartości lub odwrócenie odpisu aktualizującego któregoś ze składników aktywów lub ośrodka wypracowującego środki pieniężne (Cash Generating Unit, dalej 'CGU').

W przypadku występowania przesłanek, że mogła nastąpić utrata wartości, przeprowadzany jest test na utratę wartości, w ramach którego Grupa szacuje wartość odzyskiwalną tego składnika aktywów lub CGU poprzez ustalenie wartości godziwej pomniejszonej o koszty zbycia, lub wartości użytkowej z zastosowaniem właściwej stopy dyskonta, w zależności od tego, która z nich jest wyższa.

Ośrodek wypracowujący środki pieniężne (zespół ośrodków), do którego została przypisana wartość firmy, corocznie poddaje się testom na utratę wartości, a także wówczas, gdy istnieją przesłanki wskazujące na utratę jego wartości.

Utworzenie i odwrócenie odpisów aktualizujących wartość rzeczowych aktywów trwałych, wartości niematerialnych i aktywów z tytułu praw do użytkowania ujmuje się w pozostałych kosztach operacyjnych i pozostałych przychodach operacyjnych.

Odpisy z tytułu utraty wartości dotyczące wartości firmy są ujmowane w ramach pozostałych kosztów operacyjnych i nie podlegają odwróceniu.

OSĄDY

Utrata wartości rzeczowych aktywów trwałych, wartości niematerialnych, aktywów z tytułu praw do użytkowania oraz wartości firmy

Wartość odzyskiwalna ustalana jest na poziomie CGU, do którego dany składnik aktywów należy. Aktywa, które samodzielnie nie generują przepływów pieniężnych, grupuje się na najniższym poziomie, na jakim powstają przepływy pieniężne niezależne od przepływów z innych aktywów (CGU).

Ustalenie wartości odzyskiwalnej

Wartość odzyskiwalna składników aktywów oraz ośrodków wypracowujących środki pieniężne ustalana jest jako wyższa z ich wartości użytkowej oraz wartości godziwej pomniejszonej o koszty zbycia. Wartość godziwa pomniejszona o koszty zbycia jest szacowana w odniesieniu do wybranych CGU, dla których istnieją przesłanki i dostępne dane pozwalające na wiarygodne oszacowanie wartości godziwej (np. głęboki i płynny rynek dla danego typu aktywa, transakcje porównywalne). W odniesieniu do wielu specjalistycznych aktywów Grupy lub CGU, dla których nie istnieje głęboki i płynny rynek, a także brak jest porównywalnych transakcji rynkowych stanowiących wiarygodną podstawę oszacowania wartości godziwej pomniejszonej o koszty zbycia, Grupa określa wartość odzyskiwalną w oparciu o wartość użytkową.

SZACUNKI

Grupa przeprowadziła testy pod kątem utraty wartości aktywów w oparciu o modele zdyskontowanych przepływów pieniężnych. Założenia przyjęte w modelach w odniesieniu do kształtowania się przyszłych oczekiwanych przepływów pieniężnych, w tym założenia co do kształtowania się kluczowych założeń makroekonomicznych, jak również sposób kalkulacji stóp dyskonta, to najbardziej istotne obszary szacunków.

Szczegółowe informacje co do kluczowych założeń makroekonomicznych zaprezentowano w Nocie [12.6.2](#) a szczegółowe założenia co do kalkulacji stóp dyskonta zaprezentowano w Nocie [12.6.1](#).

Na 31 grudnia 2025 roku składniki aktywów, dla których Grupa zidentyfikowała utratę wartości, objęto odpisami aktualizującymi. Dla ośrodków generujących przepływy pieniężne, dla których zidentyfikowano przesłanki, Grupa przeprowadziła testy pod kątem utraty wartości w oparciu o modele zdyskontowanych przepływów pieniężnych. Coroczne testy przeprowadzono również dla ośrodków bądź zespołu ośrodków, do których przypisana jest wartość firmy.

12.6.1 Stopa dyskonta

Grupa określa stopy dyskonta indywidualne dla każdego zdefiniowanego ośrodka wypracowującego środki pieniężne wykorzystując tzw. model CAPM – Capital Asset Pricing Model. Na dzień przeprowadzenia testów na utratę wartości, tj. na 31 grudnia 2025 roku w kalkulacji stopy dyskonta uwzględniono ryzyka rynkowe specyficzne dla kraju i segmentu działalności, tak by odzwierciedlić bieżącą na dzień bilansowy rynkową ocenę wartości pieniądza w czasie oraz ryzyko wiążące się z daną grupą aktywów odpowiadającą zwrotowi, jakiego wymagałoby inwestorzy podejmując decyzje o inwestycji, która generowałaby przepływy pieniężne w wysokości, terminach i rodzaju ryzyka odpowiadającego przepływowi, jakie Grupa oczekuje uzyskać z danego CGU.

W ramach przeprowadzanych testów na utratę wartości na 31 grudnia 2025 roku Grupa zastosowała zmienne stopy dyskonta uwzględniające przewidywane zmiany oprocentowania 10-letnich obligacji rządowych dla krajów objętych analizą.



(w mln PLN)

Oszacowane przez Grupę główne stopy dyskonta po opodatkowaniu na 31 grudnia 2025 roku w latach 2026 - 2030 kształtowały się następująco:

Kraj	Rodzaj działalności	2026	2027	2028	2029	2030+	Beta nielewarowana	D/E
Polska	Rafineria	5,47%	6,12%	6,64%	7,04%	7,34%	46,61%	75,59%
Polska	Petrochemia	7,18%	7,84%	8,37%	8,78%	9,09%	85,64%	48,42%
Polska	Detal	5,32%	5,98%	6,50%	6,90%	7,20%	43,12%	70,35%
Polska	Processing	5,26%	5,90%	6,41%	6,81%	7,10%	41,87%	97,16%
Polska	Wydobycie poszukiwawcze	6,15%	6,81%	7,33%	7,74%	8,04%	47,64%	60,49%
Polska	Wydobycie zagospodarowanie	5,52%	6,18%	6,71%	7,11%	7,41%	47,64%	60,49%
Polska	Wiercenia poszukiwawcze	7,11%	7,79%	8,33%	8,74%	9,05%	83,33%	34,56%
Polska	Ciepło	6,07%	6,74%	7,27%	7,68%	7,98%	55,49%	50,00%
Polska	OZE	5,61%	6,27%	6,79%	7,19%	7,49%	50,00%	72,90%
Polska	Transport	5,57%	6,22%	6,74%	7,14%	7,44%	49,00%	77,13%
Czechy	Rafineria	5,39%	5,70%	5,94%	6,25%	6,53%	46,61%	75,59%
Czechy	Petrochemia	7,06%	7,38%	7,62%	7,94%	8,23%	85,64%	48,42%
Czechy	Detal	5,26%	5,57%	5,80%	6,12%	6,40%	43,12%	70,35%
Litwa	Rafineria	6,35%	6,29%	6,50%	6,74%	6,97%	46,61%	75,59%
Norwegia	Wydobycie zagospodarowanie	5,75%	5,67%	5,72%	5,84%	5,98%	47,64%	60,49%
Szwecja	Usługi dla biznesu	5,61%	5,61%	5,61%	5,61%	5,61%	68,00%	30,91%
Pakistan	Zagospodarowanie i eksploatacja złóż	17,56%	17,50%	17,71%	17,96%	18,19%	107,13%	24,82%
Austria	Detal	5,01%	5,15%	5,40%	5,63%	5,81%	43,12%	70,35%

Stopy dyskonta dla ustalenia wartości użytkowych na 31 grudnia 2025 roku wyliczone zostały z zastosowaniem metody spółek porównywalnych jako średnioważony koszt zaangażowania kapitału własnego i obcego. Źródła wskaźników makroekonomicznych niezbędnych do oszacowania kosztu kapitału i kosztu długu jak np. beta i D/E stanowiły serwis Bloomberg i publikacje prof. Aswatha Damodarana (źródło: <http://pages.stern.nyu.edu>) oraz notowania 10-letnich obligacji rządowych dostępne na 31 grudnia 2025 roku a dla zakresu działalności m.in. Grupy Energa oraz aktywów OZE - publikacje Urzędu Regulacji Energetyki.

Dla pierwszych 5-ciu lat zastosowana stopa dyskonta uwzględnia zmienną stopę wolną od ryzyka oszacowaną na podstawie krzywej rentowności obligacji 10-letnich. Dla kolejnych lat przyjęto stopę dyskonta na poziomie roku 2030.

Wskaźnik premii za ryzyko rynku został oszacowany na podstawie publikacji prof. Aswatha Damodarana (źródło: <http://pages.stern.nyu.edu>) oraz dostępnych publikacji instytucji finansowych.

Stopy dyskonta dla określenia wartości godziwej pomniejszonej o koszty zbycia aktywów wydobywczych w Kanadzie na 31 grudnia 2025 roku ustalono indywidualnie dla każdego obszaru i wynosiły one od 14% do 18%, co uwzględnia rynkową stopę dyskonta oraz ryzyko specyficzne w tym geologiczne dla tych aktywów.

Oszacowane przez Grupę główne stopy dyskonta po opodatkowaniu na 31 grudnia 2024 roku zostały zaprezentowane analogicznie jak dla roku 2025 i kształtowały się następująco:

Kraj	Rodzaj działalności	2025	2026	2027	2028	2029+	Beta nielewarowana	D/E
Polska	Rafineria	7,42%	7,78%	8,04%	8,20%	8,30%	52,28%	70,18%
Polska	Petrochemia	8,70%	9,06%	9,33%	9,50%	9,60%	80,18%	43,71%
Polska	Detal	7,38%	7,74%	8,00%	8,17%	8,26%	50,66%	58,19%
Polska	Processing	6,97%	7,32%	7,58%	7,75%	7,84%	42,54%	90,79%
Polska	Wydobycie poszukiwawcze	8,10%	8,46%	8,73%	8,89%	8,99%	52,28%	54,84%
Polska	Wydobycie zagospodarowanie	7,45%	7,81%	8,08%	8,25%	8,34%	52,28%	54,84%
Polska	Wiercenia poszukiwawcze	8,59%	8,95%	9,22%	9,39%	9,49%	77,46%	41,70%
Polska	Ciepło	7,64%	8,00%	8,27%	8,44%	8,53%	51,70%	50,00%
Polska	OZE	8,03%	8,39%	8,65%	8,82%	8,91%	51,85%	62,88%
Polska	Transport	7,39%	7,74%	8,00%	8,17%	8,26%	52,00%	78,89%
Czechy	Rafineria	5,93%	6,12%	6,20%	6,35%	6,54%	52,28%	70,18%
Czechy	Petrochemia	7,16%	7,34%	7,43%	7,59%	7,78%	80,18%	43,71%
Czechy	Detal	5,88%	6,06%	6,15%	6,30%	6,49%	50,66%	58,19%
Litwa	Rafineria	7,43%	7,56%	7,71%	7,80%	7,87%	52,28%	70,18%
Norwegia	Wydobycie zagospodarowanie	5,82%	5,69%	5,74%	5,86%	5,98%	52,28%	54,84%
Szwecja	Usługi dla biznesu	5,56%	5,56%	5,56%	5,56%	5,56%	81,00%	27,02%
Pakistan	Zagospodarowanie i eksploatacja złóż	19,44%	19,57%	19,72%	19,81%	19,88%	98,63%	23,12%
Austria	Detal	5,31%	5,48%	5,62%	5,73%	5,82%	50,66%	58,19%

Stopy dyskonta dla określenia wartości godziwej pomniejszonej o koszty zbycia aktywów wydobywczych w Kanadzie na 31 grudnia 2024 roku ustalono indywidualnie dla każdego obszaru i wynosiły one od 13,2% do 17,6%, co uwzględnia rynkową stopę dyskonta oraz ryzyko specyficzne w tym geologiczne dla tych aktywów.

12.6.2 Główne założenia przyjęte w testach na utratę wartości aktywów na 31 grudnia 2025 roku

Testy na utratę wartości aktywów zostały przeprowadzone w oparciu o modele zdyskontowanych przepływów pieniężnych według założeń na dzień 31 grudnia 2025 roku. W przypadku gdy wartość odzyskiwalną ustalano w oparciu o wartość użytkową, do kalkulacji testów wykorzystywano przede wszystkim zestaw założeń makroekonomicznych w scenariuszu podstawowym, który oparty został o prognozy niezależnych i obiektywnych dostawców S&P Global i Nexant.

Ponadto w celu odzwierciedlenia niepewności otoczenia, w którym Grupa funkcjonuje, dla wybranych aktywów i CGU opracowano dodatkowe szacunki wycen wartości odzyskiwalnej oparte o alternatywne scenariusze makroekonomiczne.

Kluczowym parametrem różnicującym scenariusze, było założenie dotyczące tempa transformacji energetycznej oraz jej wpływu na założenia makroekonomiczne.



(w mln PLN)

Scenariusz podstawowy, któremu przypisano największą wagę - 70% zakłada wzrost udziału energii ze źródeł odnawialnych, jednak paliwa kopalne pozostają relatywnie odporne na zmiany, a nie wszystkie cele redukcji emisji w UE zostaną osiągnięte. Scenariusz zakładający najszybszą ścieżkę redukcji emisji, uznano za najmniej prawdopodobny i przypisano mu wagę 10%, pozostałe 20% przypisano scenariuszowi, który zakłada najwolniejszą ścieżkę obniżenia emisji. Pozostałe kluczowe parametry różniące scenariusze to: cena praw do emisji, ceny węglowodorów, w szczególności ropa Brent oraz gaz ziemny, ceny produktów rafineryjnych i petrochemicznych.

Wartość użytkową określoną na podstawie scenariusza ważonego obliczono jako iloczyn wartości użytkowych poszczególnych scenariuszy i ich prawdopodobieństwa („scenariusz ważony”). W przypadku, gdy wartość użytkowa dla scenariusza podstawowego nie odbiegała w sposób istotny od wartości scenariusza ważonego, zachowano wycenę wynikającą ze scenariusza podstawowego („scenariusz podstawowy”).

Dla większości CGU do szacowania wartości użytkowej przygotowano szczegółowe prognozy przepływów na lata 2026-2030. Do ekstrapolacji przepływów pieniężnych wykraczających poza okres objęty szczegółową prognozą zastosowano wskaźniki równe lub niższe od prognozowanych celów inflacyjnych dla poszczególnych krajów, które wynoszą odpowiednio: dla Polski 2,5%, dla Norwegii 2,1%, dla pozostałych krajów 2%.

Ponadto dla aktywów wydobywczych w segmencie Upstream&Supply wykonano dodatkowe szacunki wartości godziwej oparte o krzywe terminowe dla cen węglowodorów na dzień 31 grudnia 2025. Wartość odzyskiwalną ustalono jako wyższą z wartości użytkowej opartej na scenariuszach oraz wartości godziwej opartej o krzywe terminowe.

Przepływy pieniężne netto zostały zdyskontowane do ich wartości bieżącej przy zastosowaniu stóp dyskonta odzwierciedlających bieżące rynkowe oszacowania wartości pieniądza w czasie oraz ryzyka typowe dla wycenianych aktywów.

Poniżej opisy dotyczą scenariusza podstawowego przy wyliczaniu wartości użytkowej.

Szczegółowe prognozy przepływów pieniężnych netto, opracowane na bazie:

- zatwierdzonych budżetów lub planów finansowych, które obejmują zaktualizowane pięcioletnie założenia:
 - cen ropy, notowań głównych produktów rafineryjnych i petrochemicznych – na bazie S&P Global ('S&P'), prognoz Nexant oraz innych źródeł pomocniczych (krzywych terminowych, predykcji banków, analiz agencji rządowych) oraz opinii ekspertów Grupy;
 - cen gazu – w oparciu o krzywe forward dla Towarowej Giełdy Energii („TGE”) i Trading Hub Europe („THE”) oraz projekcji S&P;
 - cen energii elektrycznej, praw do emisji CO₂ – opartych na projekcjach S&P oraz opiniach ekspertów Grupy;
 - celów inflacyjnych – w oparciu o informacje opublikowane przez odpowiednie banki centralne;
- raportów rezerw lub oceny służb technicznych, odpowiedzialnych za eksploatację złóż – dla aktywów segmentu Upstream&Supply,
- głównych czynników klimatycznych i polityki transformacji energetycznej takich jak rosnące ceny praw do emisji CO₂, redukcja emisji CO₂ i wymagane nakłady inwestycyjne dla poszczególnych CGU oraz wpływ przeniesienia cen praw do emisji CO₂ na przychody ze sprzedaży produktów.

Główne założenia makroekonomiczne przyjęte do testów na utratę wartości na 31 grudnia 2025 roku

		2026	2027	2028	2029	2030
Brent	USD/bbl	69,02	69,85	72,63	75,85	81,24
Gaz ziemny	EUR/MWh	35,18	31,18	27,45	21,79	16,13
marża benzyny	USD/t	200,93	165,49	186,25	207,52	219,39
marża ON	USD/t	128,74	105,76	113,87	123,75	126,24
marża nafta	USD/t	71,14	82,28	101,73	118,14	131,99
marża Etylen	EUR/t	612,55	627,86	693,37	611,36	622,15
marża Propylen	EUR/t	467,62	488,97	492,36	523,05	527,33
Energia elektrycznej BASE	[PLN/MWh]	413,04	413,75	451,64	471,36	460,30
Energia elektryczna PV	[PLN/MWh]	308,58	310,73	342,05	344,14	337,20
Energia elektryczna onshore	[PLN/MWh]	370,48	364,00	383,07	378,78	372,41
Prawa do emisji CO ₂	EUR/t	86,00	90,57	95,19	105,21	116,00

Główne założenia makroekonomiczne przyjęte do testów na utratę wartości na 31 grudnia 2024 roku

		2025	2026	2027	2028	2029
Brent	USD/bbl	81,05	82,31	83,68	85,41	87,19
Gaz ziemny	EUR/MWh	37,06	32,39	28,58	25,76	22,95
marża benzyny	USD/t	182,10	138,16	147,11	172,48	187,75
marża ON	USD/t	144,76	108,87	106,75	120,97	127,44
marża nafta	USD/t	32,41	62,70	88,23	124,71	142,41
marża Etylen	EUR/t	630,84	646,80	662,35	678,06	693,43
marża Propylen	EUR/t	503,00	515,25	527,87	540,47	553,08
Energia elektrycznej BASE	[PLN/MWh]	419,85	479,14	516,18	563,63	556,43
Energia elektryczna PV	[PLN/MWh]	325,20	417,66	428,81	449,52	431,59
Energia elektryczna onshore	[PLN/MWh]	358,33	454,38	477,75	504,12	480,80
Prawa do emisji CO ₂	EUR/t	75,92	88,73	101,53	114,34	127,15

Kluczowe czynniki klimatyczne zaplanowane do ustalenia wartości odzyskiwalnej aktywów

Na dzień bilansowy tj. 31 grudnia 2025 roku Polityka Unii Europejskiej powodowała, że uprawnienia do emisji CO₂ były kluczowym elementem wpływającym na przyszłe prognozy we wszystkich segmentach działalności. Wpływ tego czynnika wynikał z



(w mln PLN)

ponoszonych przez Grupę ORLEN kosztów praw do emisji oraz braku potencjału w średnim i długim terminie do przekładania tych kosztów na przychody. Jednocześnie przepisy prawa na dzień bilansowy 31 grudnia 2025 roku zakładały mechanizmy, które powodowały stopniowy wzrost kosztów emisji. Jednocześnie w prognozach zakłada się całościowe lub częściowe przenoszenie na przychody kosztów innych regulacji środowiskowych w tym w szczególności ETS 2, RED 3, ustawa biometanowa.

12.6.3 Utworzenie i odwrócenie odpisów aktualizujących wartość rzeczowych aktywów trwałych, wartości niematerialnych, aktywów z tytułu praw do użytkowania oraz wartości firmy

Odpisy aktualizujące netto rzeczowych aktywów trwałych, wartości niematerialnych, w tym wartości firmy i aktywów z tytułu praw do użytkowania Grupy według segmentów:

Segment	2025	2024 (dane przekształcone)
Upstream & Supply	(2 087)	(157)
Downstream	(12 319)	(12 566)
Energy	(1 337)	(543)
Consumers & Products	(522)	(203)
Corporate Functions	(12)	(46)
Razem, w tym:	(16 277)	(13 515)
<i>rzeczowe aktywa trwałe, wartości niematerialne, prawa do użytkowania</i>	<i>(15 614)</i>	<i>(13 246)</i>
<i>wartość firmy</i>	<i>(663)</i>	<i>(269)</i>

Odpisy aktualizujące netto rzeczowych aktywów trwałych, wartości niematerialnych, w tym wartości firmy i aktywów z tytułu praw do użytkowania po Spółkach/Grupach:

Spółka/Grupa	2025	2024
ORLEN S.A.	(5 615)	(5 196)
Grupa ORLEN Lietuva	(738)	(3 042)
Grupa ORLEN Upstream	(57)	(365)
Grupa ENERGA	48	(398)
Grupa ORLEN Unipetrol	(7 093)	(1 532)
Grupa ORLEN Petrobaltic	(444)	(396)
ORLEN Upstream Norway AS	(549)	(233)
Grupa ORLEN New Power	(97)	-
Anwil	(425)	(877)
S54	(679)	-
Grupa ORLEN Austria	(513)	-
Grupa ORLEN Południe	0	(1 207)
Pozostałe	(115)	(269)
Razem w tym:	(16 277)	(13 515)
<i>rzeczowe aktywa trwałe, wartości niematerialne, prawa do użytkowania</i>	<i>(15 614)</i>	<i>(13 246)</i>
<i>wartość firmy</i>	<i>(663)</i>	<i>(269)</i>

Zmiany odpisów w podziale na klasy aktywów zaprezentowane są w tabelach przedstawiających zmianę wartości netto odpowiednich klas umieszczonych w notach [12.1](#) – Rzeczowe aktywa trwałe, [12.3](#) – Wartości niematerialne, [15.2.1](#) – Aktywa z tytułu praw do użytkowania oraz [12.6.4](#) – Wartość firmy.

12.6.3.1 Przepływy pieniężne netto prognozowane dla aktywów segmentu Upstream&Supply

Grupa przeprowadziła testy na utratę wartości aktywów wydobywczych segmentu Upstream&Supply, dla których zidentyfikowano przesłanki wykorzystując metodę zdyskontowanych przyszłych przepływów pieniężnych z działalności operacyjnej w oparciu o następujące założenia odzwierciedlające oczekiwania Grupy na koniec 2025 roku:

- zasoby złóż w Spółce ORLEN Upstream Canada zostały oszacowane w oparciu o Raporty Rezerw obejmujące aktualne przyszłe szacunki cen ropy, gazu i kondensatów;
- zasoby złóż dla pozostałych aktywów zostały oszacowane w drodze oceny służb technicznych w oparciu o aktualne prognozy ścieżek cenowych węglowodorów. Założenia cenowe zostały przedstawione w Nocie [12.6.2](#);
- nakłady inwestycyjne na poziomie zapewniającym optymalną efektywność przy założonych cenach;
- wolumeny produkcji uwzględniają aktualną ocenę perspektywiczności potencjału eksploatowanych złóż oraz aktywów poszukiwawczych;
- testy na utratę wartości Spółek Grupy posiadających aktywa wydobywcze obejmują testy pojedynczych CGU, którymi są pojedyncze kopalnie lub ośrodki / obszary produkcyjne;
- dla aktywów w spółkach ORLEN Upstream Norway AS, ORLEN zlokalizowanych w Pakistanie, ORLEN Upstream Polska oraz ORLEN Petrobaltic wartość odzyskiwalną obliczono w oparciu o wartość użytkową;
- dla aktywów wydobywczych w ORLEN zlokalizowanych w Polsce oraz ORLEN Upstream Canada wartość odzyskiwalną obliczono w oparciu o wartość godziwą pomniejszoną o koszty zbicia (poziom wyceny 3, jak zdefiniowano w MSSF 13 „Wycena wartości godziwej”).



(w mln PLN)

Odpisy aktualizujące netto aktywów segmentu Upstream&Supply

W 2025 roku w związku ze spadkiem cen węglowodorów obserwowanym na koniec 2025 roku oraz gorszymi prognozami dla tego segmentu, zidentyfikowano przesłanki i przeprowadzono testy na utratę wartości aktywów segmentu.

W segmencie Upstream&Supply aktywa wydobywcze to suma pojedynczych CGU – obszarów produkcyjnych lub kopalni, generujących niezależne przepływy.

	Metoda wyceny	Scenariusz zastosowany przy wycenie wartości użytkowej	2025		2024	
			Wartość odzyskiwalna	Odpis netto	Wartość odzyskiwalna	Odpis netto
ORLEN aktywa w Polsce	wartość godziwa **	n.d.	21 254	(823)	20 499*	914
ORLEN aktywa w Pakistanie	wartość użytkowa	podstawowy	340	(125)	504	-
ORLEN Upstream Norway w tym: Wartość firmy CGU Sleipner	wartość użytkowa	podstawowy	8 334	(549)	10 890	(233)
			-	(185)	-	-
ORLEN Upstream Canada	wartość godziwa **	n.d.	1 877	2	1 887	(372)
ORLEN Upstream Polska	wartość użytkowa	podstawowy	401	(59)	299	102
Grupa ORLEN Petrobaltic	wartość użytkowa	ważony	1 162	(444)	2 194	(396)
Pozostałe			-	(89)	-	(172)
Razem				(2 087)		(157)

* W 2024 roku wycenę aktywów w Polsce oparto o wartość użytkową

** Wartość godziwa – oznacza wartość godziwą pomniejszoną o koszty zbycia

Poniżej zaprezentowano odpisy wynikające z testów wraz z głównymi czynnikami wpływającymi na odpis dla poszczególnych Spółek segmentu Upstream&Supply.

Pozostałe odpisy w tym segmencie wynikają przede wszystkim z poniesionych kosztów na odwierty bez efektu ekonomicznego lub z pozostałej działalności operacyjnej (m.in. zaniechania inwestycji, uszkodzeń, likwidacji itp.).

ORLEN – aktywa wydobywcze zlokalizowane w Polsce

W 2025 roku w wyniku testów utworzono odpisy w wysokości (1 516) mln PLN oraz rozpoznano odwrócenia odpisów w wysokości 942 mln PLN, w związku ze zwiększeniem potencjału głównie złoża Kościan-Brońsko.

Wartość odzyskiwalną obliczono w oparciu o wartość godziwą z wykorzystaniem krzywych terminowych dostępnych na dzień 31 grudnia 2025 roku z zastosowaniem stopy dyskonta dedykowanej dla Polska wydobywcze zagospodarowanie.

ORLEN – aktywa wydobywcze zlokalizowane w Pakistanie

W 2025 roku w wyniku testów utworzono odpisy w wysokości (125) mln PLN.

Wartość odzyskiwalną obliczono w oparciu o wartość użytkową aktywów wydobywczych ORLEN zlokalizowanych w Pakistanie z wykorzystaniem scenariusza podstawowego, przy zastosowaniu stopy dedykowanej dla Pakistan zagospodarowanie i eksploatacja złóż (nota 12.6.1).

Analiza wrażliwości wartości godziwej dla ORLEN aktywa wydobywcze Polska na 31 grudnia 2025

STOPA DYSKONTA	w mln PLN		EBITDA		
	zmiana	-5%	0%	5%	
	- 1 p.p.	zwiększenie odpisu (16)	zmniejszenie odpisu 757	zmniejszenie odpisu 1 530	
	0,0 p.p.	zwiększenie odpisu (733)	-	zmniejszenie odpisu 733	
	+ 1 p.p.	zwiększenie odpisu (1 377)	zwiększenie odpisu (678)	zmniejszenie odpisu 19	

Analiza wrażliwości wartości użytkowej dla ORLEN aktywa wydobywcze Pakistan na 31 grudnia 2025

STOPA DYSKONTA	w mln PLN		EBITDA		
	zmiana	-5%	0%	5%	
	- 1 p.p.	zwiększenie odpisu (8)	zmniejszenie odpisu 9	zmniejszenie odpisu 26	
	0,0 p.p.	zwiększenie odpisu (17)	-	zmniejszenie odpisu 17	
	+ 1 p.p.	zwiększenie odpisu (25)	zwiększenie odpisu (8)	zmniejszenie odpisu 8	

ORLEN Upstream Norway

W 2025 roku zidentyfikowano przesłanki utraty wartości i przeprowadzono testy, w wyniku których rozpoznano odpisy z tytułu utraty wartości aktywów w wysokości (377) mln PLN. Odpisy dotyczyły utraty wartości aktywów trwałych na CGU Yme w wysokości (192) mln PLN oraz utraty wartości firmy rozpoznanej na CGU Sleipner w wysokości (185) mln PLN (więcej w nocie dotyczącej wartości firmy (12.6.4)).



(w mln PLN)

Odpisy w zdecydowanej większości wynikały z postępującego wyczerpywania złóż, trudnej sytuacji makro obserwowanej na koniec 2025 roku oraz gorszymi prognoząmi dla cen węglowodorów.

Wartość użytkowa aktywów wydobywczych ORLEN Upstream Norway oszacowana z wykorzystaniem scenariusza podstawowego, pokazana w tabeli powyżej została obliczona przy stopie dyskonta dedykowanej dla Norwegii wydobyć zagospodarowanie (nota [12.6.1](#)).

Analiza wrażliwości wartości użytkowej dla ORLEN Upstream Norway na 31 grudnia 2025

STOPA DYSKONTA	w mln PLN		EBITDA		
	zmiana	-5%	0%	5%	
	- 1 p.p.	zwiększenie odpisu (88)	zmniejszenie odpisu 14	zmniejszenie odpisu 116	
	0,0 p.p.	zwiększenie odpisu (101)	-	zmniejszenie odpisu 101	
	+ 1 p.p.	zwiększenie odpisu (135)	zwiększenie odpisu (13)	zmniejszenie odpisu 86	

Grupa ORLEN Petrobaltic

Na 31 grudnia 2025 roku Grupa zidentyfikowała przesłanki utraty wartości z tytułu naturalnego wyczerpywania złóż oraz z niekorzystnych prognoz makro na koniec 2025 roku i przeprowadziła testy na utratę wartości aktywów. W wyniku przeprowadzonych testów rozpoznano zawiązanie odpisów aktualizujących w wysokości (435) mln PLN.

Oszacowana wartość użytkowa aktywów wydobywczych Grupy ORLEN Petrobaltic z wykorzystaniem analizy scenariuszowej pokazana w tabeli powyżej została obliczona przy stopie dyskonta dedykowanej dla Polska – wydobyć i zagospodarowanie (nota [12.6.1](#)).

Analiza wrażliwości wartości użytkowej dla ORLEN Petrobaltic na 31 grudnia 2025

STOPA DYSKONTA	w mln PLN		EBITDA		
	zmiana	-5%	0%	5%	
	- 1 p.p.	zwiększenie odpisu (24)	zmniejszenie odpisu 74	zmniejszenie odpisu 172	
	0,0 p.p.	zwiększenie odpisu (94)	-	zmniejszenie odpisu 94	
	+ 1 p.p.	zwiększenie odpisu (160)	zwiększenie odpisu (69)	zmniejszenie odpisu 21	

Grupa ORLEN Upstream

Na 31 grudnia 2025 roku Grupa zidentyfikowała przesłanki utraty wartości z tytułu spadku prognoz cen węglowodorów i przeprowadziła testy na utratę wartości aktywów zlokalizowanych w Kanadzie i w Polsce.

Przeprowadzone testy nie wykazały istotnych odpisów.

Wartość użytkowa aktywów wydobywczych ORLEN Upstream Polska na 31 grudnia 2025 roku została obliczona w oparciu o scenariusz podstawowy przy stopie dyskonta dedykowanej dla Polska wydobyć zagospodarowanie (nota [12.6.1](#)).

Wartość godziwa aktywów pomniejszona o koszty zbycia ORLEN Upstream Canada została obliczona przy stopach dyskonta ustalonych indywidualnie dla każdego obszaru od 14% do 18%.

Analiza wrażliwości wartości użytkowej dla ORLEN Upstream Polska na 31 grudnia 2025

STOPA DYSKONTA	w mln PLN		EBITDA		
	zmiana	-5%	0%	5%	
	- 1 p.p.	zmniejszenie odpisu (9)	zmniejszenie odpisu 14	zmniejszenie odpisu 36	
	0,0 p.p.	zwiększenie odpisu (22)	-	zmniejszenie odpisu 22	
	+ 1 p.p.	zwiększenie odpisu (34)	zwiększenie odpisu (13)	zmniejszenie odpisu 9	

Analiza wrażliwości wartości godziwej pomniejszonej o koszty zbycia dla ORLEN Upstream Canada na 31 grudnia 2025

STOPA DYSKONTA	w mln PLN		EBITDA		
	zmiana	-5%	0%	5%	
	- 1 p.p.	zwiększenie odpisu (113)	zmniejszenie odpisu 110	zmniejszenie odpisu 329	
	0,0 p.p.	zwiększenie odpisu (212)	-	zmniejszenie odpisu 210	
	+ 1 p.p.	zwiększenie odpisu (303)	zwiększenie odpisu (100)	zmniejszenie odpisu 100	



(w mln PLN)

12.6.3.2 Przepływy pieniężne netto zaplanowane dla aktywów segmentu Downstream

Grupa przeprowadziła testy na utratę wartości aktywów segmentu Downstream, dla których zidentyfikowano przesłanki wykorzystując metodę zdyskontowanych przyszłych przepływów pieniężnych z działalności operacyjnej (wartość użytkowa), stosując wyżej wymienione notowania i marże, które odzwierciedlają, zgodnie z wymogami standardu MSR 36, oczekiwania na dzień 31 grudnia 2025 roku.

- przewiduje się umiarkowany wzrost nominalnych notowań ropy w całym okresie prognostycznym. Prognozuje się, że w momencie szczytu wydobywania w roku 2027 ceny ropy Brent osiągną poziom 69,85 \$/bbl do 2027 roku, a następnie odbiją do poziomu 81,24 \$/bbl do 2030 roku wraz z jednoczesną stabilizacją produkcji;
- zakłada się, że w perspektywie wieloletniej zapotrzebowanie na benzynę będzie systematycznie maleć. Segment pojazdów prywatnych i małych aut dostawczych przechodzi transformację w kierunku technologii niskoemisyjnych, które zyskują coraz większą akceptację rynkową;
- przewiduje się, że marże dla oleju napędowego będą kontynuować spadki z powodu zwiększonej podaży. Od 2029-30 następuje umocnienie notowań marży dla oleju napędowego w związku z kosztami emisji CO₂, aby potem się ustabilizować pomimo spadku popytu na olej napędowy w Europie. Zapotrzebowanie na olej napędowy w sektorze transportu ciężkiego utrzyma się do połowy wieku;
- przewiduje się, że nafta pozostaje podstawowym produktem wsadowym w produkcji produktów petrochemicznych, szczególnie w Europie i Azji. Największy wzrost popytu na naftę obserwuje się w krajach azjatyckich. W Polsce i Europie popyt powinien utrzymać się na stabilnym poziomie;
- Globalny rynek etylenu pozostaje w fazie nadpodaży, co skutkuje niskim wykorzystaniem mocy produkcyjnych i presją na marże producentów. Największy wzrost mocy produkcyjnych obserwuje się w Chinach, co pogłębia globalną nadpodaż i osłabienie marż. Europejski przemysł petrochemiczny będzie zmagać się z nadmiarem mocy produkcyjnych, wysokimi kosztami energii i spadającym popytem w szczególności w wyniku rosnącego importu głównie z Chin. Wyzwania te doprowadzą do obniżenia marż produktowych, wskaźników operacyjnych i rentowności, a w konsekwencji wypierania producentów lokalnych;
- przewiduje się, że zarówno w przypadku propylenu, polipropylenu, jak również innych produktów petrochemicznych (benzenu, butadienu, paraksylenu) rozwój produkcji w Chinach w średnim terminie może ustabilizować globalną podaż, ale jednocześnie zwiększa konkurencję dla producentów europejskich co w perspektywie najbliższych lat może prowadzić do utrzymania się cen na podobnym, bieżącym poziomie;
- szybki wzrost cen praw do emisji CO₂ w długim terminie wynika z założenia, że UE będzie kontynuowała politykę dekarbonizacyjną – a dekarbonizacja innych niż elektroenergetyka sektorów wymagać będzie wysokich kosztów praw do emisji CO₂ by być ekonomicznie uzasadnioną;
- uwzględniono nakłady inwestycyjne o charakterze odtworzeniowym na poziomie zapewniającym utrzymanie zdolności produkcyjnych istniejących aktywów trwałych z uwzględnieniem aktualizacji inwestycji w toku – m.in. program Nowa Chemia oraz Hydrokraking.

Odpisy aktualizujące netto aktywów segmentu Downstream

W 2025 roku zidentyfikowano przesłanki wynikające z utrzymującego się trudnego otoczenia i pogarszających się, w stosunku do wcześniejszych założeń, perspektyw dla działalności petrochemicznej. Ponadto, w wyniku zdarzeń w roku 2025, a w szczególności decyzji Dow Chemicals o zamknięciu na koniec 2025 roku kompleksu petrochemicznego Bohlen oraz sprzedaży po wartości zbliżonej do 0 niektórych aktywów europejskich Lyondell Basell do Aequitia, Grupa dokonała rewizji dotychczasowych założeń o potencjale przekładania kosztów emisji CO₂ wynikających z ETS 1 na przychody w średnim i długim terminie, co spowodowało zmiany w wycenie aktywów produkcyjnych ORLEN oraz ORLEN Unipetrol.

W roku 2025 dla ORLEN CGU Petrochemia oraz ORLEN Lietuva potwierdzono ujemną wartość użytkową w szczególności w związku z realizacją inwestycji Nowa Chemia (ORLEN) i Hydrokrakingu (ORLEN Lietuva).

Scenariusz zastosowany przy wycenie wartości użytkowej		2025		2024	
		Wartość użytkowa	Odpis netto	Wartość użytkowa	Odpis netto
ORLEN CGU Rafineria	podstawowy	32 292	(98)	32 083	2 114
ORLEN i S54 CGU Petrochemia	ważony	(13 660)	(5 154)	(3 912)	(8 200)
ORLEN Unipetrol CGU Rafineria	podstawowy	1 470	(2 918)	5 126	393
ORLEN Unipetrol CGU Petrochemia *, w tym:	ważony	(3 666)	(4 176)	3 901	(1 825)
Aktywa segmentu Downstream			(3 057)		(1 821)
Aktywa segmentu Energy			(1 119)		(4)
ORLEN Lietuva CGU Rafineria **, w tym:	ważony	(2 003)	(738)	(2 800)	(3 025)
Aktywa segmentu Downstream			(634)		(2 948)
Aktywa segmentu Energy			(93)		(41)
Aktywa Corporate Functions			(11)		(36)
Anwil CGU Tworzywa	podstawowy	(1 218)	(425)	225	(877)
ORLEN Południe - CGU Glikol	podstawowy	107	(30)	108	(299)
ORLEN Południe - CGU Bioetanol 2G	podstawowy	197	-	(254)	(908)
Pozostałe		-	(3)	-	(20)
Razem w tym:			(13 542)		(12 647)
Segment Downstream			(12 319)		(12 566)
Segment Energy			(1 212)		(45)
Corporate Functions			(11)		(36)

* ORLEN Unipetrol CGU Petrochemia- obejmuje aktywa petrochemiczne przypisane do segmentu Downstream oraz aktywa energetyczne przypisane do segmentu Energy

** ORLEN Lietuva CGU Rafineria- obejmuje aktywa rafineryjne przypisane do segmentu Downstream, aktywa energetyczne przypisane do segmentu Energy oraz aktywa Corporate Functions.



(w mln PLN)

Poniżej zaprezentowano odpisy wynikające z testów wraz z głównymi czynnikami wpływającymi na odpis dla poszczególnych Spółek segmentu Downstream.

Pozostałe odpisy w tym segmencie wynikają przede wszystkim z pozostałej działalności operacyjnej (m.in. zaniechania inwestycji, uszkodzeń, likwidacji itp.).

ORLEN CGU Rafineria

Na dzień 31 grudnia 2025 roku zidentyfikowano przesłanki utraty wartości i przeprowadzono testy, w wyniku których nie rozpoznano utraty wartości aktywów.

ORLEN i S54 - CGU Petrochemia

W 2025 roku zidentyfikowano przesłanki i przeprowadzono testy, w wyniku których rozpoznano odpis z tytułu utraty wartości aktywów w wysokości (5 156) mln PLN.

Odpisy w zdecydowanej większości wynikały z nakładów poniesionych na inwestycję Nowa Chemia w ORLEN i zwiększenia aktywów CGU Petrochemia w wyniku transakcji nabycia udziałów w Spółce S54, która była skutkiem umów związanych z projektem zawartym w 2021 roku. Więcej informacji w nocie [15.4.2](#) Zatrzymanie projektu budowy kompleksu Olefiny III w jego dotychczasowym zakresie.

Ponadto, w związku ze zdarzeniami w otoczeniu rynkowym w 2025 roku opisanymi powyżej, założono brak możliwości przekładania kosztów CO₂ wynikających z ETS 1 na przychody w średnim i długim terminie.

Wartości użytkowe przedstawione w tabeli powyżej zostały obliczone z wykorzystaniem analizy scenariuszowej opartej o szczegółowe przepływy prognozowane w horyzoncie 10 lat, przy stopie dyskonta dedykowanej dla Polska Petrochemia (nota [12.6.1](#)). Wydłużenie okresu szczegółowej prognozy do 10 lat jest uzasadnione specyfiką projektu Nowa Chemia, który jest realizowany w ramach CGU. Ze względu na wieloletni cykl inwestycyjny, etap rozruchu oraz stopniowe osiąganie docelowych parametrów technologicznych i operacyjnych, dopiero po upływie 10 lat oczekiwane jest osiągnięcie znormalizowanego poziomu przepływów, właściwego jako podstawa do dalszej ekstrapolacji.

Analiza wrażliwości utraty wartości użytkowej ORLEN zakładająca zmiany stóp dyskonta o +/- 1 p.p. oraz zmiany EBITDA o +/- 5% nie wykazała wpływu na wysokość rozpoznanego odpisu.

ORLEN Unipetrol – CGU Rafineria

W 2025 roku zidentyfikowano przesłanki utraty wartości i przeprowadzono testy, w wyniku których rozpoznano odpis utraty wartości aktywów w wysokości (2 715) mln PLN.

Odpisy wynikały głównie ze specyfiki rynku czeskiego, oraz założeniem o brak możliwości przekładania kosztów CO₂ wynikających z ETS 1 na przychody w średnim i długim terminie.

Wartości użytkowe przedstawione w tabeli powyżej zostały obliczone w oparciu o scenariusz podstawowy przy stopie dyskonta dedykowanej dla Czechy Rafineria (nota [12.6.1](#))

Analiza wrażliwości wartości użytkowej dla CGU Rafineria ORLEN Unipetrol na 31 grudnia 2025

w mln PLN		EBITDA		
	zmiana	-5%	0%	5%
STOPA DYSKONTA	- 1 p.p.	zmniejszenie odpisu 35	zmniejszenie odpisu 309	zmniejszenie odpisu 583
	0,0 p.p.	zwiększenie odpisu (248)	-	zmniejszenie odpisu 248
	+ 1 p.p.	zwiększenie odpisu (484)	zwiększenie odpisu (259)	zwiększenie odpisu (34)

ORLEN Unipetrol – CGU Petrochemia (obejmuje aktywa segmentu Downstream i Energy)

W 2025 roku zidentyfikowano przesłanki utraty wartości i przeprowadzono testy, w wyniku których rozpoznano odpis utraty wartości aktywów w wysokości (4 174) mln PLN z czego odpis w wysokości (3 055) mln PLN dotyczył aktywów petrochemicznych segmentu Downstream oraz odpis w wysokości (1 119) mln PLN dotyczył aktywów energetycznych przypisanych do segmentu Energy.

Z uwagi na fakt, że aktywa energetyczne mają charakter pomocniczy i są funkcjonalnie oraz ekonomicznie powiązane z działalnością petrochemiczną (zapewniając dostawy energii, pary i mediów technologicznych) są funkcjonalnie, technologicznie i ekonomicznie zintegrowane z instalacjami petrochemicznymi dla ORLEN Unipetrol oraz służą przede wszystkim ich obsłudze i brak jest niezależnych przepływów pieniężnych generowanych przez te aktywa w oderwaniu od kompleksu petrochemicznego, w konsekwencji zostały poddane jednemu testowi w ramach CGU Petrochemia, którego są integralną częścią.

Odpisy wynikały głównie z trudnego otoczenia, pogarszających się perspektyw dla działalności petrochemicznej oraz założenia o braku możliwości przekładania kosztów CO₂ wynikających z ETS 1 na przychody w średnim i długim terminie.

Wartości użytkowe przedstawione w tabeli powyżej zostały obliczone z wykorzystaniem analizy scenariuszowej przy stopie dyskonta dedykowanej dla Czechy Petrochemia (nota [12.6.1](#)).

Analiza wrażliwości utraty wartości użytkowej CGU Petrochemia ORLEN Unipetrol zakładająca zmiany stóp dyskonta o +/- 1 p.p. oraz zmiany EBITDA o +/- 5% nie wykazała wpływu na wysokość rozpoznanego odpisu.



(w mln PLN)

ORLEN Lietuva – CGU Rafineria (obejmuje aktywa segmentu Downstream, segmentu Energy oraz Corporate Functions)
Wartość odpisów utworzonych w 2025 roku wynikająca z testów wyniosła (738) mln PLN i dotyczyła głównie nakładów poniesionych na inwestycję Hydrokrakingu.

Odpis obejmuje aktywa rafineryjne segmentu Downstream w wysokości (634) mln PLN, aktywa energetyczne przypisane do segmentu Energy w wysokości (93) mln PLN oraz aktywa Corporate Functions w wysokości (11) mln PLN. Z uwagi na fakt, że aktywa energetyczne i funkcji wsparcia, mają charakter pomocniczy i są funkcjonalnie oraz ekonomicznie powiązane z działalnością rafineryjną (zapewniając dostawy energii, pary i mediów technologicznych) są funkcjonalnie, technologicznie i ekonomicznie zintegrowane z instalacjami ORLEN Lietuva oraz służą przede wszystkim ich obsłudze i brak jest niezależnych przepływów pieniężnych, w konsekwencji zostały poddane jednemu testowi w ramach CGU Rafineria, którego są integralną częścią.

Wartości użytkowe przedstawione w tabeli powyżej zostały obliczone z wykorzystaniem analizy scenariuszowej przy stopie dyskonta dedykowanej dla Litwa Rafineria (nota 12.6.1).

Analiza wrażliwości utraty wartości użytkowej ORLEN Lietuva zakładająca zmiany stóp dyskonta o +/- 1 p.p. oraz zmiany EBITDA o +/- 5% nie wykazała wpływu na wysokość rozpoznanego odpisu.

Anwil – CGU Tworzywa

W 2025 roku zidentyfikowano przesłanki utraty wartości i przeprowadzono testy, w wyniku których rozpoznano odpis utraty wartości aktywów w wysokości (425) mln PLN.

Odpisy wynikały głównie z trudnego otoczenia rynkowego, pogarszających się perspektyw dla działalności petrochemicznej. Wartości użytkowe pokazane w tabeli powyżej zostały obliczone w oparciu o scenariusz podstawowy przy stopie dyskonta dedykowanej dla Polska Petrochemia (nota 12.6.1).

Analiza wrażliwości utraty wartości użytkowej Anwil CGU Tworzywa zakładająca zmiany stóp dyskonta o +/- 1 p.p. oraz zmiany EBITDA o +/- 5% nie wykazała wpływu na wysokość rozpoznanego odpisu.

12.6.3.3 Przepływy pieniężne netto zaplanowane dla aktywów segmentu Energy

Grupa przeprowadziła testy na utratę wartości aktywów dla tych CGU, dla których zidentyfikowano przesłanki wykorzystując metodę zdyskontowanych przyszłych przepływów pieniężnych z działalności operacyjnej (wartość użytkowa). Testy zostały wykonane zgodnie z wymogami standardu MSR 36. W celu odzwierciedlenia niepewności otoczenia, w którym Grupa funkcjonuje, dla wybranych CGU opracowano szacunki wycen oparte o alternatywne scenariusze makro. Dla pozostałych CGU przy wyliczaniu wartości użytkowej wykorzystano podstawowy scenariusz makroekonomiczny.

Przyjęto m.in. następujące założenia, które odzwierciedlają oczekiwania Grupy na koniec 2025 roku:

- założenia makroekonomiczne dla Grupy Orlen, w zakresie dedykowanym dla źródeł cen energii elektrycznej, przyjęte do stosowania na podstawie założeń makroekonomicznych obejmujących ceny węgla kamiennego i gazu ziemnego, ceny świadectw pochodzenia zostały opracowane wewnętrznie na podstawie prognozy cen energii elektrycznej oraz innych analiz. W zakresie cen biomasy zastosowano prognozy spółek wykorzystujących ten surowiec. Ścieżki zakładają zmianę miksu energetycznego, w tym przede wszystkim zmniejszenie produkcji i wycofanie jednostek węglowych w długim terminie;
- nakłady inwestycyjne o charakterze odtworzeniowym na poziomie zapewniającym utrzymanie zdolności produkcyjnych istniejących aktywów trwałych, w tym nakładów na dostosowanie poziomów emisji przemysłowych do wymogów Dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady 2010/75/UE z dnia 24 listopada 2010 roku, w sprawie emisji przemysłowych oraz decyzji wykonawczej Komisji UE 2021/2326 w sprawie konkluzji najlepszych dostępnych technik (BAT) dla dużych obiektów energetycznego spalania (LCP) z dnia 30 listopada 2021 roku. Ogólna Dyrektywa o emisjach przemysłowych (IED) została zaktualizowana w dniu 24 kwietnia 2024 roku. Nowa Dyrektywa (UE) 2024/1785 jest fundamentem reformy IED 2.0.
- utrzymanie wsparcia dla produkcji z istniejących odnawialnych źródeł energii w postaci przychodu z praw majątkowych oraz uwzględnienie dla części instalacji poziomów cen sprzedaży wynikających z wygranych aukcji na sprzedaż energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii i przychodu z mechanizmu FIT/FIP, zgodnie z Ustawą z dnia 20 lutego 2015 roku o odnawialnych źródłach energii wraz z jej późniejszymi zmianami (Dz. U. z 2026 r. poz. 68 z późn. zm.);
- przychody z rynku mocy zgodne z przepisami Ustawy z dnia 8 grudnia 2017 roku o rynku mocy, z późniejszymi zmianami (Dz. U. z 2025 r. poz. 610, 1302), przy czym stawki zostały przyjęte na podstawie przeprowadzonych w latach 2018-2025 aukcji oraz dla lat wykraczających poza zakontraktowany okres – na podstawie ścieżek cenowych. Ceny wieloletnich kontraktów mocowych są corocznie waloryzowane zgodnie z regulacjami rynku mocy.

Odpisy aktualizujące netto aktywów segmentu Energy

	Scenariusz zastosowany przy wycenie wartości użytkowej	2025		2024	
		Wartość użytkowa	Odpis netto	Wartość użytkowa	Odpis netto
ORLEN Unipetrol - CGU Petrochemia – aktywa segmentu Energy	n.d.	n.d. *	(1 119)	n.d. *	(4)
Grupa ORLEN New Power – aktywa OZE	podstawowy	3 978	(97)	4 734	-
Grupa Energia – aktywa OZE	ważony	7 210	144	7 691	(300)
Grupa Energia – Elektrownia Ostrołęka	podstawowy	-	(48)	-	(61)
Pozostałe		-	(217)	-	(178)
Razem			(1 337)		(543)

* wartość odzyskiwalna została oszacowana w ramach testów na utratę wartości dla ORLEN Unipetrol CGU Petrochemia oraz została przedstawiona w tabeli dotyczącej segmentu Downstream



(w mln PLN)

Grupa ORLEN New Power - Aktywa OZE

Na aktywa te składają się farmy wiatrowe i fotowoltaiczne, z których każda stanowi odrębne CGU. Łączna wartość utworzonych odpisów aktualizujących wartość aktywów w wysokości (97) mln PLN, wynikała ze zmian w prognozowanych ścieżkach cen energii elektrycznej. Do zespołu tych CGU została przypisana wartość firmy powstała na wcześniejszych nabyciach w wysokości 1 599 mln PLN. Zespół CGU wraz z przypisaną wartością firmy poddano osobnemu testowi pod kątem utraty wartości. Informacje zawarto w nocie [12.6.4](#).

Wartość użytkowa dla aktywów została obliczona w oparciu o scenariusz podstawowy przy stopie dyskonta dedykowanej dla Polska OZE (nota [12.6.1](#)).

Analiza wrażliwości wartości użytkowej dla ORLEN New Power

w mln PLN		EBITDA		
STOPA DYSKONTA	zmiana	-5%	0%	5%
	- 1 p.p.	zmniejszenie odpisu 25	zmniejszenie odpisu 269	zmniejszenie odpisu 513
	0,0 p.p.	zwiększenie odpisu (337)	-	zmniejszenie odpisu 107
	+ 1 p.p.	zwiększenie odpisu (649)	zwiększenie odpisu (447)	zwiększenie odpisu (244)

Grupa Energa - Aktywa OZE

Łączna wartość odwróceń odpisów dokonanych w 2025 roku wyniosła 144 mln PLN. Powodem odwróceń było połączenie części aktywów OZE generujących energię z różnych źródeł odnawialnych i połączenie ich w jedno CGU – o nazwie Portfel Rynkowy, który stanowi jedną jednostkę rozliczeniową i uzyskuje z tego tytułu synergii w zakresie sprzedaży energii elektrycznej. W wyniku dywersyfikacji profilu produkcji, zmniejszenia zmienności wolumenów, ograniczenia ekspozycji na pojedyncze ryzyko pogodowe i technologiczne, lepszego zarządzania kontraktacją oraz optymalizacji sprzedaży energii uzyskano niższe koszty bilansowania oraz lepsze dopasowanie profilu produkcji do zapotrzebowania odbiorców. Zespół CGU wraz z przypisaną wartością firmy poddano osobnemu testowi pod kątem trwałej utraty wartości. Informacje zawarto w nocie [12.6.4](#).

Wartość użytkowa przedstawiona w tabeli powyżej została obliczona z wykorzystaniem analizy scenariuszowej przy stopie dyskonta dedykowanej dla Polska OZE (nota [12.6.1](#)).

Analiza wrażliwości wartości użytkowej dla Grupy Energa aktywa OZE

w mln PLN		EBITDA		
STOPA DYSKONTA	zmiana	-5%	0%	5%
	- 1 p.p.	zmniejszenie odpisu 556	zmniejszenie odpisu 1 018	zmniejszenie odpisu 1 055
	0,0 p.p.	zwiększenie odpisu (227)	-	zmniejszenie odpisu 376
	+ 1 p.p.	zwiększenie odpisu (1 012)	zwiększenie odpisu (696)	zwiększenie odpisu (242)

Grupa Energa – Elektrownia Ostrołęka

Z tytułu wystąpienia trwałej utraty wartości dotyczącej aktywów wytwórczych opartych o węgiel, rozpoznano odpis utraty wartości aktywów w wysokości (48) mln PLN. Odpis wynikał z poniesionych nakładów inwestycyjnych na realizację projektu Elektrownia Ostrołęka.

Wartości użytkowe przedstawione w tabeli powyżej zostały obliczone w oparciu o scenariusz podstawowy przy stopie dyskonta dedykowanej dla Polska Elektroenergetyka (nota [12.6.1](#)).

Analiza wrażliwości utraty wartości użytkowej zakładająca zmiany stóp dyskonta o +/- 1 p.p. oraz zmiany EBITDA o +/- 5% nie wykazała wpływu na wysokość rozpoznanej utraty.

12.6.3.4 Przepływy pieniężne netto zaplanowane dla aktywów segmentu Consumers&Products

Grupa przeprowadziła testy na utratę wartości aktywów dla tych CGU, dla których zidentyfikowano przesłanki wykorzystując metodę zdyskontowanych przyszłych przepływów pieniężnych z działalności operacyjnej (wartość użytkowa). Testy zostały wykonane zgodnie z wymogami standardu MSR 36 uwzględnieniem następujących założeń:

- marży paliwowej i pozapaliwowej powstałej w oparciu o założenia planu finansowego Grupy na 2026 rok;
- poziomu nakładów inwestycyjnych o charakterze odtworzeniowym zapewniającym utrzymanie sieci stacji paliw;
- prognoz konsumpcji i udziału w rynku.

Odpisy aktualizujące netto aktywów segmentu Consumers&Products**Grupa ORLEN Austria**

Na 31 grudnia 2025 roku Grupa ORLEN Austria zidentyfikowała przesłanki z tytułu aktualizacji założeń dotyczących rozwoju sieci stacji paliw oraz poziomu marż i wolumenów sprzedaży realizowanych na rynku austriackim i przeprowadziła test na utratę wartości aktywów.



(w mln PLN)

W wyniku przeprowadzonego testu Grupa ORLEN Austria rozpoznała zawiązanie odpisów dotyczących głównie rzeczowych aktywów trwałych w wysokości (47) mln PLN oraz wartości firmy w wysokości (466) mln PLN (więcej w nodzie dotyczącej wartości firmy [12.6.4](#)).

Na 31 grudnia 2025 roku i 31 grudnia 2024 roku wartości użytkowe ORLEN Austria wynosiły odpowiednio 85 mln PLN i 1 205 mln PLN i zostały obliczone przy stopie dyskonta dedykowanej dla Austria Detal (nota [12.6.1](#)).

Analiza wrażliwości wartości użytkowej dla ORLEN Austria

STOPA DYSKONTA	w mln PLN		EBITDA	
	zmiana	-5%	0%	5%
	- 1 p.p.	zwiększenie odpisu (55)	zmniejszenie odpisu 2	zmniejszenie odpisu 59
	0,0 p.p.	zwiększenie odpisu (53)	-	zmniejszenie odpisu 53
	+ 1 p.p.	zwiększenie odpisu (52)	zwiększenie odpisu (3)	zmniejszenie odpisu 46

12.6.4 Testy na utratę wartości firmy

Przedstawione poniżej wartości firmy powstałe na rozliczeniu połączeń jednostek są zwykle alokowane do CGU do którego należy jednostka. Wyjątki stanowią: (a) wartości firm pojedynczych spółek nabywanych w ramach realizowanej strategii rozbudowy portfela odnawialnych źródeł energii, które zostały przypisane do Grupy ORLEN New Power oraz aktywów OZE w Grupie Energa, gdzie wartość firmy została alokowana do poziomu Linii Biznesowej Nowa Energetyka, (b) wartość firmy KUFPEC Norway AS, która została przypisana do ORLEN Upstream Norway AS w związku z połączeniem obu spółek.

	Segment działalności	Odpis 2025	Wartość firmy 2025	Wartość firmy 2024 (dane przekształcone)
Grupa ORLEN New Power	Energy	-	1 599***	1 605
Grupa Energa - aktywa OZE	Energy	-	890	711
ORLEN Upstream Norway**	Upstream & Supply	(185)	874	1 070
ORLEN Unipetrol (ORLEN HUNGARY Kft*)	Consumers & Products	(12)	257	256
ORLEN Austria	Consumers & Products	(466)	-	452
CGU ORLEN Transport	Downstream	-	80	80
Grupa Usługi Logistyczne w likwidacji obecnie ORLEN Paczka	Consumers & Products	-	33	32
Pozostałe			79	71
Finalizacja rozliczeń połączeń jednostek				95
Razem		(663)	3 812	4 372

* wcześniej Normbenz Magyarország Kft

**wcześniej KUFPEC Norway AS. Alokacja wartości firmy została wykonana na poziomie poszczególnych CGU.

*** korekta nabycia

Podstawę wyceny wartości odzyskiwalnej dla poszczególnych CGU lub zespołów CGU do których przypisana została wartość firmy stanowiła ich wartość użytkowa. Test został przeprowadzony w oparciu o modele zdyskontowanych przepływów pieniężnych dla poszczególnych CGU lub zespołów CGU. Założenia makroekonomiczne oraz stopy dyskonta przyjęte w testach są zgodne z założeniami dla poszczególnych segmentów do których przypisane są testowane wartości firmy zgodnie z tabelą powyżej wskazane w notach [12.6.1](#) i [12.6.2](#).

Na potrzeby testów na utratę wartości firmy do oszacowania wartości użytkowej zastosowano pięcioletni okres szczegółowej prognozy oraz stopy wzrostu na poziomie celu inflacyjnego danego kraju tj. 2,5% dla Polski, 2,1% dla Norwegii oraz dla Austrii i Węgier 2%. Założenia dotyczące modeli, na podstawie których dokonano testu wartości firmy są spójne z testami na utratę wartości aktywów i są opisane w paragrafach dotyczących poszczególnych segmentów do których należy dane CGU z wartością firmy – są to: [12.6.3.1](#) – Upstream&Supply, [12.6.3.2](#) – Downstream, [12.6.3.3](#) – Energy.

ORLEN Austria

Przepływy pieniężne w teście na utratę wartości firmy ORLEN Austria uwzględniają założenia dotyczące rozwoju sieci stacji paliw oraz poziom marż i wolumenów sprzedaży realizowanych na rynku austriackim. W wyniku rewizji przepływów pieniężnych i założeń rynkowych zidentyfikowano przesłanki utraty wartości. Na podstawie przeprowadzonego testu dokonano odpisu wartości firmy ORLEN Austria w pełnej wysokości (466) mln PLN, w tym różnice kursowe wysokości (14) mln PLN.

Na 31 grudnia 2025 roku wartość użytkowa ORLEN Austria obliczona w oparciu o scenariusz podstawowy wynosiła 85 mln PLN i została obliczona przy stopie dyskonta dedykowanej dla Austria Detal ([12.6.1](#)).

W związku z objęciem odpisem całości wartości firmy nie prezentujemy analizy wrażliwości.

KUFPEC Norway AS

W wyniku przeprowadzonych testów rozpoznano utratę wartości firmy w wysokości (185) mln PLN dla CGU Sleipner, w tym różnice kursowe wysokości (1) mln PLN.



(w mln PLN)

Odpis wynikał głównie z naturalnego wyczerpywania i aktualizacji profili złożeń oraz aktualizacji założeń makroekonomicznych. Analiza wrażliwości wartości użytkowej dla ORLEN Upstream Norway, która zawiera w sobie CGU Sleipner jest przedstawiona w części dotyczącej segmentu Upstream&Supply (nota [12.6.3.1](#)).

ORLEN Hungary Kft

Poszczególne wartości firmy składające się na łączną wartość firmy ORLEN Hungary Kft w wysokości 257 mln PLN zostały przypisane do indywidualnych stacji paliw i zostały przetestowane zgodnie z założeniami przyjętymi dla segmentu Consumers&Products (szczegółowe założenia zostały przedstawione w nocie [12.6.2](#)). W wyniku przeprowadzonych analiz na 31 grudnia 2025 roku dokonano odpisu wartości firmy w wysokości (12) mln PLN w związku z ponowną oceną dochodowości sieci stacji.

Wartość firmy ORLEN Hungary Kft nie jest istotnie wrażliwa na odchylenia +/- 1% stopy dyskonta i +/- 5% EBITDA.

ORLEN New Power – Aktywa OZE

Na 31 grudnia 2025 roku przepływy pieniężne dla wyceny wartości firmy aktywów OZE obejmują warunki cenowe uwzględnione w ramach podpisanych kontraktów sprzedaży energii elektrycznej z OZE oraz kontraktów sprzedaży praw majątkowych wynikających ze świadectw pochodzenia (CPA). W przepływach ujęto również obowiązujące regulacje w sprawie ceny referencyjnej energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii oraz okresów obowiązujących wytwórców, którzy w danym roku wygrali aukcje. W wyniku przeprowadzonych testów nie rozpoznano utraty wartości firmy.

Na 31 grudnia 2025 roku i 31 grudnia 2024 roku wartość użytkowa aktywów OZE Grupy ORLEN New Power (poprzednio ORLEN Wind 3) wynosiła odpowiednio 3 978 mln PLN i 4 734 mln PLN i została obliczona przy stopie dyskonta dedykowanej dla Polska OZE (nota [12.6.1](#)).

Dodatkowo w modelu na podstawie którego dokonano wyceny wartości firmy zastosowano scenariusz ważony. Wartość użytkową obliczono w oparciu o wartość rezydualną, opartą o stopę wzrostu zgodną z przyjętą długoterminową inflacją w wysokości 2,5% oraz stopę dyskonta dedykowaną dla Polska OZE.

Analiza wrażliwości wartości użytkowej wartości firmy dla ORLEN New Power

w mln PLN		EBITDA			
STOPA DYSKONTA	zmiana	-5%	0%	5%	
	- 1 p.p.	zmniejszenie odpisu	zmniejszenie odpisu	zmniejszenie odpisu	
		645	982	1 319	
	0,0 p.p.	zwiększenie odpisu	-	zmniejszenie odpisu	
		(273)		273	
	+ 1 p.p.	zwiększenie odpisu	zwiększenie odpisu	zwiększenie odpisu	
		(892)	(663)	(433)	

Grupa Energa – Aktywa OZE

Na 31 grudnia 2025 roku przepływy pieniężne dla wyceny wartości firmy aktywów OZE obejmują warunki cenowe uwzględnione w ramach podpisanych kontraktów sprzedaży energii elektrycznej z OZE oraz kontraktów sprzedaży praw majątkowych wynikających ze świadectw pochodzenia (CPA). W przepływach ujęto również obowiązujące regulacje w sprawie ceny referencyjnej energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii oraz okresów obowiązujących wytwórców, którzy w danym roku wygrali aukcje. W wyniku przeprowadzonych testów nie rozpoznano utraty wartości firmy.

Na 31 grudnia 2025 roku i na 31 grudnia 2024 roku wartość użytkowa aktywów OZE Grupy Energa wynosiła odpowiednio 7 210 mln PLN i 7 691 mln PLN i została obliczona przy stopie dyskonta dedykowanej dla Polska OZE (nota [12.6.1](#)).

Analiza wrażliwości wartości użytkowej dla Grupa Energa – Aktywa OZE została zaprezentowana w części dotyczącej segmentu Energy (nota [12.6.3.3](#)).

ORLEN Transport

Przepływy pieniężne w teście na utratę wartości firmy ORLEN Transport uwzględniają założenia dotyczące rozwoju floty transportowej Grupy, w tym wyższy poziom efektywności kosztów stałych w docelowej strukturze działalności. Przeprowadzone testy dla ORLEN Transport nie skutkowały zawiązaniem odpisów.

Na 31 grudnia 2025 roku i 31 grudnia 2024 roku wartości użytkowe ORLEN Transport wynosiły odpowiednio 278 mln PLN i 397 mln PLN i zostały obliczone przy stopie dyskonta dedykowanej dla Polska Transport (nota [12.6.1](#)).

ORLEN Paczka

31 marca 2025 roku ORLEN nabył od spółki Usługi Logistyczne w likwidacji (dawniej: RUCH) 25.000 udziałów ORLEN Paczka Spółka z o.o. stanowiących 100% kapitału zakładowego. Wartość firmy przypisana wcześniej do RUCH została przeniesiona do ORLEN Paczka.

Przepływy pieniężne w teście na utratę wartości firmy ORLEN Paczka uwzględniają założenia dotyczące rozbudowy sieci paczkomatów oraz wzrost poziomu efektywności. Przeprowadzone testy nie skutkowały zawiązaniem odpisów. Na 31 grudnia 2025 roku wartość użytkowa ORLEN Paczka wynosiła 3 346 mln PLN.



(w mln PLN)

12.7 Kapitał pracujący netto

Kapitał pracujący netto

Grupa definiuje kapitał pracujący netto jako sumę zapasów (z wyłączeniem zapasów obowiązkowych) i należności handlowych pomniejszonych o zobowiązania handlowe.

	Zapasy	Należności handlowe	Zobowiązania handlowe	Kapitał pracujący netto
31/12/2024 (dane przekształcone)	21 739	26 411	19 987	28 163
31/12/2025	19 126	24 060	18 552	24 634
Zmiana kapitału pracującego w sprawozdaniu z sytuacji finansowej	2 613	2 351	(1 435)	3 529
Korekty	(538)	186	(429)	(781)
Nabycie przedsiębiorstwa	-	21	(11)	10
Różnice kursowe	(169)	156	(414)	(427)
Umorzenie praw majątkowych	(577)	-	-	(577)
Zmiana stanu zapasów obowiązkowych	210	-	-	210
Pozostałe	(2)	9	(4)	3
Zmiana kapitału pracującego w sprawozdaniu z przepływów pieniężnych	2 075	2 537	(1 864)	2 748

	Zapasy	Należności handlowe	Zobowiązania handlowe	Kapitał pracujący netto
31/12/2023 (dane przekształcone)	22 917	33 443	20 288	36 072
31/12/2024 (dane przekształcone)	21 739	26 411	19 987	28 163
Zmiana kapitału pracującego w sprawozdaniu z sytuacji finansowej	1 178	7 032	(301)	7 909
Korekty	(385)	538	(998)	(845)
Nabycie przedsiębiorstwa	114	482	(687)	(91)
Umorzenie praw majątkowych	(381)	-	-	(381)
Różnice kursowe	(79)	94	(358)	(343)
Zbycie przedsiębiorstwa	(27)	(66)	47	(46)
Pozostałe	(12)	28	-	16
Zmiana kapitału pracującego w sprawozdaniu z przepływów pieniężnych	793	7 570	(1 299)	7 064



12.7.1 Zapasy

WYBRANE ZASADY RACHUNKOWOŚCI

Zapasy

Zapasy są to produkty, półprodukty i produkty w toku, towary i materiały.

Do zapasów zalicza się także zapasy obowiązkowe, regulowane odrębnymi przepisami, które mogą być utrzymywane w okresie dłuższym niż 12 miesięcy. Ze względu na swój charakter zapasy obowiązkowe ropy naftowej oraz gazu prezentowane są w ramach aktywów trwałych natomiast część zapasów obowiązkowych węgla, z uwagi na ich rotację oraz częste miesięczne fluktuacje poziomu, prezentowana jest w ramach aktywów obrotowych.

Produkty, półprodukty i produkty w toku wycenia się na moment początkowego ujęcia według kosztu wytworzenia. Koszt wytworzenia obejmuje koszty wsadu, koszty przerobu przypadające na okres wytworzenia produktów, półproduktów i produktów w toku oraz alokację stałych i zmiennych pośrednich kosztów produkcji, ustalonych dla jej normalnego poziomu.

Produkty, półprodukty i produkty w toku wycenia się na koniec okresu sprawozdawczego według kosztu wytworzenia lub też według wartości netto możliwej do uzyskania, w zależności od tego, która z wartości jest niższa. Rozchody produktów, półproduktów i produktów w toku ujmują się według średnioważonych kosztów ich wytworzenia.

Towary i materiały wycenia się na moment początkowego ujęcia w cenie nabycia natomiast na koniec okresu sprawozdawczego w cenie nabycia lub według wartości netto możliwej do uzyskania, w zależności od tego, która z kwot jest niższa. Rozchody towarów i materiałów ujmują się głównie w oparciu o średnioważone ceny nabycia. Rozchody zapasów węgla oraz materiałów, które ze względu na parametry techniczne wydawane są z magazynu według kolejności ich przyjęcia (np. materiały/towary elektroenergetyczne) ujmowany jest według metody „pierwsze weszło, pierwsze wyszło” (FIFO).

Wartość początkowa zapasów jest korygowana o dotyczące ich zyski lub straty z tytułu rozliczenia instrumentów zabezpieczających przepływy pieniężne.

Zapas gazu wysokometanowego wyceniany jest dla wszystkich magazynów łącznie według średniej ważonej ceny pozyskania paliwa gazowego. Rozchód paliwa gazowego do sprzedaży i na cele zużycia własnego w Podziemnych Magazynach Gazu (PMG) oraz różnice bilansowe wycenia się według średniej ważonej ceny pozyskania, na którą składają się w szczególności: koszt nabycia gazu ze wszystkich źródeł wraz z uzasadnioną częścią kosztów opłat systemowych i transakcyjnych, rzeczywisty koszt wydobycia ze źródeł krajowych, koszt odazotowania oraz koszt regazyfikacji.

Zapas gazu LNG wyceniany jest według rzeczywistego kosztu produkcji lub ceny nabycia, w zależności od źródła pochodzenia. Wartość ceny nabycia powiększana jest o koszty nabycia, w tym koszty związane z transportem gazu do miejsca składowania (w tym usługi holowniczo-cumownicze, opłaty portowe itp.). Zapas gazu LNG wyceniany jest z zastosowaniem metody średniej ważonej. Rozchód LNG na potrzeby sprzedaży i zużycia (w tym do regazyfikacji) odbywa się po średnim rzeczywistym koszcie jednostkowym z danego okresu sprawozdawczego, w danej lokalizacji.

Spółki Grupy jako producenci energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych zgodnie z postanowieniami prawa energetycznego, otrzymują nieodpłatnie świadectwa pochodzenia energii elektrycznej. Prawa majątkowe, w części w jakiej są przeznaczone do sprzedaży ujmowane są jako towary w wartości godziwej ustalonej na dzień ich zarejestrowania.

Grupa klasyfikuje awaryjne części zamiennie jako zapasy, o ile nie spełniają one kryteriów ujęcia jako rzeczowe aktywa trwałe zgodnie z MSR 16 oraz przyjętymi w Grupie zasadami kapitalizacji istotnych części składowych. Zgodnie z tymi zasadami, ustalono wartościowy próg istotności dla części zamiennych na poziomie 100 tys. PLN. Awaryjne części zamiennie o wartości równej lub przekraczającej ten próg podlegają analizie pod kątem spełnienia kryteriów kapitalizacji określonych w MSR 16. W konsekwencji, jako zapasy ujmowane są w szczególności awaryjne części zamiennie o nieistotnej wartości, niepodlegające regularnej wymianie lub takie, których zastosowanie nie skutkuje zwiększeniem przyszłych korzyści ekonomicznych z użytkowania danego składnika rzeczowych aktywów trwałych w stosunku do założeń przyjętych przy jego początkowym ujęciu. Koszty awaryjnych części zamiennych ujmowanych jako zapasy odnoszone są w wynik finansowy w momencie ich zużycia, jako koszty bieżącego utrzymania rzeczowych aktywów trwałych.

SZACUNKI

Wartości netto możliwe do uzyskania ze sprzedaży zapasów

W przypadku, gdy cena nabycia lub koszt wytworzenia zapasów nie są możliwe do uzyskania, Grupa ustala wysokość odpisów wartości zapasów na bazie szacunków co do ich rzeczywistej wartości netto możliwych do uzyskania.

Przecenie do poziomu cen sprzedaży netto możliwych do uzyskania podlegają zapasy, które utraciły swoje cechy użytkowe, przydatność lub spadły ceny ich sprzedaży.

Na koniec każdego miesiąca, Grupa dokonuje porównania cen nabycia zapasów (średnia cena nabycia dla danej grupy zapasów) lub kosztów wytworzenia zapasów (średni koszt wytworzenia dla danej grupy zapasów) z ich wartością netto możliwą do uzyskania, którą stanowi szacunkowa cena sprzedaży w toku zwykłej działalności gospodarczej pomniejszona o szacowane koszty przygotowania sprzedaży i szacunkowe koszty niezbędne do doprowadzenia sprzedaży do skutku.

W praktyce, wartości możliwe do zrealizowania ustalone są na podstawie rzeczywistych cen sprzedaży zapasów (zarówno detalicznych jak i hurtowych) dla transakcji zrealizowanych w ostatnim dniu miesiąca oraz pierwszych dniach miesiąca następującego po dniu, na który sporządzana jest analiza utraty wartości zapasów, nie później niż dzień, w którym zamykane są księgi rachunkowe i przy uwzględnieniu aktualnego cyklu rotacji, jak również mając na uwadze ceny realizacji zawarte w ramach faktycznych kontraktów podpisanych na dzień bilansowy.

Wartości materiałów przeznaczonych do wykorzystania w procesie produkcji nie odpisuje się poniżej ceny nabycia, jeżeli oczekuje się, że wyroby gotowe, do produkcji których będą wykorzystane, zostaną sprzedane za kwoty wyższe lub równe szacowanym kosztom wytworzenia ustalonym na podstawie danych historycznych. Jeżeli jednak koszt wytworzenia produktów będzie wyższy od wartości netto możliwej do uzyskania, wartość materiałów odpisuje się do poziomu wartości netto możliwej do uzyskania.



(w mln PLN)

W odniesieniu do półproduktów i produktów w toku weryfikacja konieczności dokonania odpisu następuje poprzez porównanie średniego kosztu wytworzenia z faktycznymi cenami realizacji sprzedaży, przy uwzględnieniu dedykowanych formuł cenowych, określających stopień ich przetworzenia w stosunku do wyrobów gotowych.

W zależności od rodzaju zapasów Grupa dokonuje odpisów indywidualnych, jak i zbiorczych.

Odpisy indywidualne tworzone są wtedy, gdy w wyniku przeprowadzonych analiz i porównań wartość netto możliwa do uzyskania jest niższa niż cena nabycia danego składnika zapasów lub jego koszt wytworzenia, w wartości tej różnicy. W przypadku, gdy następuje zmiana wartości netto możliwej do uzyskania, wówczas ujmuje się utworzenie lub odwrócenie odpisów w wysokości tej zmiany.

Zbiorcze odpisy aktualizujące mają zastosowanie w przypadku pogrupowania podobnych lub powiązanych ze sobą pozycji zapasów, pochodzących z tej samej linii produktowej, posiadających podobne przeznaczenie lub zastosowanie końcowe, wyprodukowanych i sprzedawanych w tym samym zakładzie produkcyjnym oraz niedających się w praktyce ocenić w oderwaniu od innych pozycji pochodzących z tej samej linii produktowej i dotyczą głównie zapasów ropy naftowej i wyrobów ropopochodnych. Na koniec każdego miesiąca ustala się wartość zbiorczą odpisu grupy zapasów. Zmiana wartości odpisu zbiorczego na koniec następnego okresu sprawozdawczego stanowi kwotę:

- ujęcia odpisu (zwiększenie wartości odpisu w stosunku do wartości odpisu na koniec poprzedniego okresu sprawozdawczego)
- odwrócenia odpisu (zmniejszenie wartości odpisu w stosunku do wartości odpisu na koniec poprzedniego okresu sprawozdawczego)
- wykorzystania odpisu (zmniejszenie odpisu z tytułu wykorzystania, sprzedaży lub likwidacji składników, dla których utworzony był odpis).

Utworzenie i odwrócenie odpisów aktualizujących wartość zapasów zarówno indywidualnych jak i zbiorczych ujmuje się w koszcie własnym sprzedaży.

W odniesieniu do zapasów gazu przeznaczonego do sprzedaży, do porównania wartości księgowej zapasów gazu do wartości możliwej do uzyskania z ich sprzedaży wykorzystywane są dane z zawartych kontraktów na sprzedaż gazu, prognozowane ilości sprzedaży oraz prognozowane ceny sprzedaży na TGE (ceny kontraktów miesięcznych forward w okresie kolejnych 12 miesięcy). Na podstawie kontraktów i prognoz na okres roku w granulacji miesięcznej, obliczana jest średnia cena sprzedaży ważona wolumenem planowanych i zakontraktowanych ilości sprzedaży w poszczególnych miesiącach. W przypadku, gdy wartość tak ustalonych prognozowanych przychodów jest niższa od wartości księgowej zapasu gazu na magazynie przeznaczonego do sprzedaży na dzień bilansowy tworzony jest odpis aktualizujący wartość zapasów w wysokości różnicy pomiędzy tymi wartościami, który ujmowany jest w ciężar kosztu własnego sprzedaży.

	31/12/2025	31/12/2024 (dane przekształcone)
Materiały w tym:	11 531	13 648
ropa naftowa	4 428	5 608
paliwo gazowe	2 677	2 740
Półprodukty i produkty w toku	1 651	1 885
Produkty gotowe	3 868	4 344
Towary	2 076	1 862
Zapasy krótkoterminowe netto	19 126	21 739
Zapasy długoterminowe netto (zapasy obowiązkowe)	9 180	11 033
Zapasy razem	28 306	32 772
Odpisy aktualizujące wartość zapasów do wartości netto możliwej do uzyskania	568	540
Zapasy brutto	28 874	33 312

Zapasy obowiązkowe to określone ilości ropy naftowej, produktów naftowych i gazu ziemnego, które Grupa ORLEN jest zobowiązana utrzymywać w celu zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego. Ich głównym celem jest zabezpieczenie dostaw surowców energetycznych w przypadku zakłóceń na rynku lub sytuacji kryzysowych.

Na dzień sporządzenia niniejszego skonsolidowanego sprawozdania finansowego, Grupa identyfikuje obowiązek utrzymywania zapasów obowiązkowych w dwóch krajach: w Polsce i na Litwie.

Utrzymywanie zapasów obowiązkowych w Polsce wynika z przepisów Ustawy z dnia 16 lutego 2007 roku o zapasach ropy naftowej, produktów naftowych i gazu ziemnego oraz zasadach postępowania w sytuacjach zagrożenia bezpieczeństwa państwa i zakłóceń na rynku naftowym. Natomiast obowiązek utrzymywania zapasów obowiązkowych na Litwie wynika z Ustawy o Produktach Naftowych i Państwowych Rezerwach Ropy Naftowej oraz powiązanych aktów wykonawczych.

Zgodnie z tymi przepisami, zapasy obowiązkowe mogą być uruchamiane jedynie na polecenie ministra właściwego do spraw energii w określonych sytuacjach, takich jak:

- ogłoszenie stanu nadzwyczajnego,
- wystąpienie zakłóceń w dostawach surowców energetycznych,
- inne sytuacje zagrażające bezpieczeństwu energetycznemu państwa.

W praktyce oznacza to, że Grupa ORLEN nie może dowolnie dysponować tymi zapasami, a ich wykorzystanie jest ściśle regulowane przez odpowiednie organy państwowe. Ponadto, Grupa jest zobowiązana do odtworzenia zużytych zapasów obowiązkowych w określonym czasie, co wiąże się z dodatkowymi kosztami i obowiązkami logistycznymi.

Wartość zapasów ujętych jako koszt w okresie 2025 roku i 2024 roku wyniosła odpowiednio 140 542 mln PLN i 132 804 mln PLN i została uwzględniona w koszcie własnym sprzedaży.



(w mln PLN)

Zmiana stanu odpisów aktualizujących wartość zapasów do wartości netto możliwej do uzyskania

	2025	2024
Zwiększenie	(797)	(926)
Zmniejszenie	723	1 061

Pozycja zmniejszenie odpisów aktualizujących wartość zapasów do wartości netto możliwej do uzyskania w 2025 roku była niższa w porównaniu do roku poprzedniego głównie w związku z wykorzystaniem odpisu.

12.7.2 Należności handlowe**WYBRANE ZASADY RACHUNKOWOŚCI**

W momencie początkowego ujęcia Grupa wycenia należności handlowe, które nie mają istotnego komponentu finansowania, w ich cenie transakcyjnej. Po początkowym ujęciu należności te, poza portfelem należności przekazywanych do faktoringu pełnego w ramach przyznanego Grupie limitu, wycenia się w zamortyzowanym koszcie z uwzględnieniem odpisów z tytułu oczekiwanej straty kredytowej. Należności podlegające faktoringowi pełnemu wyceniane są w wartości godziwej przez wynik finansowy.

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.

Należności wyceniane według zamortyzowanego kosztu, w odniesieniu do których Grupa stosuje uproszczenia, są wyceniane w momencie początkowego ujęcia w kwocie wymaganej zapłaty, a w okresie późniejszym, w tym na koniec okresu sprawozdawczego w kwocie wymaganej zapłaty pomniejszonej o odpisy aktualizujące z tytułu utraty wartości.

SZACUNKI**Utrata wartości należności handlowych**

Za zdarzenie niewypłacalności (przyjęcie założenia, że kontrahent nie wywiąże się z zobowiązania) Grupa uznaje brak spłaty powyżej 90 dni od dnia wymagalności należności, wysokie prawdopodobieństwo upadłości, toczące się postępowanie upadłościowe/układowe kontrahenta, spór prawny względem wielkości lub zasadności roszczenia będącego podstawą danej należności oraz inne informacje o charakterze jakościowym wskazujące na niemożność pełnego zaspokojenia wszystkich roszczeń finansowych ze strony kontrahenta.

Dla celów oszacowania oczekiwanej straty kredytowej Grupa stosuje model uproszczony wykorzystując matrycę rezerw oszacowaną na podstawie historycznych poziomów spłacalności oraz odzysków z należności od kontrahentów. W odniesieniu do należności handlowych dla wybranych kontrahentów (w metodzie indywidualnej) szacunki te dokonywane są przy wykorzystaniu kwotowań instrumentów CDS dla podmiotów o danym ratingu i z danego sektora, w oparciu o oczekiwane przyszłe przepływy pieniężne danego aktywa. Do metody indywidualnej klasyfikowani są tzw. kluczowi kontrahenci, w odniesieniu do których ekspozycja z tytułu należności handlowych jest istotna w całym portfelu należności handlowych Grupy lub którzy ze względu na specyfikę kraju lub sektora działalności lub kontrahenta podlegają ocenie indywidualnej. Ekspozycja z tytułu należności handlowych jest uznana za istotną jeśli stanowi udział większy lub równy 1% w całym portfelu należności handlowych Grupy, o ile udział ten stanowi wartość istotną w całym portfelu.

Grupa uwzględnia informacje dotyczące przyszłości w stosowanych parametrach modelu szacowania strat oczekiwanych również przy zastosowaniu metody macierzowej, poprzez zarządczą korektę bazowych współczynników prawdopodobieństwa niewypłacalności. W tym zakresie Grupa bierze pod uwagę zmiany danych makroekonomicznych takich jak np.: dynamika Produktu Krajowego Brutto, wskaźnik inflacji, stopa bezrobocia czy indeksy cen akcji WIG i w przypadku, gdy nastąpiło ich istotne pogorszenie w stosunku do poprzedniego okresu, Grupa ocenia czy jest konieczność uwzględnienia w kalkulacji oczekiwanej straty kredytowej dodatkowego elementu ryzyka związanego z sytuacją gospodarczą oraz prognozami na przyszłość. Na dzień 31 grudnia 2025 roku, Grupa nie zidentyfikowała przesłanek do zmodyfikowania założeń przyjętych do oceny oczekiwanej straty kredytowej.

Oczekiwana strata kredytowa jest kalkulowana w momencie ujęcia należności w sprawozdaniu z sytuacji finansowej oraz jest aktualizowana na każdy kolejny dzień kończący okres sprawozdawczy, w zależności od ilości dni przeterminowania danej należności. Dla kontrahenta w metodzie indywidualnej wartość ekspozycji pomniejszana jest o złożone zabezpieczenia na danym aktywie finansowym z uwzględnieniem założonego wskaźnika odzysku. Oczekiwana strata kredytowa na danej ekspozycji wyznaczana jest dla każdego kontrahenta indywidualnie w oparciu o parametr LGD (loss given default) z przyjętym z raportów zewnętrznych prognozowanym wskaźnikiem straty w przypadku nieuregulowania oraz w oparciu o aktualne poziomy prawdopodobieństwa niewypłacalności PD (probability of default), implikowane z rynkowych kwotowań instrumentów CDS (tzw. forward looking) z uwzględnieniem aktualnego ratingu kontrahenta, i sektora jego działalności.

Skalkulowaną, na moment początkowego ujęcia należności handlowych, oczekiwaną stratę kredytową oraz każde kolejne zwiększenie oczekiwanej straty kredytowej ujmuje się w wyniku finansowym.



(w mln PLN)

	31/12/2025	31/12/2024 (dane przekształcone)
Dostawy i usługi z tytułu umów z klientami	21 135	24 299
Dostawy i usługi w ramach limitu faktoringu pełnego	2 110	779
Pozostałe	815	1 333
Należności handlowe netto	24 060	26 411
Oczekiwana strata kredytowa	1 424	1 308
Należności handlowe brutto	25 484	27 719

Grupa dysponuje czynnymi umowami faktoringowymi na sprzedaż wierzytelności handlowych w ramach faktoringu pełnego (bez regresu). Należności zaprezentowane w pozycji dostawy i usługi w ramach limitu faktoringu pełnego przedstawiają wartość możliwych do odsprzedaży należności do faktora, w ramach limitu dostępnego na dzień kończący okres sprawozdawczy.

Podział aktywów finansowych denominowanych w walutach obcych został zaprezentowany w [nocie 14.2.2](#). Podział należności od jednostek powiązanych przedstawiono w [nocie 15.6.2](#).

Grupa nie identyfikuje istotnych sald należności handlowych, których realizacja przez kontrahentów nastąpi w terminie dłuższym niż dwanaście miesięcy od zakończenia okresu sprawozdawczego.

12.7.2.1. Zmiana stanu oczekiwanej straty kredytowej z tytułu należności handlowych

	NOTA	2025	2024 (dane przekształcone)
Stan na początek okresu		1 308	975
Utworzenie	11.6	1 191	878
Odwrocenie	11.6	(956)	(486)
Wykorzystanie		(120)	(87)
Różnice kursowe		2	(1)
Pozostałe		(1)	29
		1 424	1 308

12.7.2.2. Analiza wiekowania należności handlowych oraz oczekiwanej straty kredytowej

31 grudnia 2025 roku

	Należności handlowe wartość brutto	Oczekiwana strata kredytowa (w horyzoncie całego życia)	Średnioważona stopa oczekiwanej straty kredytowej	Należności handlowe wartość netto
bieżące	21 847	272	0,0125	21 575
przeterminowane w tym:				
od 1 do 30 dni	2 016	29	0,0144	1 987
od 31 do 60 dni	130	13	0,1000	117
od 61 do 90 dni	66	12	0,1818	54
powyżej 90 dni	1 425	1 098	0,7705	327
	25 484	1 424		24 060

31 grudnia 2024 roku

	Należności handlowe wartość brutto	Oczekiwana strata kredytowa (w horyzoncie całego życia)	Średnioważona stopa oczekiwanej straty kredytowej	Należności handlowe wartość netto
bieżące	25 460	202	0,0079	25 258
przeterminowane w tym:				
od 1 do 30 dni	717	27	0,0377	690
od 31 do 60 dni	234	75	0,3205	159
od 61 do 90 dni	72	6	0,0833	66
powyżej 90 dni	1 236	998	0,8074	238
	27 719	1 308		26 411

(dane przekształcone)

Szczegółowe informacje o ryzyku kredytowym zostały opisane w [nocie 14.2.4](#).



12.7.3 Zobowiązania handlowe

WYBRANE ZASADY RACHUNKOWOŚCI

Zobowiązania

Zobowiązania handlowe, wycenia się na dzień ich powstania w wartości godziwej, a następnie według zamortyzowanego kosztu z zastosowaniem metody efektywnej stopy procentowej.

Grupa stosuje uproszczone metody wyceny zobowiązań finansowych wycenianych według zamortyzowanego kosztu jeżeli nie powoduje to zniekształcenia informacji zawartych w sprawozdaniu z sytuacji finansowej w szczególności w przypadku, gdy okres do momentu uregulowania zobowiązania nie jest długi. Zobowiązania finansowe, w odniesieniu do których Grupa stosuje uproszczenia, wyceniane są w momencie początkowego ujęcia i w okresie późniejszym, w tym na koniec okresu sprawozdawczego, w kwocie wymagającej zapłaty. Pozostałe zobowiązania niefinansowe ujmowane są w kwocie wymagającej zapłaty.

	31/12/2025	31/12/2024 (dane przekształcone)
Dostawy i usługi	14 173	14 798
Niezrealizowane zobowiązanie wobec GAZPROM	3 178	3 619
Pozostałe	1 201	1 570
Zobowiązania handlowe netto	18 552	19 987

Podział zobowiązań finansowych denominowanych w walutach obcych został zaprezentowany w [nocie 14.2.2](#). Podział zobowiązań od jednostek powiązanych przedstawiono w [nocie 15.6.2](#).

Na 31 grudnia 2025 roku oraz na 31 grudnia 2024 roku w Grupie nie wystąpiły istotne zobowiązania przeterminowane, za wyjątkiem niezrealizowanych zobowiązań wobec GAZPROM wynikających głównie z wprowadzonych przepisów sankcyjnych wobec Rosji.

Grupa nie identyfikuje istotnych sald zobowiązań z tytułu dostaw i usług wobec kontrahentów, których realizacja nastąpi w terminie dłuższym niż dwanaście miesięcy od zakończenia okresu sprawozdawczego, za wyjątkiem wyżej opisanego zobowiązania GAZPROM, gdzie występuje niepewność związana z czasem obowiązywania przepisów sankcyjnych.

12.8 Środki pieniężne

WYBRANE ZASADY RACHUNKOWOŚCI

Środki pieniężne obejmują gotówkę w kasie i na rachunkach bankowych oraz środki pieniężne w drodze. Ekwiwalenty środków pieniężnych to krótkoterminowe inwestycje o dużej płynności (o pierwotnym terminie zapadalności do trzech miesięcy), łatwo wymienne na określone kwoty środków pieniężnych oraz narażone na nieznaczne ryzyko zmiany wartości.

Saldo środków pieniężnych wykazane w rachunku przepływów pieniężnych odpowiada wskazanym powyżej komponentom wykazywanym jako środki pieniężne w sprawozdaniu z sytuacji finansowej.

Grupa klasyfikuje środki pieniężne jako aktywa finansowe wyceniane w zamortyzowanym koszcie z uwzględnieniem odpisów z tytułu utraty wartości ustalonych zgodnie z modelem strat oczekiwanych.

	31/12/2025	31/12/2024
Środki pieniężne w kasie i na rachunkach bankowych	26 445	11 042
	26 445	11 042
w tym środki pieniężne o ograniczonej możliwości dysponowania	984	1 405

Środki pieniężne na rachunkach bankowych stanowią głównie negocjowane lokaty o terminie zapadalności do 3 miesięcy. Dodatkowe informacje o poziomie koncentracji środków pieniężnych oraz metodach inwestowania nadwyżek Grupy przedstawiono w [nocie 14.1.4](#).

Środki pieniężne o ograniczonej możliwości dysponowania stanowią głównie środki na rachunku VAT (split payment) oraz środki na rachunkach depozytów transakcyjnych zabezpieczające zawieranie transakcji na giełdach towarowych, m.in. TGE.

12.9 Kredyty, pożyczki i obligacje

WYBRANE ZASADY RACHUNKOWOŚCI

W momencie początkowego ujęcia, wszystkie kredyty, pożyczki i obligacje są ujmowane według wartości godziwej, pomniejszonej o koszty transakcyjne oraz dyskonta lub premie. Po początkowym ujęciu kredyty, pożyczki i obligacje są wyceniane według zamortyzowanego kosztu, przy zastosowaniu metody efektywnej stopy procentowej.



(w mln PLN)

	Długoterminowe 31/12/2025	Długoterminowe 31/12/2024 (dane przekształcone)	Krótkoterminowe 31/12/2025	Krótkoterminowe 31/12/2024 (dane przekształcone)	Razem 31/12/2025	Razem 31/12/2024 (dane przekształcone)
Kredyty *	7 162	7 847	1 197	2 023	8 359	9 870
Pożyczki	620	135	41	35	661	170
Obligacje	15 875	6 997	269	1 109	16 144	8 106
	23 657	14 979	1 507	3 167	25 164	18 146

* na 31 grudnia 2025 roku i 31 grudnia 2024 roku pozycja zawiera kredyty w formule Project Finance (finansowania pozyskiwane przez spółki celowe na realizację inwestycji) odpowiednio: 986 mln PLN i 566 mln PLN w części długoterminowej oraz 694 mln PLN i 4 mln PLN w części krótkoterminowej.

W 2025 roku w ramach przepływów pieniężnych z działalności finansowej Grupa dokonywała ciągnień oraz spłat pożyczek i kredytów z dostępnych linii kredytowych w łącznej wysokości odpowiednio 6 345 mln PLN oraz (7 542) mln PLN. Zmniejszenie poziomu zadłużenia Grupy z tytułu kredytów bankowych na 31 grudnia 2025 wynika głównie:

- ze spłaty kredytu konsorcyjnego ORLEN w kwocie (2 500) mln PLN,
- ciągnienia kredytu w Grupie ORLEN Upstream Norway w kwocie 981 mln PLN.

W ciągu 12 miesięcy 2025 roku Grupa pozyskała środki pieniężne w związku z przeprowadzonymi przez ORLEN poniższymi emisjami obligacji:

- 30 stycznia 2025 roku w związku z emisją serii C w wartości nominalnej 1 250 mln USD, co na 31 grudnia 2025 roku stanowi równowartość 4 502 mln PLN. Środki z emisji zostaną wykorzystane na finansowanie prowadzonej działalności, z uwzględnieniem realizacji planów inwestycyjnych wynikających ze Strategii Grupy ORLEN.
- 2 lipca 2025 roku w związku z emisją serii D w wartości nominalnej 600 mln EUR, co na 31 grudnia 2025 roku stanowi równowartość 2 536 mln PLN. Obligacje mają charakter obligacji zielonych a środki z emisji zostaną wykorzystane na finansowanie projektów z trzech ustalonych kategorii: energia odnawialna, efektywność energetyczna i czysty transport zgodnie z określonymi zasadami zielonego i zrównoważonego finansowania Green Finance Framework.
- 23 grudnia 2025 roku w związku z emisją serii E w wartości nominalnej 2 000 mln PLN. Środki z emisji zostaną wykorzystane na finansowanie prowadzonej działalności, z uwzględnieniem realizacji planów inwestycyjnych wynikających ze Strategii Grupy ORLEN.

Przepływy pieniężne z tytułu emisji serii C oraz serii D pomniejszone zostały o dyskonta.

Ponadto 19 grudnia 2025 roku została wykupiona seria C z niepublicznego programu emisji obligacji korporacyjnych na rynku krajowym w wartości nominalnej 1 000 mln PLN.

12.9.1 Kredyty

w podziale na waluty (w przeliczeniu na PLN) / według rodzaju stopy procentowej

	31/12/2025	31/12/2024
PLN - WIBOR	3 142	4 998
PLN - oprocentowanie stałe	387	416
EUR - EURIBOR	2 451	3 111
EUR - oprocentowanie stałe	1 271	1 285
USD - SOFR	275	10
CZK - PRIBOR	698	-
CAD - CORRA	128	50
HUF - BUBOR	7	-
	8 359	9 870

Na 31 grudnia 2025 roku niewykorzystane otwarte linie kredytowe ([nota 14.2.4](#)) powiększone o należności handlowe ([nota 12.7.2](#)) oraz środki pieniężne ([nota 12.8](#)) przewyższały zobowiązania handlowe ([nota 12.7.3](#)) o 71 200 mln PLN.

Na 31 grudnia 2025 roku pozostają uruchomione wszystkie trzy umowy podpisane pomiędzy ORLEN i Europejskim Bankiem Inwestycyjnym na finansowanie programu strategicznej modernizacji sieci dystrybucji energii elektrycznej realizowanego przez spółkę Energa - Operator S.A. Łączna kwota umów wynosi 3 500 mln PLN. Pozyskane środki posłużą realizacji inwestycji, których efektem będzie wzmocnienie bezpieczeństwa i efektywności dostaw elektryczności z uwzględnieniem przyłączeń odnawialnych źródeł energii. Finansowanie udzielone zostało na 15 lat i ma charakter kredytu inwestycyjnego spłacanego w ratach.

Grupa zabezpiecza częściowo przepływy pieniężne związane z płatnościami odsetkowymi dotyczącymi zewnętrznego finansowania kredytowego w PLN wykorzystując w tym celu swapy procentowe (IRS).

W okresie objętym niniejszym skonsolidowanym sprawozdaniem finansowym ani po dniu sprawozdawczym nie wystąpiły przypadki niewywiązania się ze spłaty kapitału bądź odsetek. Poza zdarzeniami opisanymi poniżej, Grupa nie stwierdziła naruszeń innych warunków umów kredytowych.

Na koniec 2024 roku oraz w I kwartale 2025 roku jedna ze spółek zależnych Grupy Unipetrol – Spolana identyfikowała niespełnienie kowenantu odnoszącego się do wyznaczonego poziomu kapitałów. Spółka spłaciła w czerwcu 2025 roku zadłużenie wynikające z tej umowy.

Na 31 grudnia 2025 roku jedna ze spółek zależnych Grupy ENERGA - CCGT Ostrołęka zidentyfikowała naruszenie warunków umowy kredytowej w części związanej z harmonogramem realizacji projektu inwestycyjnego. Spółka przeprowadziła uzgodnienia z instytucjami finansowymi i w dniu 15 kwietnia 2026 r. zawarła z nimi stosowne porozumienie prowadzące do usankcjonowania obecnej sytuacji w świetle obowiązującej umowy o finansowanie, jak również do uzyskania zgody na wypracowanie i wdrożenie



(w mln PLN)

docelowego rozwiązania, co ma nastąpić w okresie do końca maja br. W związku z tym na 31 grudnia 2025 roku zadłużenie długoterminowe wynikające z tej umowy, w kwocie 626 mln PLN, zostało zaprezentowane w części krótkoterminowej.

W większości umów kredytowych Grupy zdefiniowany został jeden kowenant, którym jest wskaźnik długu netto/EBITDA przed odpisami aktualizującymi netto, skorygowany o wyłączenia zgodnie z definicjami poszczególnych składników z umów kredytowych. Wartość tego kowenantu na 31 grudnia 2025 roku spełnia warunki zawarte w umowach kredytowych. W Grupie występują też nieliczne inne wskaźniki indywidualne dla konkretnego kredytobiorcy, które na 31 grudnia 2025 także są spełnione.

Część zobowiązań kredytowych Grupy została zabezpieczona na aktywach jednostek wchodzących w skład Grupy oraz/lub gwarancjami korporacyjnymi. Zabezpieczenia te dotyczą w szczególności kredytów wspólnego działania, jak i finansowania w formule Project Finance. Ich ustanowienie wiąże się z określonymi obowiązkami umownymi, w tym wymogiem utrzymywania odpowiednich poziomów wskaźników finansowych. Fakt ustanowienia zabezpieczeń powoduje ograniczenia w zakresie swobodnego rozporządzania tymi składnikami majątku – w szczególności ich zbycia, dalszego obciążania czy wykorzystania jako zabezpieczenie dla innych wierzycieli bez zgody instytucji finansującej.

Szczegółowe dane dotyczące zabezpieczeń spłaty zobowiązań zostały zaprezentowane w tabeli poniżej.

Rodzaj zabezpieczenia	Przedmiot zabezpieczenia	Wartość bilansowa przedmiotu zabezpieczenia	Główne warunki i ograniczenia
		(mln PLN)	
Zastawy rejestrowe	Rzeczowe aktywa trwałe	27	zastosowano warunki i ograniczenia typowe dla finansowań w formule Project Finance oraz dla pozostałych standardowych finansowań bankowych
Hipoteki	Rzeczowe aktywa trwałe	18 301	
Cesje wierzytelności	Należności handlowe	857	
Pełnomocnictwa do rachunków bankowych	Środki pieniężne na rachunkach bankowych	768	
		19 953	

Ponadto Grupa posiada udziały w dwóch jednostkach zależnych objęte zastawem rejestrowym. Wartość aktywów netto tych jednostek ujęta w niniejszym skonsolidowanym sprawozdaniu finansowym na 31 grudnia 2025 roku wyniosła 1 525 mln PLN. Wartości przedstawione w tabeli odpowiadają wartościom bilansowym zabezpieczonych aktywów na dzień bilansowy. Grupa nie odnotowała przypadków naruszenia warunków ustanowienia zabezpieczeń w okresie sprawozdawczym.

12.9.2 Pożyczki

w podziale na waluty (w przeliczeniu na PLN) / według rodzaju stopy procentowej

	31/12/2025	31/12/2024
PLN - oprocentowanie stałe	477	11
PLN - WIBOR	133	91
PLN - inne stopy referencyjne	51	68
	661	170

Na 31 grudnia 2025 roku Grupa posiada pożyczki, w tym głównie oparte na stałej stopie procentowej w związku z uruchomieniem przez spółkę Energa-Operator S.A. w czerwcu 2025 roku pierwszej transzy pożyczki oraz w grudniu 2025 roku drugiej transzy pożyczki w łącznej wysokości 1 494 mln PLN ze środków Krajowego Planu Odbudowy i Zwiększania Odporności (KPO), w ramach umowy podpisanej z Bankiem Gospodarstwa Krajowego. Celem jest refinansowanie wydatków poniesionych w związku z rozwojem inteligentnych sieci elektroenergetycznych realizowanym w latach 2022-2036. W ocenie Grupy, pożyczka ma charakter preferencyjny ze względu na zastosowanie stopy procentowej istotnie niższej od rynkowej stopy odpowiadającej podobnym instrumentom finansowym. W konsekwencji, na moment początkowego ujęcia, pożyczka została wyceniona według wartości godziwej, wynoszącej 454 mln PLN, natomiast różnica pomiędzy kwotą otrzymanych środków pieniężnych, a początkową wartością zobowiązania, w wysokości 1 040 mln PLN, odpowiadająca efektowi preferencyjnego finansowania została rozpoznana zgodnie z MSR 20 Dotacje rządowe.

Kwota ta została ujęta w pozostałych zobowiązaniach niefinansowych w pozycji przychodów przyszłych okresów jako dotacja do aktywów (nota [12.13.2](#)).

W okresie objętym niniejszym skonsolidowanym sprawozdaniem finansowym ani po dniu sprawozdawczym nie wystąpiły przypadki niewywiązania się ze spłaty kapitału bądź odsetek z tytułu pożyczek.



(w mln PLN)

12.9.3 Obligacje

	Emitent	Wartość nominalna (mln)	Wartość nominalna PLN	Wartość księgowa PLN	Data subskrypcji	Termin wykupu	Baza odsetkowa	Rating
Niepubliczny program emisji obligacji od 2006 roku								
Seria D	ORLEN S.A.	1 000 PLN	1 000	1 004	25.03.2021	25.03.2031	stała 2,875%	-
Seria E	ORLEN S.A.	2 000 PLN	2 000	2 002	23.12.2025	09.12.2032	6M WIBOR + 1%	BBB+, AA+(pol)
Program emisji obligacji hybrydowych								
seria 10-letnia	ENERGA S.A.	125 EUR	528	503	04.09.2017	12.09.2027	stała 4,57%	BBB-
Obligacje krajowe			3 528	3 509				
Euroobligacje	ENERGA Finance AB	300 EUR	1 268	1 286	07.03.2017	07.03.2027	stała 2,125%	BBB+
Program emisji średnioterminowych obligacji (Program GMTN)								
Seria A "Zielone Obligacje"	ORLEN S.A.	500 EUR	2 113		27.05.2021	27.05.2028	stała 1,125%	BBB+, A3
Seria B	ORLEN S.A.	500 EUR	2 113	11 349	13.07.2023	13.07.2030	stała 4,75%	BBB+, A3
Seria C	ORLEN S.A.	1 250 USD	4 502		30.01.2025	30.01.2035	stała 6%	BBB+, A3
Seria D "Zielone Obligacje"	ORLEN S.A.	600 EUR	2 536		02.07.2025	02.07.2032	stała 3,625%	BBB+, A3
Obligacje zagraniczne			12 532	12 635				
			16 060	16 144				

Wartość nominalna obligacji została przeliczona kursem z 31 grudnia 2025 roku

w podziale na waluty (w przeliczeniu na PLN)

	31/12/2025	31/12/2024
PLN	3 006	2 004
USD	4 538	-
EUR	8 600	6 102
	16 144	8 106

według rodzaju stopy procentowej

	Obligacje o stałym oprocentowaniu 31/12/2025	Obligacje o stałym oprocentowaniu 31/12/2024	Obligacje o zmiennym oprocentowaniu 31/12/2025	Obligacje o zmiennym oprocentowaniu 31/12/2024	Razem 31/12/2025	Razem 31/12/2024
Wartość nominalna	14 060	7 090	2 000	1 000	16 060	8 090
Wartość księgowa	14 142	7 105	2 002	1 001	16 144	8 106

Różnica pomiędzy wartością nominalną obligacji, a ich wartością księgową wynika z wyceny obligacji według zamortyzowanego kosztu z zastosowaniem metody efektywnej stopy procentowej.

Grupa zabezpiecza częściowo przepływy pieniężne związane z płatnościami odsetkowymi dotyczącymi finansowania z tytułu obligacji w EUR wykorzystując w tym celu swapy procentowo-walutowe (CIRS). Ponadto w styczniu 2025 roku, w związku z emisją obligacji w walucie USD o stałej stopie procentowej, zostały zawarte transakcje swapa procentowo-walutowego (CCIRS). Szczegóły dotyczące transakcji na instrumentach pochodnych przedstawione zostały w nocie [11.5](#).

Seria D obligacji krajowych ORLEN o wartości nominalnej 1 000 mln PLN wyemitowana została w ramach obligacji zrównoważonego rozwoju, których elementem jest rating ESG. Rating ESG nadawany jest przez niezależne agencje i ocenia zdolności do trwałego, zrównoważonego rozwoju przedsiębiorstwa lub branży biorąc pod uwagę trzy główne, pozafinansowe czynniki, takie jak: kwestie środowiskowe, kwestie społeczne i ład korporacyjny. W zakresie kwestii środowiskowych kluczowe znaczenie mają emisyjność i ślad węglowy produktów, zanieczyszczenia środowiska, jak również wykorzystanie zasobów naturalnych i stosowanie zielonych technologii.

Stała stopa procentowa tych obligacji uzależniona jest od oceny (ratingu) ESG, mierzącej cyklicznie podatność ORLEN na zdefiniowane ryzyka ESG oraz sposób zarządzania przez ORLEN tymi ryzykami. Ostatnie badanie ratingu ESG przeprowadzone przez agencję MSCI ESG Research Limited w I kwartale 2025 roku utrzymało rating ESG dla ORLEN na poziomie A, co pozwoliło na utrzymanie warunków emisji obligacji w poziomie bazowym do kolejnego/najbliższego okresu odsetkowego, tj. 2,875% w skali roku. W przypadku pogorszenia ratingu odpowiednio do oceny BBB lub BB i niżej stopa procentowa zostanie podwyższona o odpowiednio 10 punktów bazowych lub 20 punktów bazowych w skali roku w ramach przypadających w tym czasie okresach odsetkowych.

Seria A oraz seria D obligacji zagranicznych ORLEN o łącznej wartości nominalnej 1 100 mln EUR wyemitowane zostały z certyfikatem obligacji zielonych, których celem jest finansowanie projektów wspierających ochronę środowiska i klimatu. W czerwcu 2025 roku zasady Green Finance Framework zostały zaktualizowane i opublikowane na stronie internetowej ORLEN (<https://www.orlen.pl/pl/zrownowazony-rozwoj/zielone-finansowanie>). Zasady te otrzymały od agencji Moody's Ratings bardzo dobrą ocenę jakości zrównoważonego rozwoju na poziomie SQS2.

Wszystkie serie zagranicznych obligacji zostały dopuszczone do obrotu na rynku regulowanym prowadzonym przez Euronext Dublin. Na rynku regulowanym Warszawskiej Giełdy Papierów Wartościowych (GPW) notowane są serie A, B, D zagranicznych obligacji zaś na rynku ASO (Alternatywny System Obrotu) prowadzonym przez GPW, od 26 stycznia 2026 roku notowana jest seria E obligacji krajowych.



(w mln PLN)

12.10 Dług netto i zarządzanie kapitałem

12.10.1 Zmiana stanu zobowiązań wynikających z działalności finansowej oraz długu netto

	Kredyty i pożyczki	Obligacje	Środki pieniężne	Lokaty krótkoterminowe	Dług netto	Leasing	Zobowiązania z działalności finansowej
	(A)	(B)	(C)	(D)	(A + B - C - D)	(E)	(A + B + E)
01/01/2025 (dane przekształcone)	10 040	8 106	11 042	80	7 024	11 345	29 491
Zmiany pieniężne							
wpływy/(wypływy) netto	(1 197)	8 508	15 256	(53)	(7 892)	(1 650)	5 661
odsetki i prowizje zapłacone	(334)	(422)	-	-	(756)	(508)	(1 264)
Zmiany niepieniężne							
różnice kursowe	(21)	(635)	81	103	(840)	(340)	(996)
wycena zadłużenia	351	587	-	-	938	659	1 597
nabycie przedsięwzięcia	181	-	66	-	115	51	232
nowe umowy leasingowe,	-	-	-	-	-	3 175	3 175
zwiększenie wynagrodzenia leasingowego	-	-	-	-	-	-	-
pozostałe *	-	-	-	-	-	(171)	(171)
31/12/2025	9 020	16 144	26 445	130	(1 411)	12 561	37 725

	Kredyty i pożyczki	Obligacje	Środki pieniężne	Lokaty krótkoterminowe	Dług netto	Leasing	Zobowiązania z działalności finansowej
	(A)	(B)	(C)	(D)	(A + B - C - D)	(E)	(A + B + E)
01/01/2024	6 856	8 311	13 282	78	1 807	10 729	25 896
Zmiany pieniężne							
wpływy/(wypływy) netto	2 445	(105)	(3 296)	1	5 635	(1 607)	733
odsetki i prowizje zapłacone	(217)	(279)	-	-	(496)	(454)	(950)
Zmiany niepieniężne							
różnice kursowe	(10)	(105)	(62)	2	(55)	20	(95)
wycena zadłużenia	214	284	-	-	498	594	1 092
nabycie przedsięwzięcia	752	-	1 118	-	(366)	371	1 123
nowe umowy leasingowe,	-	-	-	-	-	1 784	1 784
zwiększenie wynagrodzenia leasingowego	-	-	-	-	-	-	-
pozostałe *	-	-	-	(1)	1	(92)	(92)
31/12/2024	10 040	8 106	11 042	80	7 024	11 345	29 491

dane przekształcone

* pozostałe zmiany niepieniężne obejmują głównie likwidację oraz naliczone opłaty leasingowe, z których większość została opłacona i wykazana w zmianach pieniężnych w pozycji wpływy/(wypływy) netto.

Grupa definiuje dług netto jako: długoterminowe i krótkoterminowe kredyty, pożyczki, obligacje pomniejszone o środki pieniężne oraz lokaty krótkoterminowe.

12.10.2 Polityka zarządzania kapitałem własnym

Zarządzanie kapitałem własnym ma na celu zapewnienie bezpieczeństwa finansowego przy jednoczesnej maksymalizacji rentowności dla akcjonariuszy z działalności prowadzonej przez Grupę ORLEN, w szczególności poprzez:

- przyjęcie i egzekwowanie na poziomie strategicznym minimalnych przedziałów wymaganych stóp zwrotu dla poszczególnych inwestycji, w zależności od jej dopasowania do filarów strategii oraz wpływu na ograniczenie emisyjności Grupy;
- otwarcie na współpracę z innymi podmiotami w ramach partnerstw w realizacji inwestycji, w celu ograniczenia ryzyka biznesowego i pozyskania wsparcia technologicznego, organizacyjnego lub kapitałowego dla danego projektu;
- zapewnienie dostępu do płynności dla spółek Grupy i rozwój efektywnych struktur dystrybucji płynności w ramach Grupy;
- dywersyfikację źródeł finansowania zewnętrznego i utrzymanie ich długiego terminu zapadalności z uwzględnieniem źródeł bankowych i pozabankowych.

Powyższe działania realizowane są w oparciu o stałe monitorowanie:

- poziomu nakładów inwestycyjnych i portfela realizowanych projektów, ukierunkowany na ocenę ich prognozowanej rentowności i kontrolę kosztów;
- wartości kowenantów zawartych w umowach kredytowych ORLEN oraz Grupy (nota [12.9.1](#));
- ratingu inwestycyjnego Grupy.

Dodatkowo, ogłoszona w styczniu 2025 roku Strategia Grupy ORLEN do 2035 roku wprowadza powiązanie wielkości dywidendy z osiąganymi przepływami z działalności operacyjnej. Nowa polityka dywidendowa zakłada wypłatę dywidendy w kwocie nie większej niż 25% przepływów z działalności operacyjnej w danym roku obrotowym, pomniejszonych o koszty finansowania. Wysokość wypłaty na jedną akcję nie będzie przy tym niższa niż jej gwarantowany poziom, który w 2025 roku wynosi 4,50 PLN na jedną akcję. Ponadto, polityka dywidendowa zakłada coroczny wzrost dywidendy gwarantowanej o 0,15 PLN na jedną akcję. Rekomendacje Zarządu o propozycji podziału zysku Jednostki Dominującej zawarte zostały w notach [12.11.6](#) oraz [12.11.7](#).



12.11 Kapitał własny

WYBRANE ZASADY RACHUNKOWOŚCI

Kapitał podstawowy

Kapitał wniesiony przez akcjonariuszy wykazywany według wartości nominalnej, w wysokości zgodnej z aktem założycielskim Jednostki Dominującej oraz wpisem do Krajowego Rejestru Sądowego.

Kapitał podstawowy na dzień 31 grudnia 1996 roku, na podstawie MSR 29 § 24 i 25, został przeszacowany w oparciu o miesięczne wskaźniki wzrostu cen towarów i usług konsumpcyjnych.

Kapitał z emisji akcji powyżej ich wartości nominalnej

Kapitał tworzony z nadwyżki ceny emisyjnej akcji powyżej ich wartości nominalnej pomniejszonej o koszty tej emisji. Kapitał z emisji akcji powyżej ich wartości nominalnej na dzień 31 grudnia 1996 roku, na podstawie MSR 29 § 24 i 25, został przeszacowany w oparciu o miesięczne wskaźniki wzrostu cen towarów i usług konsumpcyjnych.

Inne składniki kapitału własnego, w tym:

- Kapitał z tytułu stosowania rachunkowości zabezpieczeń

Kapitał obejmuje wycenę i rozliczenie instrumentów zabezpieczających spełniających wymogi rachunkowości zabezpieczeń przepływów pieniężnych.

- Koszty zabezpieczenia

Pozycja obejmuje skumulowaną zmianę wartości godziwej kosztów zabezpieczenia ujmowanych zgodnie z zasadami rachunkowości zabezpieczeń, w szczególności zmianę wartości elementu terminowego instrumentów pochodnych wykorzystywanych do zabezpieczenia ryzyka walutowego, w zakresie ryzyka kursu spot.

- Kapitał z aktualizacji wyceny

Kapitał z aktualizacji wyceny obejmuje zmiany wartości godziwej aktywów finansowych wycenianych do wartości godziwej przez inne całkowite dochody oraz różnice pomiędzy wartością księgową netto a wartością godziwą nieruchomości inwestycyjnych na dzień ich przeklasyfikowania z nieruchomości zajmowanych przez Grupę do nieruchomości inwestycyjnych.

- Różnice kursowe z przeliczenia jednostek działających za granicą

Pozycja obejmuje efekt przeliczenia sprawozdań finansowych zagranicznych spółek Grupy na PLN w ramach procedur konsolidacyjnych.

Zyski zatrzymane

obejmują:

- kapitał zapasowy tworzony i wykorzystywany zgodnie z Ustawą Kodeks Spółek Handlowych,
- zyski i straty aktuarialne dotyczące świadczeń pracowniczych po okresie zatrudnienia,
- zysk/stratę bieżącego okresu sprawozdawczego,
- pozostałe kapitały tworzone i wykorzystywane według zasad określonych przepisami prawa.

Zgodnie z Ustawą z dnia 15 września 2000 roku – Kodeks Spółek Handlowych, Jednostka Dominująca (ORLEN) jest zobowiązana do dokonywania obowiązkowych odpisów z zysku na kapitał zapasowy w wysokości co najmniej 8% zysku za dany rok obrotowy, aż do momentu, gdy kapitał zapasowy osiągnie poziom co najmniej 1/3 zarejestrowanego kapitału zakładowego. Środki te nie podlegają podziałowi i mogą być wykorzystane wyłącznie na pokrycie straty wykazanej w sprawozdaniu finansowym.

Na dzień 31 grudnia 2025 roku kapitał zapasowy z tytułu obowiązkowego odpisu dokonane przez Jednostkę Dominującą wynosił 658 mln PLN (ujęty w zyskach zatrzymanych).

Zysk/(strata) na jedną akcję

Zysk/(strata) na jedną akcję jest obliczany poprzez podzielenie zysku lub straty netto za dany okres, która przypada na zwykłych akcjonariuszy Jednostki Dominującej, przez średnią ważoną liczbę akcji zwykłych występujących w ciągu danego okresu. Rozwodniony zysk/(strata) na jedną akcję dla każdego okresu jest obliczany poprzez podzielenie zysku/(straty) netto za dany okres skorygowanego o zmiany zysku/(straty) wynikające z zamiany potencjalnych akcji zwykłych na akcje zwykłe przez skorygowaną średnią ważoną liczbę akcji zwykłych. Rozwodniony zysk na jedną akcję jest równy podstawowemu zyskowi na jedną akcję, ponieważ w Grupie nie występują instrumenty rozładniające.

12.11.1 Kapitał podstawowy

	31/12/2025	31/12/2024
Kapitał zakładowy	1 451	1 451
Korekta z tytułu przeszacowania kapitału zakładowego	523	523
	1 974	1 974

Kapitał zakładowy ORLEN S.A. zgodnie z Krajowym Rejestrem Sądowym na 31 grudnia 2025 roku oraz na 31 grudnia 2024 roku podzielony był na 1 160 942 049 akcji zwykłych o wartości nominalnej 1,25 PLN każda.

Liczba wyemitowanych akcji						
Seria A	Seria B	Seria C	Seria D	Seria E	Seria F	Razem
336 000 000	6 971 496	77 205 641	7 531 924	198 738 864	534 494 124	1 160 942 049

Każda nowa emisja akcji jest oznaczana jako kolejna seria. Akcje wszystkich powyższych serii mają takie same prawa.



(w mln PLN)

Struktura akcjonariatu

	Liczba akcji / głosów	Udział w kapitale podstawowym
Skarb Państwa	579 310 079	49,90%
Nationale-Nederlanden OFE *	60 004 000	5,17%
Pozostali	521 627 970	44,93%
	1 160 942 049	100,00%

* zgodnie z informacjami z Nadzwyczajnego Walnego Zgromadzenia ORLEN S.A. z dnia 13 listopada 2025 roku, kontynuowanym po przerwie w obradach ogłoszonej 28 października 2025 roku

12.11.2 Kapitał z emisji akcji powyżej ich wartości nominalnej

	31/12/2025	31/12/2024
Kapitał z emisji akcji powyżej ich wartości nominalnej	46 288	46 288
Koszty związane z emisją	(52)	(52)
Korekta z tytułu przeszacowania kapitału z emisji akcji powyżej ich wartości nominalnej	169	169
	46 405	46 405

12.11.3 Inne składniki kapitału własnego

	31/12/2025	31/12/2024 (dane przekształcone)
Kapitał z tytułu stosowania rachunkowości zabezpieczeń	2 734	976
Koszty zabezpieczenia	1 328	533
Kapitał z aktualizacji wyceny	(157)	(7)
Różnice kursowe z przeliczenia jednostek działających za granicą	(1 264)	(1 199)
	2 641	303

12.11.4 Zyski zatrzymane

	31/12/2025	31/12/2024 (dane przekształcone)
Kapitał zapasowy	89 369	93 509
Pozostałe kapitały	981	908
Zyski i straty aktuarialne	(284)	(154)
Zysk netto okresu przypadający na akcjonariuszy jednostki dominującej	2 531	2 826
	92 597	97 089

12.11.5 Kapitał własny przypadający udziałom niekontrolującym

	31/12/2025	31/12/2024
Grupa Energa	1 006	1 086
ENERGOP Sp. z o.o.	16	14
Grupa Polska Press	6	6
Grupa Usługi Logistyczne w likwidacji	(119)	(139)
re58 S.A.	9	9
Pozostałe	8	3
	926	979

	31/12/2025	31/12/2024
Stan na początek okresu	979	1 081
Udział w zysku/(stracie) netto, w tym:	117	(79)
Grupa ENERGA	96	5
Pozostałe	21	(84)
Udział w składnikach innych całkowitych dochodów	(8)	(4)
Zmiana struktury udziału niekontrolującego *	(161)	(18)
Wyplacone i zadeklarowane dywidendy	(1)	(1)
	926	979

* dotyczy zmiany w zaangażowaniu kapitałowym ORLEN S.A. w spółce ENERGA S.A. (wzrost o 1,11%)



(w mln PLN)

Skrócone informacje finansowe Grupy Energa*

	2025	2024
Przychody ze sprzedaży	21 741	22 753
Koszt własny sprzedaży, w tym:	(17 897)	(19 429)
amortyzacja	(1 430)	(1 257)
Zysk brutto na sprzedaży	3 844	3 324
Koszty sprzedaży	(791)	(667)
Koszty ogólnego zarządu	(556)	(508)
Pozostałe przychody i koszty operacyjne netto	(274)	(347)
(Strata)/odwrócenie straty z tytułu utraty wartości należności handlowych	(20)	(117)
Zysk z działalności operacyjnej	2 203	1 685
Udział w wyniku finansowym jednostek wycenianych metodą praw własności	10	(73)
Przychody i koszty finansowe netto	(780)	(654)
(Strata)/odwrócenie straty z tytułu utraty wartości pozostałych aktywów finansowych	-	(9)
Zysk przed opodatkowaniem	1 433	949
Podatek dochodowy	(220)	(382)
Zysk netto	1 213	567

	31/12/2025	31/12/2024 (dane przekształcone)
Aktywa trwałe	33 632	28 430
Aktywa obrotowe, w tym:	6 985	7 598
środki pieniężne	1 174	989
pozostałe aktywa obrotowe	5 811	6 609
Aktywa razem	40 617	36 028
Kapitał własny razem	14 121	12 998
Zobowiązania długoterminowe, w tym:	16 832	14 186
kredyty i pożyczki	12 203	10 842
rezerwy	1 042	766
Zobowiązania krótkoterminowe, w tym:	9 664	8 844
zobowiązania handlowe	1 539	3 318
kredyty i pożyczki	2 443	222
rezerwy	2 003	1 117
Zobowiązania razem	26 496	23 030
Pasywa razem	40 617	36 028
Dług netto	13 472	10 075

* Skrócone informacje finansowe Grupy Energa uwzględniające korekty konsolidacyjne z tytułu skutków połączenia jednostek

W 2025 roku oraz w 2024 roku nie wystąpiły znaczące ograniczenia w jednostkach zależnych z istotnym udziałem niekontrolującym wynikające z umów kredytowych, wymogów regulacyjnych i innych ustaleń umownych, które ograniczałyby dostęp do aktywów oraz rozliczania zobowiązań Grupy.

12.11.6 Dywidenda za 2025 rok

Na dzień podpisania niniejszego skonsolidowanego sprawozdania finansowego Zarząd ORLEN jest w trakcie przygotowywania rekomendacji w zakresie wypłaty dywidendy za 2025 rok.

Decyzję w sprawie wypłaty dywidendy podejmą akcjonariusze na Zwyczajnym Walnym Zgromadzeniu w 2026 roku.

12.11.7 Dywidenda za 2024 rok

Zwyczajne Walne Zgromadzenie Akcjonariuszy ORLEN w dniu 5 czerwca 2025 roku postanowiło przeznaczyć kwotę w wysokości 6 965 652 294,00 PLN na wypłatę dywidendy (6,00 PLN na 1 akcję). Dzień 14 sierpnia 2025 roku był dniem dywidendy a w dniu 1 września 2025 roku nastąpiła wypłata dywidendy.

12.11.8 Zysk na jedną akcję

	2025	2024
Zysk netto przypadający na akcjonariuszy jednostki dominującej	2 531	2 826
Liczba akcji	1 160 942 049	1 160 942 049
Zysk netto i rozwodniony zysk netto na jedną akcję przypadający akcjonariuszom jednostki dominującej (w PLN na akcję)	2,18	2,43



12.12 Pozostałe aktywa i zobowiązania finansowe

WYBRANE ZASADY RACHUNKOWOŚCI

Grupa ujmuje składnik aktywów lub zobowiązanie finansowe w swoim sprawozdaniu z sytuacji finansowej wtedy i tylko wtedy, gdy staje się stroną umowy tego instrumentu.

Grupa wyłącza składnik aktywów finansowych ze sprawozdania z sytuacji finansowej wtedy, gdy:

- umowne prawa do przepływów pieniężnych ze składnika aktywów finansowych wygasły lub
 - Grupa przeniosła składnik aktywów finansowych na inną jednostkę, a przeniesienie spełniło warunki zaprzestania ujmowania.
- Grupa wyłącza ze swojego sprawozdania z sytuacji finansowej zobowiązanie finansowe, gdy zobowiązanie przestało istnieć - to znaczy, kiedy obowiązek określony w umowie został wypełniony, umorzony lub wygasł.

Wycena aktywów i zobowiązań finansowych

W momencie początkowego ujęcia Grupa wycenia składnik aktywów lub zobowiązań finansowych niekwalifikowanych jako wyceniane według wartości godziwej przez wynik finansowy (tj. przeznaczone do obrotu) według wartości godziwej powiększonej, o koszty transakcji, które mogą być bezpośrednio przypisane do nabycia lub emisji składnika aktywów finansowych lub zobowiązań finansowych. Grupa nie klasyfikuje instrumentów jako wyceniane w wartości godziwej przez wynik finansowy przy początkowym ujęciu, tj. nie stosuje opcji wartości godziwej.

Na koniec okresu sprawozdawczego Grupa wycenia składnik aktywów lub zobowiązań finansowych według zamortyzowanego kosztu z zastosowaniem metody efektywnej stopy procentowej, z wyjątkiem instrumentów pochodnych, które są wyceniane według wartości godziwej.

W odniesieniu do instrumentów kapitałowych, w szczególności do akcji i udziałów notowanych/nienotowanych, utrzymywanych zarówno w celu uzyskania umownych przepływów pieniężnych stanowiących jedynie płatności kapitału i odsetek, jak i w celu sprzedaży Grupa klasyfikuje instrumenty jako wyceniane według wartości godziwej przez inne całkowite dochody.

Pochodne instrumenty finansowe nieobjęte rachunkowością zabezpieczeń

Kontrakty terminowe na zakup aktywów niefinansowych, które są zawierane i utrzymywane z zamiarem rozliczenia tych transakcji poprzez fizyczną dostawę aktywów w celu ich wykorzystania na potrzeby własne Grupy, nie podlegają wycenie na dzień bilansowy.

Pochodne instrumenty finansowe, zawarte w celu zabezpieczenia ryzyka Grupy, które nie stanowią instrumentu zabezpieczającego w rachunkowości zabezpieczeń, klasyfikuje się do aktywów/zobowiązań finansowych wycenianych w wartości godziwej przez wynik finansowy. Zyski i straty z tytułu zmian wartości godziwej instrumentów pochodnych, które nie spełniają zasad rachunkowości zabezpieczeń są odnoszone w zysk lub stratę okresu sprawozdawczego.

Instrumenty te stanowią zabezpieczenie w sensie ekonomicznym.

Do instrumentów pochodnych zaklasyfikowanych do wycenianych w wartości godziwej przez wynik finansowy zalicza się również te instrumenty pochodne, w stosunku do których unieważniono powiązanie zabezpieczające.

Utrata wartości aktywów finansowych

Grupa ujmuje odpis z tytułu oczekiwanych strat kredytowych na składnikach aktywów finansowych wycenianych w zamortyzowanym koszcie lub w wartości godziwej przez inne całkowite dochody (za wyjątkiem inwestycji w instrumenty kapitałowe).

Oczekiwane straty kredytowe są to straty kredytowe (ang. Expected Credit Loss - ECL) ważone prawdopodobieństwem wystąpienia niewykonania zobowiązania. Grupa stosuje następujące modele wyznaczania odpisów z tytułu utraty wartości:

Model ogólny

Model ogólny jest stosowany przez Grupę dla aktywów finansowych wycenianych według zamortyzowanego kosztu oraz dla instrumentów dłużnych wycenianych do wartości godziwej przez inne całkowite dochody, a także dla wystawionych zobowiązań warunkowych (zabezpieczenia takie jak: gwarancje, poręczenia) o charakterze finansowym, w przypadku gdy na dzień sporządzania sprawozdania istnieje zobowiązanie bilansowe zabezpieczone takim dokumentem.

W modelu ogólnym Grupa monitoruje zmiany poziomu ryzyka kredytowego związanego z danym składnikiem aktywów finansowych oraz klasyfikuje aktywa finansowe do jednego z trzech etapów wyznaczania odpisów z tytułu utraty wartości w oparciu o obserwację zmiany poziomu ryzyka kredytowego w stosunku do początkowego ujęcia instrumentu.

W zależności od zaklasyfikowania do poszczególnych etapów, odpis z tytułu utraty wartości jest szacowany w horyzoncie 12-miesięcy (etap 1) lub w horyzoncie życia instrumentu (etap 2 oraz etap 3).

Na każdy dzień kończący okres sprawozdawczy Grupa dokonuje analizy wystąpienia przesłanek skutkujących zaklasyfikowaniem aktywów finansowych do poszczególnych etapów wyznaczania odpisu z tytułu utraty wartości, takich jak m.in. zmiany ratingu dłużnika, poważne problemy finansowe dłużnika, wystąpienie istotnej niekorzystnej zmiany w jego środowisku ekonomicznym, prawnym lub rynkowym.

Oczekiwana strata kredytowa wyznaczana jest w oparciu o aktualne poziomy prawdopodobieństwa niewypłacalności PD (probability of default), implikowane z rynkowych kwotowań instrumentów CDS dla podmiotów o danym ratingu i z danego sektora, w stosunku do oczekiwanych przyszłych przepływów pieniężnych danego aktywa.

Model uproszczony

Model uproszczony jest stosowany przez Grupę dla należności handlowych.

W modelu uproszczonym Grupa nie monitoruje zmian poziomu ryzyka kredytowego w trakcie życia instrumentu oraz szacuje oczekiwaną stratę kredytową w horyzoncie do terminu zapadalności instrumentu.

PROFESJONALNY OSĄD

Zarząd dokonuje osądu w zakresie klasyfikacji instrumentów finansowych, oceny charakteru i zakresu ryzyka związanego z instrumentami finansowymi oraz zastosowania rachunkowości zabezpieczeń. Grupa klasyfikuje instrumenty finansowe do



(w mln PLN)

poszczególnych kategorii na bazie oceny modelu biznesowego, biorąc pod uwagę cel ich nabycia oraz charakter nabywanych walorów jak również ocenę charakterystyki wynikających z umowy przepływów pieniężnych.

12.12.1 Pozostałe aktywa finansowe

Na dzień 31 grudnia 2025 roku oraz na dzień 31 grudnia 2024 roku, poza należnościami handlowymi (nota 12.7.2) i środkami pieniężnymi (nota 12.8), Grupa posiadała również zaprezentowane w tabeli poniżej pozostałe aktywa finansowe:

	Długoterminowe 31/12/2025	Długoterminowe 31/12/2024 (dane przekształcone)	Krótkoterminowe 31/12/2025	Krótkoterminowe 31/12/2024 (dane przekształcone)	Razem 31/12/2025	Razem 31/12/2024 (dane przekształcone)
Instrumenty finansowe zabezpieczające						
Instrumenty zabezpieczające przepływy pieniężne						
forwards walutowe	1 428	1 275	839	448	2 267	1 723
swap towarowy	665	-	177	85	842	85
futures towarowy CO2	234	66	659	307	893	373
	2 327	1 341	1 675	840	4 002	2 181
Aktywa finansowe wyceniane w wartości godziwej przez wynik finansowy, w tym:						
Instrumenty pochodne niewyznaczone dla celów rachunkowości zabezpieczeń	50	209	1 415	889	1 465	1 098
forwards walutowe	-	-	36	9	36	9
swapy towarowe	-	-	1 188	15	1 188	15
swapy walutowo - procentowe	-	-	-	24	-	24
swapy procentowe	-	-	-	4	-	4
futures towarowy w tym:	24	71	65	214	89	285
energia elektryczna	-	8	7	46	7	54
gaz ziemny	24	63	58	168	82	231
forwards towarowe w tym:	26	136	106	622	132	758
energia elektryczna	-	4	8	34	8	38
gaz ziemny	26	132	98	588	124	720
pozostałe	-	2	20	1	20	3
Instrumenty pochodne zabezpieczające wartość godziwą	-	-	-	3	-	3
swapy towarowe	-	-	-	3	-	3
Akcje spółek nienotowanych na aktywnym rynku	-	11	-	-	-	11
Inwestycje funduszu korporacyjnego ORLEN VC	203	166	12	-	215	166
	2 580	1 727	3 102	1 732	5 682	3 459
Aktywa finansowe wyceniane w wartości godziwej przez inne całkowite dochody						
Akcje spółek wyceniane w wartości godziwej przez inne całkowite dochody	70	319	-	-	70	319
	70	319	-	-	70	319
Aktywa finansowe wyceniane w zamortyzowanym koszcie						
należności z tytułu rozliczonych instrumentów pochodnych	-	-	222	65	222	65
depozyty zabezpieczające	-	-	554	1 230	554	1 230
lokaty bankowe powyżej 3 miesięcy	6	4	130	80	136	84
pożyczki udzielone	799	1 110	63	114	862	1 224
nabyte papiery wartościowe	303	288	8	8	311	296
środki pieniężne o ograniczonej możliwości dysponowania	337	315	53	445	390	760
pozostałe	53	60	606	509	659	569
	1 498	1 777	1 636	2 451	3 134	4 228
Pozostałe aktywa finansowe	4 148	3 823	4 738	4 183	8 886	8 006

Na 31 grudnia 2025 roku oraz 31 grudnia 2024 roku Grupa posiadała depozyty zabezpieczające niespełniające definicji ekwiwalentów środków pieniężnych dotyczące zabezpieczenia rozliczeń transakcji towarowych oraz zabezpieczających ryzyko towarowe zawartych na giełdach towarowych (głównie na giełdzie ICE oraz TGE). Wysokość depozytów zabezpieczających zależy od wartości wyceny portfela nierozliczonych transakcji oraz cen rynkowych produktów i podlega bieżącym aktualizacjom. Główny wpływ na zmianę wartości depozytów miało kształtowanie się ceny rynkowej uprawnień do emisji CO₂ względem ceny transakcyjnej.

Na 31 grudnia 2025 roku oraz 31 grudnia 2024 roku Grupa wykazywała pożyczki udzielone, głównie dla spółki Baltic Power, wycenianej metodą praw własności, w wysokości odpowiednio 679 mln PLN i 645 mln PLN. Zmiana wartości wynikała przede wszystkim z dokonanego odpisu na pożyczkach udzielonych dla spółki Grupa Azoty Polyoolefins S.A. w kwocie (422) mln PLN.



(w mln PLN)

12.12.1.1. Odpis aktualizujący wartość pozostałych aktywów finansowych

	31/12/2025	31/12/2024 (dane przekształcone)
Odpis aktualizujący wartość pozostałych należności	429	481
Odpis aktualizujący wartość pozostałych aktywów długoterminowych	463	133
Odpis aktualizujący wartość pozostałych aktywów krótkoterminowych	126	-
	1 018	614

12.12.1.2. Zmiana stanu oczekiwanej straty kredytowej z tytułu pozostałych aktywów finansowych, za wyjątkiem pożyczek

	NOTA	31/12/2025	31/12/2024
Stan na początek okresu		481	449
Utworzenie	11.6	11	60
Odwrocenie	11.6	(33)	(4)
Wykorzystanie		(24)	(23)
Pozostałe		(6)	(1)
		429	481

12.12.1.3. Zmiana stanu oczekiwanej straty kredytowej z tytułu udzielonych pożyczek

	NOTA	31/12/2025	31/12/2024
Stan na początek okresu		133	74
Utworzenie	11.6	466	70
Odwrocenie	11.6	(10)	(11)
		589	133

Dane zaprezentowane w powyższej tabeli dotyczą oczekiwanej straty kredytowej z tytułu udzielonych pożyczek skalkulowanej modelem ogólnym od daty pomiaru na dzień bilansowy w horyzoncie 12 miesięcy (etap 1) oraz w horyzoncie pozostałego oczekiwanego okresu życia składnika (etap 2) a także w wartości bieżącej przepływów pieniężnych, które spółka oczekuje odzyskać w przyszłości (etap 3).

12.12.1.4. Aktywa finansowe wyceniane w wartości godziwej przez inne całkowite dochody

Inwestycje w instrumenty kapitałowe, wyceniane w wartości godziwej przez inne całkowite dochody	Wartość godziwa składnika aktywów 31/12/2025	Wartość godziwa składnika aktywów 31/12/2024	Dywidendy ujęte w trakcie okresu sprawozdawczego, odnoszące się do inwestycji utrzymywanych na koniec okresu sprawozdawczego 31/12/2025	Dywidendy ujęte w trakcie okresu sprawozdawczego, odnoszące się do inwestycji utrzymywanych na koniec okresu sprawozdawczego 31/12/2024	Wskazanie przyczyny zastosowania danego wariantu prezentacji
Bank Ochrony Środowiska S.A.	45	45	-	-	Instrumenty nabyte nieprzeznaczone do obrotu, bez wpływu reklasyfikacji zysków/strat na wynik finansowy
Pieridae Energy Limited	9	3	-	-	j.w
ElectroMobility Poland	14	14	-	-	j.w
Grupa Azoty Polyolefins	-	256	-	-	j.w
Pozostałe	2	1	1	1	
	70	319	1	1	

W 2025 roku i 2024 roku nie dokonano zbycia żadnej inwestycji oraz nie wystąpiły przeniesienia skumulowanych zysków ani strat ujętych w kapitale własnym związanych z tymi inwestycjami.



(w mln PLN)

12.12.2 Pozostałe zobowiązania finansowe

Na dzień 31 grudnia 2025 roku oraz na dzień 31 grudnia 2024 roku, poza zobowiązaniami handlowymi (nota 12.7.3) oraz kredytami, pożyczkami i obligacjami (nota 12.9), Grupa posiadała również zaprezentowane w tabeli poniżej pozostałe zobowiązania finansowe:

	Długoterminowe 31/12/2025	Długoterminowe 31/12/2024 (dane przekształcone)	Krótkoterminowe 31/12/2025	Krótkoterminowe 31/12/2024 (dane przekształcone)	Razem 31/12/2025	Razem 31/12/2024 (dane przekształcone)
Instrumenty finansowe zabezpieczające						
Instrumenty zabezpieczające przepływy pieniężne						
<i>forwards walutowe</i>	5	19	11	4	16	23
<i>swapy towarowe</i>	91	39	308	250	399	289
<i>futures towarowy CO2</i>	1	1	-	15	1	16
	97	59	319	269	416	328
Zobowiązania finansowe wyceniane w wartości godziwej przez wynik finansowy, w tym:						
Instrumenty pochodne niewyznaczone dla celów rachunkowości zabezpieczeń	424	163	1 076	686	1 500	849
<i>forwards walutowe</i>	-	-	2	6	2	6
<i>swapy towarowe</i>	-	-	651	2	651	2
<i>swapy procentowe</i>	-	3	-	-	-	3
<i>swapy walutowo - procentowe</i>	314	5	9	-	323	5
<i>futures towarowy w tym:</i>	35	50	119	98	154	148
<i>energia elektryczna</i>	-	4	8	12	8	16
<i>gaz ziemny</i>	35	46	111	86	146	132
<i>forwards towarowe w tym:</i>	75	105	295	580	370	685
<i>energia elektryczna</i>	-	8	10	61	10	69
<i>gaz ziemny</i>	75	97	285	519	360	616
Instrumenty pochodne zabezpieczające wartość godziwą	6	3	16	6	22	9
<i>swapy towarowe</i>	6	3	16	6	22	9
	527	225	1 411	961	1 938	1 186
Zobowiązania finansowe wyceniane w zamortyzowanym koszcie						
Pozostałe zobowiązania finansowe						
<i>zobowiązania z tytułu rozliczonych instrumentów pochodnych</i>	-	-	98	168	98	168
<i>zobowiązania inwestycyjne</i>	71	64	6 314	6 896	6 385	6 960
<i>zobowiązania do zwrotu wynagrodzenia</i>	-	-	40	273	40	273
<i>depozyty zabezpieczające</i>	-	-	229	96	229	96
<i>niezrealizowane zobowiązanie wobec GAZPROM</i>	-	-	787	787	787	787
<i>pozostałe</i>	352	311	398	795	750	1 106
	423	375	7 866	9 015	8 289	9 390
Pozostałe zobowiązania finansowe	950	600	9 277	9 976	10 227	10 576

Pozycje należności/zobowiązań z tytułu rozliczonych instrumentów pochodnych dotyczą instrumentów pochodnych, których termin zapadalności/wymagalności przypada na koniec okresu sprawozdawczego lub wcześniej, natomiast termin płatności przypada już po dniu bilansowym. Na 31 grudnia 2025 roku w pozycjach tych została ujęta wartość zapadłych swapów towarowych zabezpieczających głównie niedopasowanie czasowe na zakupach ropy, zapasy ponadnormatywne oraz gaz ziemny.

12.12.3 Ustalanie wartości godziwej

WYBRANE ZASADY RACHUNKOWOŚCI

Ustalanie wartości godziwej

Grupa wykorzystuje w maksymalnym stopniu obserwowalne dane wejściowe i w minimalnym stopniu uwzględnia nieobserwowalne dane wejściowe, aby oszacować wartość godziwą, czyli cenę, która zostałaby osiągnięta w transakcji przeprowadzonej na zwykłych warunkach przeniesienia zobowiązania lub instrumentu kapitałowego między uczestnikami rynku na dzień wyceny i w aktualnych warunkach rynkowych.

Grupa wycenia instrumenty pochodne w wartości godziwej przy zastosowaniu modeli wyceny instrumentów finansowych, wykorzystując ogólnie dostępne kursy walutowe, stopy procentowe, krzywe forward i zmienności dla walut i towarów pochodzące z aktywnych rynków.

Wartość godziwa instrumentów pochodnych ustalana jest w oparciu o zdyskontowane przyszłe przepływy z tytułu zawartych transakcji kalkulowanych w oparciu o różnicę między ceną terminową a transakcyjną. Kurs terminowy jest wyznaczany bezpośrednio w oparciu o kwotowania punktów swap, które dodaje się do kursu spot.

W okresie sprawozdawczym i w okresie porównawczym w Grupie nie wystąpiły przesunięcia pomiędzy Poziomami hierarchii wartości godziwej.



(w mln PLN)

31/12/2025

	NOTA	Wartość księgowa	Wartość godziwa	Hierarchia wartości godziwej	Hierarchia wartości godziwej	Hierarchia wartości godziwej
				Poziom 1*	Poziom 2**	Poziom 3***
Aktywa finansowe						
Inwestycje w instrumenty kapitałowe wyceniane w wartości godziwej przez inne całkowite dochody	12.12.1	70	70	55	-	15
Inwestycje funduszu korporacyjnego ORLEN VC	12.12.1	215	215	-	-	215
Pożyczki udzielone	12.12.1	862	923	-	923	-
Instrumenty pochodne	12.12.1	5 467	5 467	1 144	4 323	-
Nabyte papiery wartościowe	12.12.1	311	399	-	399	-
		6 925	7 074	1 199	5 645	230
Zobowiązania finansowe						
Kredyty	12.9.1	8 359	8 394	-	8 394	-
Pożyczki	12.9.2	661	664	-	664	-
Obligacje	12.9.3	16 144	16 331	12 786	3 545	-
Instrumenty pochodne	12.12.2	1 938	1 938	249	1 689	-
		27 102	27 327	13 035	14 292	-

31/12/2024

	NOTA	Wartość księgowa	Wartość godziwa	Hierarchia wartości godziwej	Hierarchia wartości godziwej	Hierarchia wartości godziwej
				Poziom 1*	Poziom 2*	Poziom 3***
Aktywa finansowe						
Inwestycje w instrumenty kapitałowe oraz pozostałe wyceniane w wartości godziwej przez wynik finansowy	12.12.1	11	11	-	-	11
Inwestycje w instrumenty kapitałowe wyceniane w wartości godziwej przez inne całkowite dochody	12.12.1	319	319	48	-	271
Inwestycje funduszu korporacyjnego ORLEN VC	12.12.1	166	166	-	-	166
Pożyczki udzielone	12.12.1	1 224	1 283	-	1 283	-
Instrumenty pochodne	12.12.1	3 282	3 282	1 170	2 112	-
Nabyte papiery wartościowe	12.12.1	296	399	-	399	-
		5 298	5 460	1 218	3 794	448
Zobowiązania finansowe						
Kredyty	12.9.1	9 870	9 902	-	9 902	-
Pożyczki	12.9.2	170	171	-	171	-
Obligacje	12.9.3	8 106	8 051	6 502	1 549	-
Instrumenty pochodne	12.12.2	1 186	1 186	888	298	-
		19 332	19 310	7 390	11 920	

(dane przekształcone)

* wartość godziwa ustalona na podstawie cen giełdowych oferowanych za identyczne aktywa na rynkach aktywnych

** wartość godziwa dla zobowiązań z tytułu kredytów, obligacji oraz zobowiązań i należności z tytułu pożyczek ustalana przy zastosowaniu metody zdyskontowanych przepływów pieniężnych. Stopy dyskontowe ustalone są na podstawie rynkowych stóp na bazie kwotowań 1-miesięcznych, 3-miesięcznych i 6-miesięcznych powiększonych o marżę właściwą dla poszczególnych instrumentów finansowych

*** wartość godziwa ustalana głównie na bazie oczekiwanych zdyskontowanych przepływów pieniężnych lub metod opartych na mnożnikach rynkowych, dla których nie ma obserwowalnych danych wejściowych

Dla pozostałych klas aktywów i zobowiązań finansowych wartość godziwa jest zbliżona do ich wartości księgowej. Informacje w zakresie wartości godziwej Nieruchomości inwestycyjnych zostały przedstawione w nocie [12.2](#).



12.13 Pozostałe aktywa i zobowiązania

WYBRANE ZASADY RACHUNKOWOŚCI

Pozostałe aktywa

Pozostałe aktywa obejmują w szczególności należności z tytułu rozliczeń publicznoprawnych, zaliczki na rzeczowe aktywa trwałe, rozliczenia międzyokresowe czynne oraz inne aktywa o charakterze niefinansowym, które nie spełniają definicji instrumentów finansowych.

Pozostałe aktywa ujmowane są w momencie powstania prawa do ich otrzymania i wykazywane w kwocie wymaganej zapłaty lub poniesionego kosztu, pomniejszonej – w uzasadnionych przypadkach – o odpisy aktualizujące wynikające z utraty wartości.

Rozliczenia międzyokresowe czynne obejmują koszty poniesione w bieżącym okresie sprawozdawczym, dotyczące przyszłych okresów, i rozliczane są w czasie proporcjonalnie do upływu okresu, którego dotyczą.

Pozostałe zobowiązania

Pozostałe zobowiązania obejmują w szczególności zobowiązania z tytułu rozliczeń publicznoprawnych, zobowiązania z tytułu wynagrodzeń, oraz inne zobowiązania o charakterze niefinansowym, które nie spełniają definicji instrumentów finansowych jak również dotacje.

Pozostałe zobowiązania, z wyjątkiem dotacji, ujmowane są w momencie powstania obowiązku ich zapłaty i wykazywane w kwocie wymagającej zapłaty.

Zobowiązania z tytułu umów z klientami

Zobowiązania z tytułu umów z klientami to obowiązki jednostki do przekazania na rzecz klienta dóbr i usług, w zamian za które Grupa otrzymała wynagrodzenie (lub kwota wynagrodzenia jest należna) od klienta.

W ramach zobowiązań z tytułu umów z klientami prezentowane są zobowiązania związane z otrzymanymi zaliczkami oraz przedpłatami. W pozycji tej prezentowana jest także odroczonego część przychodu związana z programem lojalnościowym VITAY, zgodnie z którym klientowi przysługuje prawo do świadczeń w przyszłości (tzw. punkty VITAY) oraz bonifikata dla jednostki zależnej za niespełnienie warunków umowy. Punkty zachowują ważność przez okres 3 lat od dnia ich uzyskania. W tym okresie Grupa spodziewa się zrealizować zobowiązanie do wykonania świadczenia poprzez dokonanie wymiany zgromadzonych punktów na wydane dobra/ zrealizowane usługi dla klientów i rozpoznać przychody.

Dotacje

Dotacje są ujmowane, jeżeli istnieje uzasadniona pewność, że dotacja zostanie uzyskana oraz spełnione zostaną wszystkie związane z nią warunki.

Dotacje dotyczące składników rzeczowych aktywów trwałych są ujmowane jako przychody przyszłych okresów i są rozliczane w sposób systematyczny w pozostałe przychody operacyjne na przestrzeni okresu użytkowania składnika aktywów podlegającego amortyzacji.

Dotacje dotyczące pozycji kosztowych są ujmowane jako pomniejszenie kosztów w momencie ich poniesienia, a nadwyżkę otrzymanej dotacji ponad wartość odpowiednich kosztów ujmuje się w pozostałych przychodach operacyjnych.

Dotacje wynikające z otrzymania pożyczek na preferencyjnych warunkach

Grupa uznaje korzyści wynikające z otrzymania pożyczek o stopie procentowej poniżej rynkowych stóp procentowych w ramach pomocy rządowej, za dotacje.

Dotacja odpowiada różnicy pomiędzy wartością godziwą zobowiązania z tytułu pożyczki ustaloną na moment początkowego ujęcia a otrzymanymi środkami pieniężnymi.

Wartość godziwa pożyczki ustalana jest jako bieżąca wartość przyszłych przepływów pieniężnych zdyskontowanych przy zastosowaniu obowiązujących na moment otrzymania środków pieniężnych rynkowych stóp procentowych dla porównywalnego instrumentu.

Pozostałe aktywa

	Długoterminowe 31/12/2025	Długoterminowe 31/12/2024 (dane przekształcone)	Krótkoterminowe 31/12/2025	Krótkoterminowe 31/12/2024 (dane przekształcone)	Razem 31/12/2025	Razem 31/12/2024 (dane przekształcone)
Podatek akcyzowy i opłata paliwowa	-	-	140	154	140	154
Inne podatki, cła, ubezpieczenia społeczne i inne świadczenia	-	-	1 103	1 327	1 103	1 327
Zaliczki na niefinansowe aktywa trwałe	552	150	971	1 189	1 523	1 339
Zaliczki na dostawy i przedpłaty na aktywa obrotowe	30	28	340	268	370	296
Rozliczenia międzyokresowe czynne	-	-	707	639	707	639
Nadwyżka wolumenu produkcji węgłowodorów nad wolumenem sprzedaży (underlift)	-	-	291	96	291	96
Należne rekompensaty do kosztów pośrednich dla odbiorców energochłonnych	-	-	234	198	234	198
Rozliczenia z tytułu wspólnych przedsięwzięć	-	-	135	102	135	102
Korekta pozycji zabezpieczanej	6	3	16	-	22	3
Pozostałe	113	158	211	257	324	415
	701	339	4 148	4 230	4 849	4 569



(w mln PLN)

Pozostałe zobowiązania

	Długoterminowe 31/12/2025	Długoterminowe 31/12/2024 (dane przekształcone)	Krótkoterminowe 31/12/2025	Krótkoterminowe 31/12/2024 (dane przekształcone)	Razem 31/12/2025	Razem 31/12/2024 (dane przekształcone)
Wynagrodzenia	-	-	1 779	1 597	1 779	1 597
Podatek akcyzowy i opłata paliwowa	-	-	4 089	3 772	4 089	3 772
Podatek od towarów i usług	-	-	3 425	4 232	3 425	4 232
Inne podatki, cła, ubezpieczenia społeczne i inne świadczenia	-	-	1 131	1 085	1 131	1 085
Rozliczenia międzyokresowe bierne z tytułu niewykorzystanych urlopów pracowniczych	-	-	398	311	398	311
Opłata z tytułu realizacji Narodowego Celu Redukcyjnego (NCR) i Narodowego Celu Wskaźnikowego (NCW)	-	-	284	511	284	511
Długoterminowe zobowiązania z tytułu umów z klientami	92	77	-	-	92	77
Dotacje	1 737	604	167	92	1 904	696
Zobowiązania z tytułu kontraktów wycenionych na moment rozliczenia połączenia jednostek	-	-	-	43	-	43
Zobowiązania bezpośrednio związane z aktywami zaklasyfikowanymi jako przeznaczone do sprzedaży	-	-	20	1	20	1
Korekta pozycji zabezpieczanej	-	-	-	4	-	4
Pozostałe	4	22	312	440	316	462
	1 833	703	11 605	12 088	13 438	12 791

12.13.1. Zobowiązania z tytułu umów z klientami

	31/12/2025	31/12/2024
Stan na początek okresu	1 771	1 818
Przychody ujęte w danym okresie sprawozdawczym dotyczące:	(519)	(578)
zobowiązań z tytułu umów na początek okresu	(604)	(689)
zobowiązań do wykonania świadczeń spełnionych w poprzednich okresach	85	111
Otrzymane zaliczki, przedpłaty	857	553
Pozostałe	(25)	(22)
	2 084	1 771

12.13.2. Dotacje

	Razem 31/12/2025	31/12/2024
Stan na początek okresu	696	731
Przyznane, w tym:	4 220	2 944
otrzymane w ciągu roku	1 552	426
Rozliczone do wyniku finansowego	(3 009)	(3 003)
Pozostałe	(3)	24
	1 904	696
Krótkoterminowe	167	92
Długoterminowe	1 737	604

Dotacje zostały otrzymane głównie na zakup majątku trwałego i nie są obciążone żadnymi niespełnionymi warunkami ani innymi zdarzeniami warunkowymi.

Pozycja dotacje na 31 grudnia 2025 roku i 31 grudnia 2024 roku obejmowała przede wszystkim nierozliczoną część otrzymanych dotacji na aktywa trwałe w wysokości odpowiedni 842 mln PLN i 652 mln PLN.

Wzrost pozycji wynikał z ujęcia przez Grupę kwoty 1 040 mln PLN jako dotacji do aktywów. Wartość ta jest szacunkiem świadczenia wynikającego z zastosowania stopy procentowej niższej od rynkowych stóp procentowych w odniesieniu do otrzymanej pierwszej i drugiej transzy pożyczki preferencyjnej w łącznej wysokości 1 494 mln PLN udzielonej ze środków KPO (dodatkowe informacje w nocie [12.9.2](#)).

12.14 Rezerwy

WYBRANE ZASADY RACHUNKOWOŚCI

Rezerwy tworzy się w wysokości stanowiącej najbardziej właściwy szacunek nakładów niezbędnych do wypełnienia obecnego obowiązku na koniec okresu sprawozdawczego. Wysokość rezerw jest weryfikowana na bieżąco w trakcie okresu sprawozdawczego w celu skorygowania ich do wysokości szacunków zgodnych ze stanem wiedzy na ten dzień. W przypadku, gdy wpływ zmian wartości pieniądza w czasie jest istotny, wysokość rezerwy ustalana jest na poziomie bieżącej wartości spodziewanych przyszłych wydatków koniecznych do uregulowania zobowiązania.

Rezerwa na koszty likwidacji i środowiskowa.

Grupa tworzy rezerwę na przyszłe zobowiązania z tytułu kosztów rekultywacji, remediacji, działań naprawczych skażonego środowiska gruntowo-wodnego oraz likwidacji rzeczowych aktywów trwałych, w tym terenów stacji paliw, terminali paliw, baz paliw, terenów zakładów produkcyjnych, instalacji wytwórczych, odwiertów kopalnianych i magazynowych, stacji



elektroenergetycznych oraz składowisk popiołu lub eliminacji szkodliwych substancji, w przypadku występowania prawnego lub zwyczajowo oczekiwanego obowiązku wykonania tych czynności.

Grupa tworzy również rezerwy na przyszłe zobowiązania z tytułu poniesienia obowiązkowych kosztów rekultywacji, remediacji i działań naprawczych dzierżawionych gruntów/działek przed przekazaniem gruntu leasingodawcy po zakończeniu umowy.

Wysokość rezerw podlega okresowej weryfikacji uwzględniającej aktualizację szacunku kosztów przewidzianych do poniesienia według cen bieżących oraz ocenę stopnia zanieczyszczenia. Zmiany rezerwy, w zakresie w jakim dotyczą instalacji, budowy lub nabycia składnika aktywów, zwiększają lub zmniejszają w bieżącym okresie wartość składnika aktywów wywołującego obowiązek rekultywacji, za wyjątkiem zmian wynikających z okresowego odwracania dyskonta, które Grupa ujmuje jako koszt finansowy w momencie poniesienia. W przypadku, gdy zmniejszenie rezerwy jest większe od wartości bilansowej składnika aktywów, kwotę tej nadwyżki ujmuje się w wyniku finansowym.

Rezerwy dotyczące kosztów powstałych w okresie użytkowania składnika majątku, np. koszty usunięcia zanieczyszczeń związane z jego użytkowaniem nie podlegają kapitalizacji i odnoszone są bezpośrednio w wynik finansowy.

W przypadku rezerw na koszty likwidacji odwiertów poszukiwawczych, eksploatacyjnych i magazynowych, gdy rezerwy dotyczą kosztów likwidacji odwiertów stanowiących aktywa z tytułu poszukiwania i oceny zasobów mineralnych, wartość zdyskontowanej rezerwy większa wartość tych rzeczowych aktywów trwałych i po przejściu do etapu zagospodarowania i wydobywania zasobów mineralnych (eksploatacji) amortyzowana jest w okresie przewidywanego, ekonomicznego użytkowania odwiertów. Wartość rezerw na koszty likwidacji odwiertów poszukiwawczych, eksploatacyjnych i magazynowych uwzględnia również część kosztów likwidacji, która zostanie pokryta z środków zgromadzonych na Funduszu Likwidacji Zakładu Górniczego (FLZG).

FLZG tworzony jest na mocy Ustawy Prawo geologiczne i górnicze, która nakłada na Grupę obowiązek likwidacji zakładów górniczych po zakończeniu użytkowania. Środki FLZG są gromadzone na wyodrębnionym rachunku bankowym i mogą być wykorzystane wyłącznie w celu pokrycia kosztów likwidacji zakładu górniczego lub jego oznaczonej części, a w szczególności kosztów:

- likwidacji i zabezpieczania otworów eksploatacyjnych, magazynowych, zrzutowych, obserwacyjnych i piezometrycznych,
- likwidacji zbędnych obiektów oraz demontażu maszyn i urządzeń,
- rekultywacji gruntów i zagospodarowania terenów po działalności górniczej,
- utrzymania obiektów przeznaczonych do likwidacji w kolejności zapewniającej bezpieczeństwo ruchu zakładu górniczego.

Nagrody jubileuszowe oraz świadczenia po okresie zatrudnienia

Zgodnie z obowiązującymi systemami wynagradzania pracownicy Grupy mają prawo do długoterminowych świadczeń pracowniczych, tj. nagród jubileuszowych wypłacanych po przepracowaniu określonej liczby lat oraz do programów określonych świadczeń po okresie zatrudnienia: odpraw emerytalnych i rentowych wypłacanych w momencie przejścia na emeryturę lub rentę, odpraw pośmiertnych dla beneficjentów pracowników Grupy i świadczeń z fundusz świadczeń socjalnych po okresie zatrudnienia. Wysokość nagród jubileuszowych, odpraw emerytalnych i rentowych oraz odpraw pośmiertnych jest liczona indywidualnie na każdego pracownika na podstawie danych dotyczących jego wieku, płci, stażu pracy w Grupie oraz wysokości podstawy do naliczania świadczeń. Rezerwa na odpisy na fundusz świadczeń socjalnych po okresie zatrudnienia została obliczona jako suma rezerwy utworzonej dla pracowników zatrudnionych na dzień sprawozdawczy w spółkach wchodzących w skład Grupy oraz dla emerytów, rencistów i innych uposażonych, których ostatnim zakładem pracy były spółki wchodzące w skład Grupy.

Nagrody jubileuszowe zalicza się do innych długoterminowych świadczeń pracowniczych, natomiast odprawy emerytalne i rentowe zalicza się do programów określonych świadczeń po okresie zatrudnienia.

Rezerwy są szacowane przez niezależnego aktuarusza i przeszacowywane w przypadku wystąpienia istotnych przesłanek mających wpływ na ich wysokość z uwzględnieniem m.in. rotacji zatrudnienia i planowanych zmian wynagrodzeń.

Zyski i straty aktuarialne od świadczeń pracowniczych po okresie zatrudnienia ujmuje się w składnikach innych całkowitych dochodów, a od pozostałych świadczeń pracowniczych ujmuje się w wyniku finansowym.

Emisje CO₂, certyfikaty energetyczne

Grupa tworzy rezerwę na szacowane koszty emisji CO₂ w okresie sprawozdawczym, która jest ujmowana w ciężar kosztów działalności podstawowej (podatki i opłaty). Wartość rezerwy ustala się w oparciu o wartości posiadanych uprawnień z uwzględnieniem metody średniej ważonej, a w przypadku niedoboru uprawnień na podstawie cen zakupu uprawnień określonych w zawartych kontraktach terminowych lub rynkowych notowań uprawnień do emisji na dzień sprawozdawczy.

Certyfikaty energetyczne są to prawa majątkowe do energii i świadectwa efektywności energetycznej. Grupa tworzy rezerwy na szacowaną ilość praw do energii i świadectw efektywności energetycznej do umorzenia w okresie sprawozdawczym, która jest ujmowana w ciężar kosztów działalności podstawowej, jako koszty zużycia materiałów i energii w przypadku zakupu energii na potrzeby własne lub jako podatki i opłaty w przypadku sprzedaży energii.

Obowiązek przedłożenia certyfikatów energetycznych do umorzenia lub do uiszczenia opłaty zastępczej lub uzyskania oświadczenia wraz audytem efektywności energetycznej jest uregulowany na podstawie odrębnych przepisów.

Pozostałe rezerwy

Pozostałe rezerwy obejmują głównie rezerwy na toczące się postępowania sądowe i tworzone są na bazie dostępnych informacji, w tym opinii niezależnych ekspertów. Grupa tworzy rezerwy w przypadku, gdy na koniec okresu sprawozdawczego na Grupie ciąży obowiązek wynikający ze zdarzeń przeszłych, który można wiarygodnie oszacować i gdy jest prawdopodobne, że wypełnienie tego obowiązku spowoduje konieczność wydatkowania środków zawierających w sobie korzyści ekonomiczne.

W pozycji pozostałych rezerw prezentowane są również rezerwy na umowy rodzące obciążenia. Jeżeli Grupa jest stroną umowy, na podstawie której nieuniknione koszty wypełnienia obowiązku przeważają nad korzyściami, które według przewidywań będą uzyskane na jej mocy, obecny obowiązek wynikający z umowy Grupa rozpoznaje i wycenia jako rezerwę, którą ujmuje w ciężar kosztów działalności podstawowej. Na nieuniknione koszty wynikające z umowy składają się co najmniej koszty netto zakończenia umowy, odpowiadające niższej spośród kwot kosztów wypełnienia umowy i kosztów wszelkich odszkodowań lub kar wynikających z jej niewypełnienia.



(w mln PLN)

SZACUNKI

Tworzenie rezerw wymaga dokonania szacunków prawdopodobieństwa wypływu środków zawierających w sobie korzyści ekonomiczne oraz określenia wysokości stanowiącej najbardziej wiarygodny szacunek nakładów niezbędnych do wypełnienia obowiązku obecnego na koniec okresu sprawozdawczego. Rezerwy są tworzone, gdy prawdopodobieństwo wypływu środków zawierających w sobie korzyści ekonomiczne jest większe niż 50%.

Do dyskontowania rezerw Grupa stosuje stopę wolną od ryzyka przed opodatkowaniem (stopę nominalną, odpowiadającą bieżącej stopie obligacji rządowych). Grupa nie dokonuje korekty stopy dyskontowej o inne specyficzne ryzyka, które uwzględnione są w szacunkach przyszłych przepływów pieniężnych.

Rezerwy na koszty likwidacji i środowiskowa

Przy kalkulacji ww. rezerw istnieje znaczna niepewność szacunków, na które wpływają takie czynniki jak zmiany w regulacjach prawnych, dodatkowe niezbędne koszty zidentyfikowane podczas wykonywanych prac lub pojawienie się nowych technik ich realizacji, zmiany klimatyczne, zmiany w przewidywanym okresie użytkowania składników aktywów, jak również zmiany stóp dyskonta oraz wskaźników inflacji. W szczególności dokonywane przez Grupę szacunki kosztów wycofania z eksploatacji opierają się na znanym otoczeniu regulacyjnym i zewnętrznym. Te szacunki kosztów mogą ulec zmianie w przyszłości, w tym w wyniku transformacji energetycznej i podejmowanych przez Grupę działań dążących do osiągnięcia neutralności emisyjnej.

PROFESJONALNY OSĄD

Koszty wypełnienia umowy

Grupa, ustalając, czy jest stroną umowy rodzącej obciążenia, jak również szacując rezerwę z tego tytułu, dokonuje profesjonalnego osądu w celu ustalenia, które z kategorii ponoszonych kosztów stanowią koszty wypełnienia umowy, w szczególności w odniesieniu do przypisania innych kosztów niż krańcowe, które odnoszą się bezpośrednio do wypełnienia danej umowy.

Rezerwy

	Długoterminowe 31/12/2025	Długoterminowe 31/12/2024	Krótkoterminowe 31/12/2025	Krótkoterminowe 31/12/2024 (dane przekształcone)	Razem 31/12/2025	Razem 31/12/2024 (dane przekształcone)
Na koszty likwidacji i środowiskowa	7 758	7 152	287	144	8 045	7 296
Nagrody jubileuszowe i świadczenia po okresie zatrudnienia	2 186	1 970	309	282	2 495	2 252
Emisje CO ₂ , certyfikaty energetyczne	-	-	9 211	7 141	9 211	7 141
Pozostałe	2 107	2 266	2 320	1 422	4 427	3 688
	12 051	11 388	12 127	8 989	24 178	20 377

Zmiana stanu rezerw

	Na koszty likwidacji i środowiskowa	Rezerwa na nagrody jubileuszowe i świadczenia po okresie zatrudnienia	Emisje CO ₂ , certyfikaty energetyczne *	Pozostałe *	Razem
01/01/2025	7 296	2 252	7 141	3 688	20 377
Utworzenie	1 032	568	9 362	2 385	13 347
Odwrócenie	(110)	(51)	(146)	(350)	(657)
Wykorzystanie	(116)	(275)	(7 106)	(1 284)	(8 781)
Nabycie przedsięwzięcia	7	-	-	-	7
Różnice kursowe	(64)	1	(40)	(12)	(115)
31/12/2025	8 045	2 495	9 211	4 427	24 178
01/01/2024	6 034	2 242	9 487	4 402	22 165
Utworzenie	853	356	8 242	885	10 336
Odwrócenie	(83)	(95)	(285)	(406)	(869)
Wykorzystanie	(183)	(258)	(10 247)	(965)	(11 653)
Nabycie przedsięwzięcia	878	-	-	24	902
Zbycie jednostki zależnej	-	(1)	(8)	(347)	(356)
Różnice kursowe	(203)	8	(48)	95	(148)
31/12/2024	7 296	2 252	7 141	3 688	20 377

* (dane przekształcone)



(w mln PLN)

12.14.1 Rezerwa środowiskowa i na koszty likwidacji

Grupa jest prawnie zobowiązana do usuwania zanieczyszczeń środowiska gruntowo-wodnego w obrębie zakładów produkcyjnych, instalacji wytwórczych, stacji paliw, terminali paliw, stacji elektroenergetycznych, byłych baz magazynowych, starych gazowni oraz rekultywacji/remediacji składowisk popiołu i innych nieruchomości gruntowych.

Grupa dokonała szacunków rezerwy na ryzyko środowiskowe związane z usunięciem zanieczyszczeń na podstawie analizy przygotowanej przez niezależnego eksperta lub własnych analiz uwzględniając przewidywane koszty remediacji. W zależności od rodzaju obiektu generującego zanieczyszczenia, wartość rezerwy jest szacowana poprzez uwzględnienie częstotliwości remediacji, skali zanieczyszczenia środowiska i osiągniętych efektów ekologicznych. Wycofanie z eksploatacji większości obiektów nastąpi w dalszej przyszłości, co skutkuje niepewnością w zakresie oceny szczegółowych wymagań, które będą musiały zostać spełnione w momencie ich usunięcia. Poziom niepewności jest obciążony potencjalną zmianą regulacji dotyczących m.in. ochrony środowiska, czynników związanych ze zmianami klimatu, w tym także zwiększonego ryzyka ekstremalnych zjawisk pogodowych lub zmiany średnich opadów deszczu, jak również oczekiwań społecznych. Czynniki dotyczące zmian klimatu i postępującej transformacji energetycznej mogą dodatkowo wpływać na przesunięcie pierwotnych terminów realizacji prac remediacyjnych w wyniku skrócenia okresów użytkowania aktywów trwałych i spowodować konieczność wcześniejszej rekultywacji/remediacji gruntów, bądź likwidacji odwiertów lub kopalni. Jednocześnie, istotnym czynnikiem jest postęp technologiczny, który będzie kształtował przyszłe koszty likwidacji.

Na etapie poszukiwania, zagospodarowania i wydobywania złóż węglowodorów Grupa tworzy rezerwy na koszty likwidacji odwiertów i infrastruktury wspierającej. W ramach tej kategorii rezerwy obejmują również koszty demontażu farm wiatrowych.

Rezerwę na koszty likwidacji odwiertów tworzy się, gdy na Grupie ciąży obowiązek likwidacji dokonanych odwiertów po zakończeniu ich wykorzystywania. W przypadku, gdy rezerwy dotyczą kosztów likwidacji odwiertów stanowiących rzeczowe aktywa trwałe wartość zdyskontowanej rezerwy zwiększa wartość początkową odwiertów i po przejściu do fazy eksploatacji amortyzowana jest w okresie przewidywanego, ekonomicznego użytkowania odwiertów. Późniejsze korekty wysokości rezerwy będące skutkiem zmian szacunków są również ujmowane jako korekta wartości składnika rzeczowych aktywów trwałych. Korekty wysokości rezerwy wynikające ze zmiany dyskonta (z tytułu upływu czasu) ujmuje się w rachunku zysków i strat.

Wartość rezerwy na koszty likwidacji odwiertów oparta jest na szacunkach przyszłych kosztów likwidacji aktywów i rekultywacji gruntów, na które znaczący wpływ mają przyjęte stopy dyskonta oraz szacunek okresu wystąpienia przyszłych wpływów pieniężnych. Rezerwa na przyszłe koszty likwidacji odwiertów wyliczona jest w oparciu o koszt stanowiący średni koszt likwidacji odwiertów w poszczególnych oddziałach wydobywczych w ciągu ostatnich trzech pełnych lat poprzedzających okres sprawozdawczy, skorygowany o prognozowany wskaźnik wzrostu cen towarów i usług konsumpcyjnych oraz zmianę wartości pieniądza w czasie. Uwzględnienie trzyletniego horyzontu czasowego wiąże się ze zróżnicowaniem ilości likwidowanych odwiertów i ich kosztu likwidacji w poszczególnych latach.

Pozycja rezerwy środowiskowej dotyczy głównie spółek działających na terenie Polski, Czech, Litwy, Norwegii, Niemiec i Kanady. Grupa do kalkulacji rezerw zastosowała zmienne stopy dyskonta uwzględniające przewidywane zmiany oprocentowania 10-letnich obligacji rządowych dla poszczególnych krajów. Dla pierwszych 5-ciu lat zastosowana stopa dyskonta uwzględnia zmienną stopę wolną od ryzyka oszacowaną na podstawie krzywej rentowności obligacji 10-letnich.

Od roku 2031 stopa wolna od ryzyka została oszacowana jako suma celu inflacyjnego dla danego kraju oraz średniej z lat 2007-2020 spreadu pomiędzy historyczną dochodowością obligacji 10-letnich a historyczną inflacją odpowiednio dla danego kraju.

Na 31 grudnia 2025 roku i 31 grudnia 2024 roku średnia ważona stopa dyskonta przyjęta do kalkulacji rezerwy środowiskowej wynosiła odpowiednio 4,76% i 4,63% (Polska), 2,67% i 2,83% (Kanada), 2,60% i 2,41% (Czechy), 3,17% i 2,97% (Litwa USD), 3,64% i 3,19% (Litwa EUR), 2,81% i 2,05% (Niemcy), 2,64 i 2,54% (Norwegia).

W 2025 roku zmiany stóp dyskonta spowodowały wzrost wartości rezerwy o kwotę 683 mln PLN.

Na 31 grudnia 2025 roku Grupa dokonała analizy wrażliwości zmiany stóp dyskonta finansowego o +/- 0,5 p.p. zastosowanych do kalkulacji rezerwy środowiskowej i na koszty likwidacji. Gdyby zastosowane stopy dyskonta wzrosły o 0,5 p.p. rezerwa byłaby niższa o 276 mln PLN, gdyby nastąpił spadek stóp dyskonta o 0,5 p.p. rezerwa byłaby wyższa o 315 mln PLN.

12.14.2 Rezerwa na nagrody jubileuszowe i świadczenia po okresie zatrudnienia

Zmiana stanu zobowiązań z tytułu świadczeń pracowniczych

NOTA	Rezerwa na nagrody jubileuszowe 2025	Rezerwa na nagrody jubileuszowe 2024	Świadczenia po okresie zatrudnienia 2025	Świadczenia po okresie zatrudnienia 2024	Razem 2025	Razem 2024
Stan na początek okresu	1 140	1 140	1 112	1 102	2 252	2 242
Koszty bieżącego zatrudnienia	65	67	46	44	111	111
Koszty odsetek	66	59	64	56	130	115
Zyski i straty aktuarialne, powstałe na skutek zmian założeń:	109	27	169	32	278	59
demograficznych	(10)	7	-	6	(10)	13
finansowych	67	(28)	105	(16)	172	(44)
pozostałych	52	48	64	42	116	90
Koszty przeszłego zatrudnienia	2	-	1	(20)	3	(20)
Różnice kursowe	13	-	1	(1)	14	(1)
Płatności w ramach programu	(161)	(153)	(110)	(99)	(271)	(252)
Pozostałe	(10)	-	(12)	(2)	(22)	(2)
12.14	1 224	1 140	1 271	1 112	2 495	2 252

Wartość księgowa zobowiązań z tytułu świadczeń pracowniczych na 31 grudnia 2025 roku i 31 grudnia 2024 roku jest równa wartości bieżącej.



(w mln PLN)

Zobowiązania z tytułu świadczeń pracowniczych w podziale na pracowników aktywnych i emerytów

	Pracownicy aktywni 31/12/2025	Pracownicy aktywni 31/12/2024	Emeryci 31/12/2025	Emeryci 31/12/2024	Razem 31/12/2025	Razem 31/12/2024
Polska	2 112	1 946	344	263	2 456	2 209
Czechy	19	23	-	-	19	23
Litwa, Łotwa, Estonia	-	17	17	1	17	18
Pozostałe	3	2	-	-	3	2
	2 134	1 988	361	264	2 495	2 252

	Rezerwa na nagrody jubileuszowe 31/12/2025	Rezerwa na nagrody jubileuszowe 31/12/2024	Świadczenia po okresie zatrudnienia 31/12/2025	Świadczenia po okresie zatrudnienia 31/12/2024	Razem 31/12/2025	Razem 31/12/2024
Zobowiązania z tytułu świadczeń pracowniczych w podziale na obszary geograficzne						
Polska	1 215	1 131	1 241	1 078	2 456	2 209
Czechy	6	7	13	16	19	23
Litwa, Łotwa, Estonia	-	-	17	18	17	18
Pozostałe	3	2	-	-	3	2
	1 224	1 140	1 271	1 112	2 495	2 252
Analiza zapadalności świadczeń pracowniczych						
do 1 roku	163	146	146	136	309	282
powyżej 1 do 5 lat	450	438	298	272	748	710
powyżej 5 lat	611	556	827	704	1 438	1 260
	1 224	1 140	1 271	1 112	2 495	2 252

Średni ważony okres obowiązywania zobowiązania dla świadczeń po okresie zatrudnienia w 2025 roku i w 2024 roku wyniósł odpowiednio: Polska 14 oraz 14 lat, Czechy 7 oraz 9 lat i Litwa, Łotwa, Estonia 10 oraz 11 lat.

W 2025 roku wartość rezerwy na świadczenia pracownicze zmieniła się w efekcie aktualizacji założeń, w głównej mierze w zakresie stopy dyskonta i przewidywanej inflacji oraz zmiany wskaźnika planowanego wzrostu wynagrodzeń. Rezerwa na świadczenia pracownicze oszacowana na bazie założeń z roku 2024 byłaby niższa o (168) mln PLN.

Na 31 grudnia 2025 roku Grupa przyjęła następujące założenia aktuarialne, które miały wpływ na wysokość rezerw aktuarialnych dla podmiotów polskich: stopa dyskonta: 5,2%, wskaźnik wzrostu wynagrodzeń: 5% w roku 2026, 2,5% w roku 2027 i latach kolejnych. Dla podmiotów zagranicznych główny wpływ miała wysokość stóp dyskonta od 3,7% do 4,6%.

Grupa realizuje płatności świadczeń pracowniczych z bieżących środków. W ramach świadczeń pracowniczych w Grupie występują również dodatkowe programy określonych składek, gdzie obowiązek jest spełniony przez odprowadzanie składek do wyodrębnionych funduszy (Pracowniczy Program Emerytalny oraz Pracowniczy Program Kapitałowy). Koszty z tego tytułu prezentowane są w pozycji Świadczenia pracownicze.

Analiza wrażliwości na zmiany założeń aktuarialnych

Stopa dyskonta, wskaźnik rotacji pracowniczej oraz planowane wzrosty wynagrodzeń są kluczowymi założeniami używanymi w modelu aktuarialnym. Wybór stopy dyskonta jest w głównej mierze podyktowany aktualną sytuacją na rynku obligacji Skarbu Państwa, natomiast wybór planowanych wzrostów wynagrodzeń jest odzwierciedleniem strategii Grupy w zakresie kształtowania polityki płacowej w przyszłości. Dodatkowo analizie poddano wpływ zmiany wskaźników rotacji pracowniczej, które również istotnie wpływają na saldo rezerw na świadczenia pracownicze, ale zależą od historycznej rotacji pracowników Grupy. Analiza wrażliwości dokonana przy zastosowaniu dla powyższych założeń odchylenia rzędu +/- 0,5 p.p nie wykazała istotnego wpływu na poziom rezerw.

12.14.3 Rezerwa na emisje CO₂, certyfikaty energetyczne

Rezerwa na emisje CO₂ i certyfikaty energetyczne na 31 grudnia 2025 roku i 31 grudnia 2024 roku wyniosła odpowiednio 9 211 mln PLN i 7 141 mln PLN. Zmiany rezerwy to głównie efekt utworzenia rezerwy na szacowane w okresie sprawozdawczym koszty emisji CO₂ w wartości 9 072 mln PLN oraz efekt wykorzystania rezerwy w związku z umorzeniem uprawnień za 2024 rok w wysokości (6 957) mln PLN. Na 31 grudnia 2025 roku i na 31 grudnia 2024 roku wartość rezerwy na emisje CO₂ wyniosła odpowiednio 7 424 mln PLN oraz 5 862 mln PLN. Dodatkowe informacje w nocie [8](#).

12.14.4 Pozostałe rezerwy

Na 31 grudnia 2025 roku i na 31 grudnia 2024 roku wartość pozostałych rezerw wyniosła odpowiednio 4 427 mln PLN oraz 3 688 mln PLN i obejmowała głównie rezerwy na ryzyka niekorzystnych rozstrzygnięć toczących się procesów administracyjnych, sądowych, podatkowych oraz rozpoznanie szacunku rezerwy na kontrakty rodzące obciążenia. Wzrost pozostałych rezerw o 740 mln PLN wynikał głównie z tytułu utworzenia rezerwy w Grupie ENERGA z tytułu potencjalnego obowiązku przekazania na rachunek Funduszu Wypłaty Różnicy Ceny kwoty 551 mln PLN, wynikającej z decyzji administracyjnej Prezesa URE z dnia 6 marca 2026 roku.



13. NOTY OBJAŚNIAJĄCE DO SPRAWOZDANIA Z PRZEPŁYWÓW PIENIĘŻNYCH

WYBRANE ZASADY RACHUNKOWOŚCI

Grupa w ramach sprawozdania z przepływów pieniężnych stosuje m.in. następujące zasady:

- przepływy pieniężne z działalności operacyjnej wykazuje metodą pośrednią,
- składniki środków pieniężnych i ich ekwiwalentów wykazane w sprawozdaniu z przepływów pieniężnych i w sprawozdaniu z sytuacji finansowej są tożsame,
- wpływy i wydatki z tytułu rozliczenia pochodnych instrumentów finansowych prezentuje w działalności operacyjnej.

13.1 (Zysk) z tytułu różnic kursowych

	NOTA	2025	2024
Nadwyżka dodatnich różnic kursowych zaprezentowana w przychodach finansowych	11.5.1	152	234
Korekty zysku przed opodatkowaniem z tytułu różnic kursowych zaprezentowane w sprawozdaniu z przepływów pieniężnych		(500)	(366)
zrealizowane różnice kursowe dotyczące działalności inwestycyjnej i finansowej		(647)	(222)
niezrealizowane różnice kursowe dotyczące działalności inwestycyjnej i finansowej		116	(137)
różnice kursowe od środków pieniężnych		31	(7)
Różnice kursowe dotyczące działalności operacyjnej nie korygujące zysku przed opodatkowaniem		(348)	(132)

13.2 Odsetki netto

	NOTA	2025	2024 (dane przekształcone)
Przychody i koszty z tytułu odsetek netto zaprezentowane w sprawozdaniu z zysków lub strat i innych całkowitych dochodów	11.5.1, 11.5.2 11.4.1, 11.4.2	(123)	171
Korekty zysku przed opodatkowaniem z tytułu odsetek zaprezentowane w sprawozdaniu z przepływów pieniężnych		909	444
otrzymane odsetki dotyczące działalności inwestycyjnej		(35)	(39)
zapłacone odsetki dotyczące działalności finansowej		1 264	950
naliczone odsetki dotyczące działalności inwestycyjnej i finansowej		(320)	(467)
Odsetki netto dotyczące działalności operacyjnej nie korygujące zysku przed opodatkowaniem		786	615

13.3 Strata na działalności inwestycyjnej

	NOTA	2025	2024 (dane przekształcone)
Utworzenie/(odwrócenie) odpisów aktualizujących wartość rzeczowych aktywów trwałych, wartości niematerialnych i pozostałych składników majątku trwałego	11.4.1 11.4.2	16 277	13 515
Strata z tytułu utraty wartości udzielonych pożyczek		456	59
Pozostałe		(151)	(201)
		16 582	13 373

13.4 Zmiana stanu rezerw

	2025	2024 (dane przekształcone)
Zmiana stanu rezerw zaprezentowana w sprawozdaniu z sytuacji finansowej	3 801	(1 788)
Wykorzystanie rezerwy na emisję CO ₂ , certyfikaty energetyczne z roku poprzedniego	6 580	10 004
Nabycie przedsięwzięcia	(8)	(904)
Zbycie przedsięwzięcia	-	357
Zmiana stanu rezerw rekultywacyjnych odniesiona na aktywa trwałe	(707)	(487)
Zyski i straty aktuarialne	(169)	(32)
Różnice kursowe	87	275
Pozostałe	22	42
Zmiana stanu rezerw w sprawozdaniu z przepływów pieniężnych	9 606	7 467



(w mln PLN)

13.5 Pozostałe korekty

	NOTA	2025	2024 (dane przekształcone)
Rozliczenie dotacji	12.13.2	(3 009)	(3 003)
Depozyty zabezpieczające	12.12.1 12.12.2	809	(592)
Zapasy obowiązkowe		1 537	(775)
Instrumenty pochodne		1 429	(4 032)
Zmiana stanu środków o ograniczonej możliwości dysponowania	12.12.1	370	(138)
Zmiana stanu zobowiązań z tytułu kontraktów wycenionych na moment rozliczenia połączenia jednostek	12.13	(43)	(1 818)
Zmiana stanu zobowiązań z tytułu umów z klientami	12.13.1	313	(45)
Zmiana stanu zobowiązań z tytułu zwrotu wynagrodzenia	12.12.2	(233)	241
Zmiana stanu zobowiązań z tytułu podatku od towarów i usług	12.13	(807)	(511)
Zmiana stanu zobowiązań z tytułu podatku akcyzowego i opłaty paliwowej	12.13	317	265
Zmiana stanu rozliczeń międzyokresowych czynnych	12.13	(68)	220
Nadwyżka wolumenu produkcji węglowodorów nad wolumenem sprzedaży (underlift)	12.13	(195)	206
Zmiana stanu zobowiązań z tytułu wynagrodzeń	12.13	182	110
Pozostałe		(30)	190
		572	(9 682)

13.6 Podatek dochodowy (zapłacony)

	NOTA	2025	2024 (dane przekształcone)
Podatek dochodowy od zysku przed opodatkowaniem	11.8	(6 365)	(6 556)
Zmiana stanu aktywów i zobowiązań z tytułu podatku odroczonego	11.8.2, 11.8	381	(471)
Zmiana stanu należności i zobowiązań z tytułu podatku dochodowego		840	1 173
Podatek ujęty w innych całkowitych dochodach	11.8.2, 11.8	(460)	536
Nabycie przedsięwzięcia		-	(663)
Zbycie przedsięwzięcia		-	(13)
Sprzedaż udziałów w licencjach na norweskim szelfie kontynentalnym		35	310
Różnice kursowe		141	561
		(5 428)	(5 123)

13.7 Dywidendy

	NOTA	2025	2024
Dywidendy wypłacone			
akcjonariuszom jednostki dominującej	12.11.7	(6 966)	(4 818)
akcjonariuszom niekontrolującym		(1)	(1)
		(6 967)	(4 819)

13.8 Wydatki z tytułu objęcia kontroli nad jednostkami zależnymi pomniejszone o środki pieniężne w nabytych jednostkach zależnych i przedsiębiorstwach

	2025	2024
Nabycie spółki KUFPEC Norway AS	-	(1 024)
Nabycie udziałów w ORLEN Austria	-	(544)
Nabycia farm fotowoltaicznych Neo Solar Chotków, Neo Solar Farms oraz farmy wiatrowej FW WARTA	-	(1 074)
Nabycie instalacji fotowoltaicznej i farmy wiatrowej E&G	(36)	(646)
Nabycie udziałów w spółce S 54 Sp. z o.o.	(615)	-
Pozostałe nabycia w Grupie Energa	(121)	(230)
Wykup akcji od akcjonariuszy mniejszościowych ENERGA	(86)	-
Pozostałe	(19)	(32)
	(877)	(3 550)



14. NOTY DOTYCZĄCE RYZYK FINANSOWYCH I RACHUNKOWOŚCI ZABEZPIECZEŃ

14.1 Identyfikacja ryzyka

Prowadzone przez Grupę działania w zakresie zarządzania ryzykiem mają na celu ograniczenie wpływu trudnej do przewidzenia rynkowej zmienności poszczególnych czynników ryzyka na wyniki finansowe Grupy.

Rodzaj ryzyka	Opis ryzyka	Identyfikacja ekspozycji	Zarządzanie/Zabezpieczanie
RYNKOWE	Towarowe - ryzyko zmienności wysokości marż generowanych na sprzedawanych produktach rafineryjnych i petrochemicznych; - ryzyko zmienności cen ropy naftowej, gazu ziemnego i produktów związane z niedopasowaniem czasowym; - ryzyko zmienności cen uprawnień do emisji CO ₂ ; - ryzyko zmienności cen gazu ziemnego; - ryzyko zmienności cen ropy naftowej i produktów rafineryjnych związane z obowiązkiem utrzymywania zapasów obowiązkowych ropy i paliw; - ryzyko wynikające z uprawdopodobnionych zobowiązań i należności związane z oferowaniem kontrahentom produktów po cenie stałej w czasie; - ryzyko zmienności cen energii elektrycznej oraz produktów pochodnych do niej na rynku hurtowym.	W oparciu o planowane przepływy pieniężne.	Polityka zarządzania ryzykiem rynkowym oraz strategię/plany zabezpieczeń, które określają zasady pomiaru poszczególnych ekspozycji, parametry i horyzont czasowy zabezpieczania danego ryzyka oraz stosowane instrumenty zabezpieczające. Zarządzanie ryzykiem rynkowym odbywa się przy wykorzystaniu m.in. instrumentów pochodnych, które są stosowane do ograniczenia ryzyka zmian wartości godziwej i ryzyka zmian przepływów pieniężnych. Ustalając wycenę rynkową instrumentów, Grupa korzysta z własnych systemów ewidencji i wyceny instrumentów pochodnych jak również polega na informacjach pozyskiwanych z wiodących na danym rynku banków oraz firm brokerskich lub serwisów informacyjnych. Transakcje zawierane są w oparciu o odpowiednią wymaganą dokumentację, wyłącznie z wiarygodnymi partnerami, dopuszczonymi do udziału w transakcjach w wyniku zastosowania odpowiednich procedur mających na celu ich uprzednią weryfikację.
	Zmian kursów walutowych - operacyjna ekspozycja walutowa wynikająca z wpływów i wydatków indeksowanych do lub denominowanych w walucie innej niż waluta funkcjonalna; - ekspozycja walutowa wynikająca z inwestycji bądź uprawdopodobnionych zobowiązań i należności w walutach obcych; - ekspozycja walutowa wynikająca z denominowanych w walutach obcych aktywów i pasywów, w tym finansowych zobowiązań dłużnych w walutach obcych m.in. zaciągniętych w ramach ustanowionych programów emisji obligacji.	W oparciu o planowane przepływy pieniężne. W oparciu o analizy pozycji bilansowych.	
	Zmian stóp procentowych -ekspozycja wynikająca z posiadanych aktywów oraz pasywów, dla których przychody oraz koszty odsetkowe uzależnione są od zmiennych stóp procentowych, w tym lokowanych nadwyżek pieniężnych i zobowiązań dłużnych.	W oparciu o analizy pozycji bilansowych.	
Płynności	Ryzyko nieprzewidzianego niedoboru środków pieniężnych lub braku dostępu do źródeł finansowania zarówno w horyzoncie krótko jak i długoterminowym, prowadzące do przejściowej lub trwałej utraty zdolności do regulowania zobowiązań skutkujących koniecznością pozyskania finansowania na mniej korzystnych warunkach lub utratą potencjalnych korzyści wynikających z nadpłynności.	W oparciu o planowane przepływy pieniężne z działalności operacyjnej, inwestycyjnej i finansowej w horyzoncie krótko i długoterminowym.	Polityka zarządzania płynnością, która określa zasady raportowania i konsolidacji płynności Grupy. Grupa prowadzi politykę dywersyfikacji źródeł finansowania oraz wykorzystuje różnicowane narzędzia dla efektywnego zarządzania płynnością. Grupa prowadzi również bieżący monitoring poziomu kowenantów finansowych oraz sporządza ich projekcję w perspektywie długoterminowej.
Kredytowe	Ryzyko upadłości banków krajowych lub zagranicznych, na rachunkach których są przetrzymywane lub w których lokowane są środki pieniężne, lub ryzyko niewypłacalności emitentów, których papiery wartościowe zostały nabyte, będące bilansową ekspozycją posiadanych aktywów finansowych: środków pieniężnych i ich ekwiwalentów a także krótkoterminowych aktywów finansowych.	Regularny przegląd wiarygodności kredytowej banków, emitentów papierów wartościowych i ich ratingów oraz wyznaczanie limitów koncentracji środków.	Zarządzanie w oparciu o zasady zarządzania nadwyżkami pieniężnymi, które określają możliwości przyznawania limitów koncentracji dla poszczególnych banków ustalanych na podstawie m.in. ratingów oraz danych sprawozdawczych. Współpraca głównie z bankami kredytującymi. Ograniczenie rodzajowe nabywanych papierów wartościowych pod kątem terminu ich wykupu i podmiotowe pod kątem ryzyka kredytowego emitenta.
	Ryzyko nieuregulowania należności za dostarczone produkty i usługi przez kontrahentów, z którymi zawierane są transakcje handlowe z odroczonym terminem płatności.	Analiza wiarygodności i wypłacalności kontrahentów.	Zarządzanie w oparciu o przyjęte procedury i politykę w zakresie zarządzania kredytem kupieckim i windykacją, w tym wyznaczania limitów kredytowych i ustanawiania zabezpieczeń.

Grupa stosuje spójne zasady zabezpieczania ryzyka finansowego w oparciu o polityki i strategię zarządzania ryzykiem rynkowym pod nadzorem Komitetu Ryzyka Rynkowego, Komitetu Ryzyka Kredytowego, Zarządu i Rady Nadzorczej.

**Ryzyko towarowe**

Poziom zabezpieczenia poszczególnych ekspozycji ryzyka towarowego jest zgodny z rekomendacjami dla poszczególnych spółek zaakceptowanymi przez Komitet Ryzyka Rynkowego.

Ekspozycja na ryzyko cen towarów wynikająca z:

- niedopasowania czasowego na nienormatywnych zapasach operacyjnych zabezpieczana jest dla 100% uprawdopodobnionego wolumenu zapasów narażonego na przedmiotowe ryzyko,
- uprawdopodobnionych zobowiązań lub należności zabezpieczana jest dla 100 % wolumenu narażonego na ryzyko (związane z oferowaniem kontrahentom formuł cenowych opartych na cenie stałej w czasie),
- niedopasowania czasowego na zakupach ropy jest zabezpieczana dla wolumenu odpowiadającego 90% wolumenu zakupionej ropy desygnowanej do zabezpieczenia.

Realizacja strategii zarządzania ryzykiem towarowym związanym z zakupem i sprzedażą gazu ziemnego polega na zabezpieczaniu identyfikowanej otwartej pozycji, wynikającej z wydobycia własnego oraz zawieranych kontraktów, uwzględniającej ewentualny efekt netowania przeciwstawnych pozycji. Mając na uwadze dostępność instrumentów umożliwiających efektywne zarządzanie ryzykiem zmienności cen gazu ziemnego, pomimo – co do zasady – długoterminowego charakteru zawartych kontraktów zakupowych, Grupa ORLEN zarządza przedmiotową kategorią ryzyka każdorazowo w horyzoncie kolejnych 60 miesięcy.

Ekspozycja na ryzyko zmienności marży rafinerijnej może być zabezpieczana - zgodnie z przyjętymi w tym zakresie decyzjami - w horyzoncie do 36 miesięcy dla wolumenu planowanej produkcji.

Grupa ORLEN zarządza ryzykiem związanym z kosztem rozliczenia emisji CO₂ w modelu scentralizowanym. W ramach realizowanego procesu zarządzania ryzykiem ORLEN nabywa uprawnienia zarówno na potrzeby własne jak również w celu zabezpieczenia szacowanego wolumenu oraz kosztów nabycia uprawnień do emisji CO₂ spółek z Grupy. Ekspozycja na ryzyko związane z kosztem rozliczenia CO₂ jest wyznaczana m.in. w oparciu o aktualne saldo posiadanych uprawnień, wykonane transakcje zakupu uprawnień z dostawą w przyszłości, zrealizowaną oraz szacowaną w przyszłych okresach emisyjność poszczególnych instalacji w Grupie oraz prognozy przydziału darmowych uprawnień.

Ryzyko zmian kursów walut

Standardowe zabezpieczanie walutowej ekspozycji realizowane jest w sposób rolowany i powtarzalny obejmując każdorazowo okres kolejnych 12 miesięcy, przy czym dopuszcza się zabezpieczanie walutowej ekspozycji w EUR na okres do 60 miesięcy. Dedykowana strategia zabezpieczająca ryzyko walutowe wyznacza optymalne poziomy zabezpieczenia do 100% kwoty narażonej na ryzyko dla standardowego okresu oraz dopuszczalne odchylenia. Z uwagi na prognozowaną ekspozycję Grupy na ryzyko kursowe walut EUR oraz USD oraz z perspektywy możliwości zastosowania hedgingu naturalnego Grupa posiada zobowiązania dłużne częściowo w walucie obcej, w tym w szczególności w EUR.

Ryzyko zmian stóp procentowych

Grupa zarządza ryzykiem stopy procentowej przy wykorzystaniu swapów stóp procentowych (IRS) oraz swapów walutowo-procentowych (CIRS). Ewentualne transakcje zabezpieczające ryzyko stóp procentowych są realizowane przy uwzględnieniu wskaźnika udziału zadłużenia o stałym oprocentowaniu w zadłużeniu ogółem, jak również wymogów instytucji finansujących projekty inwestycyjne w formule Project Finance. Zapadalność instrumentów zabezpieczających ryzyko stopy procentowej jest każdorazowo dostosowywana do horyzontu spłaty zobowiązań finansowych.

Wszystkie transakcje zabezpieczające ryzyko towarowe, walutowe i stóp procentowych wykonywane przez ORLEN ze Spółkami z Grupy, ewidencjonowane są na bilansie ORLEN a następnie przenoszone na spółki na zasadzie transakcji wewnątrzgrupowych. Część Spółek Grupy wykonuje transakcje zabezpieczające ryzyko finansowe we własnym zakresie.

Ryzyko płynności

Grupa zarządza ryzykiem płynności głównie poprzez planowanie i monitorowanie bieżących przepływów pieniężnych w horyzoncie do 12 miesięcy oraz poprzez planowanie długoterminowe w horyzoncie do 5 lat. Grupa zarządza ryzykiem w modelu scentralizowanym, gdzie ORLEN zapewnia dostęp spółkom Grupy do zdywersyfikowanych źródeł finansowania. W strukturach ORLEN proces zarządzania płynnością realizowany jest w oparciu o obowiązującą politykę zarządzania płynnością. Dodatkowe informacje przedstawione zostały w nocie [14.1.4](#).

Ryzyko kredytowe

Grupa zarządza ryzykiem kredytowym głównie poprzez ocenę sytuacji finansowej kontrahenta, a także wyznaczanie dopuszczalnych limitów transakcyjnych dla odbiorców oraz, w przypadku ryzyka rozliczeniowego, dla dostawców.

Powołany w strukturach ORLEN Komitet Ryzyka Kredytowego akceptuje kierunki rozwoju zarządzania ryzykiem kredytowym w Spółce oraz w GK ORLEN, w tym zatwierdza narzędzia kontrolne oraz monitoruje zgodność prowadzonych działań z przyjętą polityką zarządzania ryzykiem kredytowym w poszczególnych obszarach działalności Grupy.

Szczegółowy opis procesu został zawarty w nocie [14.1.4](#).



(w mln PLN)

14.1.1 Ryzyko towarowe

Zamieszczona poniżej tabela przedstawia wolumeny otwartych instrumentów finansowych zabezpieczających ryzyko zmienności cen produktów rafineryjnych i petrochemicznych oraz surowców według stanu na 31 grudnia 2025 roku oraz 31 grudnia 2024 roku.

Rodzaj zabezpieczonego surowca/produktu	Jednostka miary	31/12/2025	31/12/2024 (dane przekształcone)
Ropa naftowa	bbl	10 818 668	14 934 140
Gaz ziemny AECO	gj	7 071 500	6 088 500
Energia elektryczna	MWh	804 328	2 755 045
Gaz ziemny TTF	MWh	132 650 910	32 143 199
Gaz ziemny Henry Hub	mmBtu	264 453 798	62 389 500
Gaz ziemny THE	MWh	17 459 881	9 166 550
Uprawnienia do emisji CO ₂	t	29 375 000	20 948 000

Analiza wrażliwości na zmiany cen produktów i surowców

W zamieszczonej poniżej tabeli zaprezentowano możliwy wpływ zmiany wartości księgowej instrumentów finansowych na wynik przed opodatkowaniem i kapitał z tytułu stosowania rachunkowości zabezpieczeń w związku z hipotetyczną - skalkulowaną na podstawie zmienności historycznej w latach 2024-2025 – zmianą cen produktów i surowców.

	Założone odchylenia	Założone odchylenia	Wpływ na wynik przed opodatkowaniem	Wpływ na wynik przed opodatkowaniem	Wpływ na kapitał z tytułu stosowania rachunkowości zabezpieczeń	Wpływ na kapitał z tytułu stosowania rachunkowości zabezpieczeń		
	2025	2024 (dane przekształcone)	2025	2024 (dane przekształcone)	2025	2024	2025	2024 (dane przekształcone)
			Wzrost cen	Wzrost cen	Wzrost cen	Wzrost cen	Wpływ łączny	Wpływ łączny
Ropa naftowa USD	31%	28%	17	42	(352)	(595)	(335)	(553)
Gaz ziemny AECO CAD/Gj	71%	77%	50	17	-	-	50	17
Energia elektryczna PLN/MWh	36%	36%	(22)	(30)	-	-	(22)	(30)
Gaz ziemny TTF EUR/MWh	45%	52%	1 924	149	(3 549)	(1 005)	(1 625)	(856)
Gaz ziemny Henry Hub USD/mmBtu	71%	77%	-	-	2 446	458	2 446	458
Gaz ziemny THE EUR/MWh	45%	45%	934	941	-	-	934	941
Uprawnienia do emisji CO ₂	38%	38%	-	-	4 118	2 221	4 118	2 221
			2 903	1 119	2 663	1 079	5 566	2 198

Przy analogicznym procentowym spadku cen analiza wrażliwości wykazuje odchylenia tej samej wartości jak w powyższej tabeli ale ze znakiem przeciwnym.

Analiza wrażliwości na zmiany cen pozostałych produktów stanowi wartość niematerialną i sporządzona została przy takich samych założeniach.

W przypadku instrumentów pochodnych zbadano wpływ zmian cen produktów na wartość godziwą przy niezmiennym poziomie kursów walut.

Wartość księgowa instrumentów pochodnych z rachunkowością zabezpieczeń i bez rachunkowości zabezpieczeń zabezpieczających ryzyka towarowe zaprezentowana została w notach [12.12.1](#) i [12.12.2](#).



(w mln PLN)

14.1.2 Ryzyko zmian kursów walutowych

Struktura walutowa instrumentów finansowych

Zamieszczona poniżej tabela przedstawia klasy instrumentów finansowych narażone na ryzyko zmiany kursów walut obcych występujących w Grupie.

Przedstawione w tabeli kwoty wyrażone są w walutach obcych a w kolumnie Razem przedstawiono ich łączną wartość po przeliczeniu na walutę PLN.

2025

Klasy instrumentów finansowych	EUR	USD	CZK	NOK	Pozostałe waluty po przeliczeniu na PLN	Razem waluty obce po przeliczeniu na PLN
Aktywa finansowe						
Dostawy i usługi	779	349	4 788	-	200	5 587
Instrumenty pochodne	1 263	27	-	-	13	5 447
Środki pieniężne	1 404	328	7 435	300	184	8 704
Należności z tytułu rozliczonych instrumentów pochodnych	36	20	-	-	-	222
Depozyty zabezpieczające	85	21	27	-	-	440
Dostawy i usługi w ramach limitu faktoringu pełnego	-	4	2 721	-	-	488
Pozostałe	222	61	153	1 151	106	1 712
	3 789	810	15 124	1 451	503	22 600
Zobowiązania finansowe						
Kredyty	877	76	4 001	-	136	4 831
Obligacje	2 034	1 262	-	-	-	13 139
Leasing	545	796	3 482	19	39	5 817
Dostawy i usługi	909	1 393	5 205	3	243	10 034
Zobowiązania inwestycyjne	232	102	1 412	1 179	129	1 900
Instrumenty pochodne	363	111	-	-	-	1 935
Depozyty zabezpieczające	54	-	-	-	2	229
Niezrealizowane zobowiązanie wobec GAZPROM	-	882	-	-	-	3 178
Pozostałe	57	57	294	1 774	24	1 157
	5 071	4 679	14 394	2 975	573	42 220

2024

Klasy instrumentów finansowych	EUR	USD	CZK	NOK	Pozostałe waluty po przeliczeniu na PLN	Razem waluty obce po przeliczeniu na PLN
Aktywa finansowe						
Dostawy i usługi	901	355	5 656	-	162	6 433
Instrumenty pochodne	743	23	-	-	9	3 275
Środki pieniężne	296	329	9 936	5 349	199	6 442
Należności z tytułu rozliczonych instrumentów pochodnych	6	10	-	-	-	65
Depozyty zabezpieczające	169	52	27	-	-	942
Dostawy i usługi w ramach limitu faktoringu pełnego	-	6	3 156	-	-	561
Środki pieniężne o ograniczonej możliwości dysponowania	-	-	2 342	-	-	401
Pozostałe	258	70	30	2 036	47	2 178
	2 373	845	21 147	7 385	417	20 297
Zobowiązania finansowe						
Kredyty	1 029	2	1	-	49	4 456
Obligacje	1 428	-	-	-	-	6 102
Leasing	520	554	2 809	28	25	4 998
Dostawy i usługi	890	1 265	5 037	764	198	10 328
Zobowiązania inwestycyjne	523	78	1 787	1 318	74	3 412
Instrumenty pochodne	254	23	4	-	6	1 185
Zobowiązania z tytułu rozliczonych instrumentów pochodnych	33	7	-	-	-	168
Depozyty zabezpieczające	-	-	-	-	96	96
Niezrealizowane zobowiązanie wobec GAZPROM	-	883	-	-	-	3 619
Pozostałe	108	49	972	2 439	22	1 741
	4 785	2 861	10 610	4 549	470	36 105

(dane przekształcone)



(w mln PLN)

Analiza wrażliwości na zmiany kursów walutowych

Poniższa tabela ilustruje, w jakim stopniu hipotetyczna zmiana kursów walutowych (o +15%) mogłaby wpłynąć na rachunek zysków lub strat i inne całkowite dochody Grupy, w odniesieniu do instrumentów finansowych narażonych na ryzyko zmiany kursów walutowych.

2025

	EUR / PLN	USD / PLN	CZK / PLN	NOK / PLN	Razem
odchylenie kursów +15%					
Wpływ na wynik przed opodatkowaniem (A)	(1 703)	(1 876)	65	(27)	(3 541)
Wpływ na kapitał z tytułu stosowania rachunkowości zabezpieczeń (B)	(745)	98	-	-	(647)
Wpływ na kapitał z przeliczenia instrumentów finansowych jednostek działających za granicą (C)	(326)	(224)	(46)	(55)	(651)
Wpływ łączny (A+B+C)	(2 774)	(2 002)	19	(82)	(4 839)
Wrażliwość inwestycji netto w podmioty zagraniczne (D)	191	221	576	725	1 713
Łączny wpływ na rachunek zysków lub strat i inne całkowite dochody (A+B+D)	(2 257)	(1 557)	641	698	(2 475)

2024

	EUR / PLN	USD / PLN	CZK / PLN	NOK / PLN	Razem
odchylenie kursów +15%					
Wpływ na wynik przed opodatkowaniem (A)	(1 760)	(672)	(139)	258	(2 313)
Wpływ na kapitał z tytułu stosowania rachunkowości zabezpieczeń (B)	(653)	43	-	-	(610)
Wpływ na kapitał z przeliczenia instrumentów finansowych jednostek działających za granicą (C)	(185)	(644)	267	(4)	(566)
Wpływ łączny (A+B+C)	(2 598)	(1 273)	128	254	(3 489)
Wrażliwość inwestycji netto w podmioty zagraniczne (D)	171	(41)	1 749	620	2 499
Łączny wpływ na rachunek zysków lub strat i inne całkowite dochody (A+B+D)	(2 242)	(670)	1 610	878	(424)

Przy odchyleniu kursów walutowych o (-)15% analiza wrażliwości wykazuje odchylenia tej samej wartości jak w powyższej tabeli ale ze znakiem przeciwnym.

Powyższe odchylenia kursów skalkulowano na podstawie średnich zmienności poszczególnych kursów walut w 2025 i 2024 roku. Wpływ odchyleń kursów walut na wartość godziwą instrumentów pochodnych oszacowano przy założeniu niezmiennych stóp procentowych.

14.1.3 Ryzyko zmian stóp procentowych**Struktura instrumentów finansowych narażonych na ryzyko zmiany stóp procentowych na 31 grudnia 2025 roku**

Poniższa tabela prezentuje klasy instrumentów finansowych wrażliwych na zmiany stóp procentowych, zarówno w zakresie bezpośredniego wpływu tych zmian, jak i pośredniego wpływu wynikającego z zastosowania krzywej dyskontowej opartej o stopy procentowe. Wartości zostały przedstawione w walucie PLN.

Klasy instrumentów finansowych	NOTA	WIBOR	EURIBOR	SOFR	PRIBOR	Razem
Aktywa finansowe						
Instrumenty pochodne		20	5 322	97	-	5 439
		20	5 322	97	-	5 439
Zobowiązania finansowe						
Kredyty	12.9.1	3 142	2 451	275	698	6 566
Pożyczki	12.9.2	133	-	-	-	133
Obligacje	12.9.3	2 003	-	-	-	2 003
Instrumenty pochodne		3	1 517	400	-	1 920
		5 281	3 968	675	698	10 622

Struktura instrumentów finansowych narażonych na ryzyko zmiany stóp procentowych na 31 grudnia 2024 roku

Klasy instrumentów finansowych	NOTA	WIBOR (dane przekształcone)	EURIBOR (dane przekształcone)	SOFR	PRIBOR (dane przekształcone)	Razem (dane przekształcone)
Aktywa finansowe						
Instrumenty pochodne		7	2 890	94	-	2 991
		7	2 890	94	-	2 991
Zobowiązania finansowe						
Kredyty	12.9.1	4 998	3 111	10	-	8 119
Pożyczki	12.9.2	91	-	-	-	91
Obligacje	12.9.3	1 001	-	-	-	1 001
Instrumenty pochodne		1	974	94	1	1 070
		6 091	4 085	104	1	10 281



(w mln PLN)

Analiza wrażliwości na zmiany stóp procentowych

W zamieszczonej poniżej tabeli zaprezentowano możliwy wpływ zmiany wartości księgowej instrumentów finansowych i pozycji bilansowych na wynik przed opodatkowaniem i kapitał z tytułu stosowania rachunkowości zabezpieczeń w związku z hipotetyczną – skalkulowaną na podstawie zmienności historycznej w latach 2024-2025 – zmianą wysokości rynkowych stóp procentowych.

Stopa procentowa	Założone odchylenia	Założone odchylenia	Wpływ na wynik przed opodatkowaniem	Wpływ na wynik przed opodatkowaniem	Wpływ na kapitał z tytułu stosowania rachunkowości zabezpieczeń	Wpływ na kapitał z tytułu stosowania rachunkowości zabezpieczeń	Razem	Razem
	31/12/2025	31/12/2024	2025	2024	31/12/2025	31/12/2024	2025	2024
WIBOR	+0,5 p.p.	+0,5 p.p.	(26)	(28)	-	-	(26)	(28)
SOFR USD	+0,5 p.p.	+0,5 p.p.	(1)	-	-	-	(1)	-
EURIBOR	+0,5 p.p.	+1,0 p.p.	(198)	(31)	(17)	(12)	(215)	(43)
			(225)	(59)	(17)	(12)	(242)	(71)
WIBOR	-0,5 p.p.	-0,5 p.p.	26	32	-	-	26	32
SOFR USD	-0,5 p.p.	-0,5 p.p.	1	-	-	-	1	-
EURIBOR	-0,5 p.p.	-1,0 p.p.	207	31	17	12	224	43
			234	63	17	12	251	75

Analiza wrażliwości na zmiany stopy procentowej PRIBOR nie jest prezentowana z uwagi na jej niematerialny wpływ.

Wpływ zmian stóp procentowych zaprezentowano w skali rocznej.

W przypadku instrumentów pochodnych w analizie wrażliwości na ryzyko zmian stóp procentowych zastosowano równoległe przesunięcie krzywej stóp procentowych o potencjalnie możliwą zmianę referencyjnych stóp procentowych, przy założeniu niezmienności innych czynników ryzyka.

Reforma wskaźnika referencyjnego stóp procentowych (Reforma IBOR)

W wyniku obowiązywania od 1 stycznia 2018 roku Rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2016/1011 w sprawie indeksów stosowanych jako wskaźniki referencyjne w instrumentach finansowych i umowach finansowych („Reforma IBOR”), w latach 2022-2024 część wskaźników referencyjnych dotychczas stosowanych przez Grupę została zastąpiona wskaźnikami alternatywnymi a dla części stawek zreformowana została metodologia ich wyznaczania. Szczegóły zostały opisane w Skonsolidowanym Sprawozdaniu Finansowym za rok 2023 w nocie 5.1.

Obecnie Reforma IBOR kontynuowana jest dla stawki referencyjnej WIBOR. 28 marca 2025 roku Komitet Sterujący Narodowej Grupy Roboczej („KS NGR”) opublikował zaktualizowaną Mapę Drogową, w której potwierdzono wybór POLSTR jako nowego wskaźnika referencyjnego oraz wskazano koniec 2027 roku jako finalny moment konwersji portfela umów i instrumentów z WIBOR na nowy wskaźnik. Ponadto w Mapie Drogowej przewidziano przygotowanie rynku do pełnego wykorzystania POLSTR w produktach kredytowych, obligacjach i instrumentach pochodnych. Mapa Drogowa przewiduje też opracowanie i publikację katalogu konwencji odsetkowych dla instrumentów opartych o POLSTR.

Zgodnie z harmonogramem Mapy Drogowej 2 czerwca 2025 roku rozpoczęto oficjalne wyznaczanie indeksu stopy procentowej POLSTR oraz indeksów z rodziny indeksów składanych POLSTR. Administratorem POLSTR jest GPW Benchmark SA – podmiot posiadający zezwolenie Komisji Nadzoru Finansowego oraz wpisany do rejestru administratorów wskaźników referencyjnych prowadzonego przez Europejski Urząd Nadzoru Giełd i Papierów Wartościowych (ESMA).

GPW Benchmark SA, poinformował 30 września 2025 roku o podjęciu decyzji o zaprzestaniu opracowywania poniższych stawek referencyjnych WIBID i WIBOR we wskazanych terminach:

- Overnight (O/N) – od 1 października 2026 roku,
- Tomorrow/Next (T/N) oraz 2 tygodnie (2W) – od 22 grudnia 2025 roku,
- 1 rok (1Y) – od 22 grudnia 2025 roku w oparciu o dotychczasową metodę, a od 22 grudnia 2026 roku w oparciu o metodę algorytmiczną.

Grupa stosuje następujące rozwiązania w odniesieniu do instrumentów finansowych, które ulegną zmianie w konsekwencji zmiany wskaźników wynikających z Reformy IBOR:

- w przypadku, gdy warunki umowne dotyczące finansowań zostają zmienione bezpośrednio w wyniku Reformy IBOR, a nowa stawka będąca podstawą określania przepływów pieniężnych wynikających z umowy jest ekwiwalentem ekonomicznym dotychczasowej stawki obowiązującej bezpośrednio przed dokonaniem zmiany, Grupa zmieni podstawę określania przepływów pieniężnych wynikających z umowy prospektywnie, zmieniając efektywną stopę procentową. W odniesieniu do wszelkich innych zmian wprowadzonych w tym okresie, które nie są bezpośrednio związane z reformą, Grupa zastosuje odpowiednie wymogi określone przez MSSF 9.
- w przypadku, gdy bezpośrednio w wyniku Reformy IBOR zmianie ulega umowa leasingu, a nowa stawka określania opłat leasingowych jest ekwiwalentem ekonomicznym dotychczasowej stawki, Grupa dokona ponownej wyceny zobowiązania z tytułu leasingu, aby odzwierciedlić zmienione opłaty leasingowe przy zastosowaniu zaktualizowanej stopy dyskontowej.
- jeżeli Reforma IBOR przy zachowaniu ekonomicznej ekwiwalentności nowej stopy powoduje zmianę instrumentów zabezpieczających, pozycji zabezpieczanej oraz zabezpieczanego ryzyka, Grupa dokona aktualizacji dokumentacji zabezpieczenia, nie rozwiązując powiązania zabezpieczającego. Zmiana wyceny odzwierciedlająca zaktualizowaną stopę dyskontową jest traktowana jak rynkowa zmiana wyceny, zgodnie z Polityką Rachunkowości dla rachunkowości zabezpieczeń. W odniesieniu do wszelkich innych zmian wprowadzonych w tym okresie, które nie są bezpośrednio związane z reformą, Grupa zastosuje odpowiednie wymogi określone przez MSSF 9.



(w mln PLN)

Poniżej zostały zaprezentowane informacje na temat charakteru i zakresu ryzyka na które narażona jest Grupa w związku ze zmianą wskaźnika WIBOR.

Ryzyko operacyjne i systemowe

Grupa ocenia ryzyko jako niskie i wzorem dotychczas przeprowadzonych zmian pozostałych wskaźników, planuje stosować rozwiązania rynkowe zgodnie z ukształtowaną w tym zakresie praktyką, przeprowadzić odpowiednie zmiany i aktualizacje w używanych systemach informatycznych w celu implementacji zamienników obecnie pozyskiwanych danych rynkowych, jak również uzgodnić ewentualne zmiany do istniejących umów w taki sposób, aby umożliwić zastosowanie zwolnień przewidzianych w MSSF 9.

Ryzyko płynności

Obecna stawka WIBOR oraz wybrany alternatywny wskaźnik referencyjny istotnie się od siebie różnią. Stawki IBOR są stawkami dotyczącymi przyszłych okresów wyznaczanymi na określony okres (np. trzy miesiące) na początku takiego okresu i uwzględniają spread kredytowy na rynku międzybankowym. Alternatywne wskaźniki referencyjne to wolne od ryzyka stawki overnight publikowane na koniec dnia, które nie zawierają spreadu kredytowego.

Różnice te będą powodować dodatkową niepewność co do płatności odsetek według zmiennego oprocentowania, jednak w ocenie Grupy nie będą miały istotnego wpływu na zarządzanie płynnością.

Proces przejścia na alternatywne wskaźniki referencyjne

W nowych aktywach i zobowiązaniach handlowych oraz finansowych, gdzie istnieje odwołanie do zmiennej stopy procentowej WIBOR, stosowane są ogólne postanowienia dotyczące alternatywnego wskaźnika referencyjnego lub stosowane są takie wskaźniki, których kwotowania są zapewnione.

Reforma IBOR nie ma istotnego wpływu w odniesieniu do stosowanej przez Grupę rachunkowości zabezpieczeń przepływów pieniężnych oraz wartości godziwej.

14.1.4 Ryzyko płynności i kredytowe

Ryzyko płynności

Analiza wymagalności zobowiązań finansowych na 31 grudnia 2025 roku

	NOTA	do 1 roku	powyżej 1 do 3 lat	powyżej 3 do 5 lat	powyżej 5 lat	Razem	Wartość księgowa
Kredyty - wartość niezdyskontowana	12.9.1	642	1 303	3 034	3 559	8 538	8 359
Pożyczki - wartość niezdyskontowana	12.9.2	44	89	33	1 610	1 776	661
Obligacje	12.9.3	661	3 392	3 290	11 649	18 992	16 144
o zmiennym oprocentowaniu – wartość niezdyskontowana		95	198	196	2 197	2 686	2 002
o stałym oprocentowaniu – wartość niezdyskontowana		566	3 194	3 094	9 452	16 306	14 142
Dostawy i usługi	12.7.3	14 173	-	-	-	14 173	14 173
Zobowiązania inwestycyjne	12.12.2	6 314	36	14	21	6 385	6 385
Instrumenty pochodne - wartość niezdyskontowana	12.12.2	1 404	255	-	253	1 912	1 938
wymiana środków pieniężnych brutto, w tym:		425	134	-	253	812	850
forwardy walutowe	12.12.2	2	-	-	-	2	2
forward towarowy (energia elektryczna)	12.12.2	10	-	-	-	10	10
forwardy towarowe (gaz ziemny)	12.12.2	285	78	-	-	363	360
swapy procentowe	12.12.2	-	-	-	-	-	-
swapy walutowo - procentowe	12.12.2	9	16	-	253	278	323
futures towarowy (energia elektryczna)	12.12.2	8	-	-	-	8	8
futures towarowy (gaz ziemny)	12.12.2	111	39	-	-	150	146
futures towarowy (kontrakty CO2)	12.12.2	-	1	-	-	1	1
wymiana środków pieniężnych netto, w tym:		979	121	-	-	1 100	1 088
forwardy walutowe	12.12.2	11	5	-	-	16	16
swapy towarowe	12.12.2	968	116	-	-	1 084	1 072
Zobowiązania z tytułu rozliczonych instrumentów pochodnych	12.12.2	98	-	-	-	98	98
Depozyty zabezpieczające	12.12.2	229	-	-	-	229	229
Niezrealizowane zobowiązanie wobec GAZPROM	12.12.2, 12.7.3	3 965	-	-	-	3 965	3 965
Pozostałe	12.12.2, 12.7.3	1 639	141	73	152	2 005	1 991
		29 169	5 216	6 444	17 244	58 073	53 943



(w mln PLN)

Analiza wymagalności zobowiązań finansowych na 31 grudnia 2024 roku

	NOTA	do 1 roku	powyżej 1 do 3 lat	powyżej 3 do 5 lat	powyżej 5 lat	Razem	Wartość księgowa
Kredyty - wartość niezdyskontowana	12.9.1	3 787	3 426	1 744	2 075	11 032	9 870
Pożyczki - wartość niezdyskontowana	12.9.3	38	88	29	32	187	170
Obligacje	13.7.3	1 273	2 226	2 421	3 281	9 201	8 106
o zmiennym oprocentowaniu – wartość niezdyskontowana		1 067	-	-	-	1 067	1 001
o stałym oprocentowaniu – wartość niezdyskontowana		206	2 226	2 421	3 281	8 134	7 105
Dostawy i usługi	12.7.3	14 798	-	-	-	14 798	14 798
Zobowiązania inwestycyjne	12.12.2	6 896	16	14	34	6 960	6 960
Instrumenty pochodne - wartość niezdyskontowana	12.12.2	1 001	186	30	3	1 220	1 186
wymiana środków pieniężnych brutto, w tym:		696	180	8	3	887	863
forwardy walutowe	12.12.2	3	1	3	-	7	6
forward towarowy (energia elektryczna)	12.12.2	61	9	-	-	70	69
forwardy towarowe (gaz ziemny)	12.12.2	519	111	-	-	630	616
swapy procentowe	12.12.2	-	-	-	3	3	3
swapy walutowo - procentowe	12.12.2	-	-	5	-	5	5
futures towarowy (energia elektryczna)	12.12.2	12	5	-	-	17	16
futures towarowy (gaz ziemny)	12.12.2	86	53	-	-	139	132
futures towarowy (kontrakty CO2)	12.12.2	15	1	-	-	16	16
wymiana środków pieniężnych netto, w tym:		305	6	22	-	333	323
forwardy walutowe	12.12.2	8	-	22	-	30	23
swapy towarowe	12.12.2	297	6	-	-	303	300
Zobowiązania z tytułu rozliczonych instrumentów pochodnych	12.12.2	168	-	-	-	168	168
Depozyty zabezpieczające	12.12.2	96	-	-	-	96	96
Niezrealizowane zobowiązanie wobec GAZPROM	12.12.2, 12.7.3	4 406	-	-	-	4 406	4 406
Pozostałe	12.12.2, 12.7.3	2 638	228	-	83	2 949	2 949
		35 101	6 170	4 238	5 508	51 017	48 709

(dane przekształcone)

Analiza wymagalności zobowiązań z tytułu leasingu została zaprezentowana w [nocie 15.2.1.](#)

Grupa definiuje ryzyko płynności finansowej jako utratę zdolności do terminowego regulowania bieżących zobowiązań. Miernikiem tego ryzyka jest wskaźnik płynności bieżącej jako relacja aktywów obrotowych do zobowiązań krótkoterminowych. Na 31 grudnia 2025 roku i 31 grudnia 2024 roku wskaźnik płynności bieżącej wyniósł odpowiednio 1,3 i 1,1.

Celem procesu zarządzania ryzykiem płynności finansowej jest zapewnienie bezpieczeństwa i stabilizacji finansowej Grupy w krótkim i długim terminie, a podstawowym narzędziem ograniczającym powyższe ryzyko jest bieżące planowanie i monitorowanie poziomu płynności Grupy oraz bieżący przegląd dopasowania terminów zapadalności aktywów i wymagalności zobowiązań. Wykonanie planowanych przepływów pieniężnych Grupy podlega bieżącej weryfikacji i obejmuje m.in. analizę odchyleń i identyfikację przyczyn ich powstawania.

ORLEN zapewnia Grupie dostępność różnych instrumentów finansowych wspierających płynność Grupy a także prowadzi politykę dywersyfikacji źródeł finansowania. Dostępność narzędzi o różnej charakterystyce daje możliwość szybkiego wykorzystania i elastyczność dopasowania pod konkretne potrzeby co z kolei prowadzi do nadrzędnego celu tj. efektywnego zarządzania płynnością Grupy. Do wykorzystywanych w Grupie narzędzi należą:

- systemy koncentracji środków finansowych („systemy cash-pool”), dzięki którym optymalizowana jest płynność i koszty finansowe w ramach Grupy. Na 31 grudnia 2025 roku funkcjonowały trzy systemy cash-pool zarządzane przez ORLEN obejmujące łącznie 114 spółek Grupy, w tym jeden cash-pool wielowalutowy,
- czynne programy emisji obligacji, w ramach których Grupa może kierować ofertę obligacji różnym grupom inwestorów. Wartość dwóch czynnych programów obligacji ORLEN na 31 grudnia 2025 wynosiła odpowiednio 4 000 mln PLN oraz 5 000 mln EUR, do wykorzystania pozostało odpowiednio 1 000 mln PLN oraz 2 335 mln EUR. Dodatkowe informacje o obligacjach znajdują się w [nocie 12.9.3.](#)
- obowiązujące umowy kredytowe z bankami o różnym charakterze (konsorcjalne, bilateralne), dające elastyczność wyboru waluty wykorzystania czy możliwość decydowania o terminach spłaty transz, od kredytów inwestycyjnych, obrotowych/rewolwingowych do kredytów w rachunkach bieżących. Na 31 grudnia 2025 roku i 31 grudnia 2024 roku maksymalne możliwe zadłużenie z tytułu zawartych umów kredytowych i pożyczek wynosiło odpowiednio 49 481 mln PLN i 38 005 mln PLN. Do wykorzystania na 31 grudnia 2025 roku oraz 31 grudnia 2024 roku pozostało odpowiednio 39 247 mln PLN i 27 443 mln PLN.
- Wzrost wartości maksymalnego możliwego zadłużenia Grupy oraz otwartych linii kredytowych wynika głównie z:
 - podpisania w lutym 2025 roku przez spółkę Energa-Operator S.A. umowy pożyczki z Bankiem Gospodarstwa Krajowego ze środków KPO, zwiększonej aneksem z września 2025 roku do kwoty 9 378 mln PLN,
 - podpisania w marcu 2025 roku przez ORLEN trzeciej umowy z Europejskim Bankiem Inwestycyjnym na kwotę 1 700 mln PLN w ramach finansowania programu strategicznej modernizacji sieci dystrybucji energii elektrycznej,
 - podpisania w październiku 2025 roku przez ORLEN dwóch umów pożyczek z Bankiem Gospodarstwa Krajowego z KPO w ramach Inwestycji G3.1.5 Budowa morskich farm wiatrowych. W umowie pożyczki w wysokości 900 mln PLN związanej z realizacją projektu Baltic Power, na 31 grudnia 2025 roku cała kwota z umowy możliwa jest do uruchomienia. Natomiast w ramach drugiej umowy pożyczki w wysokości 900 mln PLN oraz 397 mln EUR związanej z realizacją projektu Baltic East pierwsze wypłaty możliwe będą po 30 czerwca 2028 roku.



(w mln PLN)

- czynne umowy faktoringu pełnego (bez regresu), umożliwiające pozyskanie dodatkowych środków w okresach przejściowego, zwiększonego zapotrzebowania. Dodatkowe informacje o wartości należności handlowych możliwych do wykorzystania w ramach obowiązujących limitów zaprezentowane zostały w nocie [12.7.2.](#)

Ograniczanie ryzyka płynności finansowej w Grupie realizowane jest poprzez monitoring poziomu koncentracji posiadanych środków pieniężnych i ocenę ryzyka banków, którym powierzane są środki. Poziom koncentracji jest regulowany wewnętrznymi procedurami a nadmierna koncentracja ryzyka kredytowego nie występuje. Udział procentowy trzech banków o największej koncentracji środków pieniężnych zgromadzonych na rachunkach bankowych na 31 grudnia 2025 roku wynosił: 28%, 16% oraz 15% a ratingi inwestycyjne tych banków wynoszą odpowiednio: A2, A2 oraz A1. W ciągu 2025 roku Grupa inwestowała nadwyżki środków pieniężnych głównie w lokaty bankowe. Decyzje dotyczące lokat bankowych opierają się na maksymalizacji stopy zwrotu przy ustalonych limitach koncentracji dla każdego z banków oraz bieżącej ocenie kondycji finansowej banków wymagającej posiadania przez bank krótkoterminowej oceny ratingowej dla depozytów na poziomie inwestycyjnym. W przypadku doboru instrumentów obligacyjnych brane są pod uwagę limity koncentracji oraz warunki brzegowe dopuszczonych do zakupu papierów (emitent, termin wykupu). Wartość oczekiwanej straty kredytowej z tytułu zawartych w Grupie na 31 grudnia 2025 lokat terminowych i obligacji była niematerialna.

Istotnym narzędziem wspierającym zarządzanie ryzykiem płynności finansowej jest stosowanie gwarancji i akredytyw, jako alternatywy do depozytów zabezpieczających i kaucji gotówkowych, czego efektem jest możliwość zabezpieczania transakcji handlowych bez angażowania własnych środków pieniężnych. Kwota gwarancji dotyczących zobowiązań wobec osób trzecich wystawionych w toku bieżącej działalności na 31 grudnia 2025 roku oraz na 31 grudnia 2024 roku wyniosła odpowiednio 4 845 mln PLN oraz 5 836 mln PLN. Gwarancje dotyczyły głównie: gwarancji cywilnoprawnych związanych z zabezpieczeniem należytego wykonania umów, oraz gwarancji publicznoprawnych wynikających z przepisów powszechnie obowiązujących zabezpieczających prawidłowość prowadzenia działalności koncesjonowanych w sektorze paliw ciekłych i wynikających z tej działalności należności podatkowych oraz celnych.

Ponadto udzielone w Grupie poręczenia i gwarancje jednostkom zależnym na rzecz podmiotów trzecich wyniosły na 31 grudnia 2025 roku i na 31 grudnia 2024 roku odpowiednio 21 170 mln PLN oraz 20 473 mln PLN. Dotyczyły one głównie zabezpieczenia zobowiązań wynikających z prowadzonej działalności operacyjnej spółek PGNiG Supply&Trading GmbH, ORLEN Upstream Norway AS, ORLEN Trading Switzerland GmbH, ORLEN LNG Shipping Limited i ORLEN LNG Trading Limited w łącznej wysokości 10 823 mln PLN, oraz przyszłych zobowiązań spółek Grupy wynikających z emisji obligacji w łącznej wysokości 5 341 mln PLN, a także terminowego regulowania innych zobowiązań przez jednostki zależne.

Grupa określiła na koniec okresu sprawozdawczego prawdopodobieństwo realizacji zobowiązań warunkowych wynikających z powyższych kwot jako niskie.

Ryzyko kredytowe

Grupa posiada ekspozycję na ryzyko kredytowe głównie w związku z należnościami z tytułu dostaw i usług a także udzielonymi pożyczkami oraz zawartymi transakcjami dotyczącymi instrumentów pochodnych.

Grupa ocenia, że ryzyko nieuregulowania należności przez kontrahentów w zakresie należności nieprzeterminowanych oraz należności przeterminowanych nieobjętych odpisem jest znikome, ze względu na prowadzone zarządzanie ryzykiem kredytowym.

Grupa w procesie przyznawania kredytu kupieckiego dokonuje oceny wiarygodności kredytowej swoich kontrahentów na podstawie pozyskanych danych finansowych i/lub aktualnego raportu z wywiadowni gospodarczych oraz w oparciu o dotychczasową historię współpracy, a następnie określa limity kredytowe i w uzasadnionych przypadkach pozyskuje odpowiednie zabezpieczenia. W celu okresowej weryfikacji kondycji finansowej kontrahentów, limity kredytowe, co do zasady, nadawane są na okresy nie dłuższe niż 1 rok. Przyjmowane zabezpieczenia obejmują głównie: gwarancje bankowe lub ubezpieczeniowe, poręczenia innych podmiotów, wpłacone kaucje, hipoteki, zastawy rejestrowe, weksle, ubezpieczenia limitu kredytu kupieckiego, dobrowolne poddanie się egzekucji. Grupa na 31 grudnia 2025 roku oraz na 31 grudnia 2024 roku otrzymała gwarancje bankowe i ubezpieczeniowe w wysokości odpowiednio 8 950 mln PLN oraz 9 218 mln PLN. Gwarancje dotyczyły głównie zabezpieczenia należytego wykonania umowy w ramach zawartych umów z kontrahentami oraz zabezpieczenia zwrotu zaliczek przekazanych dostawcom.

W efekcie powyższych działań ograniczone zostaje ryzyko zawarcia transakcji z odroczonym terminem płatności obciążonej nadmiernym ryzykiem kredytowym. Dla klientów z segmentu Upstream & Supply ze względu na uwarunkowania Prawa Energetycznego, ekspozycja kredytowa jest liczona z uwzględnieniem dodatkowego czasu sprzedaży (1 miesiąc) kiedy to paliwo gazowe musi być dostarczane, nawet w sytuacji kiedy klient przestaje regulować swoje zobowiązania.

Dodatkowo Grupa dąży do takiego kształtowania umów, aby występowała możliwość dokonywania kompensaty wzajemnych wierzytelności. Aktywa i zobowiązania finansowe Grupy podlegają kompensacie, a w sprawozdaniu z sytuacji finansowej prezentowana jest kwota netto, wyłącznie w przypadku gdy Grupa posiada prawnie egzekwowalne prawo do dokonania kompensaty ujętych kwot oraz istnieje zamiar rozliczenia w kwocie netto lub jednoczesnej realizacji aktywa i uregulowania zobowiązania.

Grupa posiada również umowy, które nie spełniają kryteriów kompensaty określonych w MSR 32, jednak przewidują możliwość kompensaty powiązanych kwot w określonych okolicznościach, takich jak niewykonanie zobowiązań przez stronę umowy, ogłoszenie jej upadłości lub wcześniejsze rozwiązanie umowy.

Dla części pożyczek udzielonych spółkom Grupy przyjęte zostały zabezpieczenia. W okresie objętym niniejszym skonsolidowanym sprawozdaniem finansowym ani po dniu sprawozdawczym nie wystąpiły przypadki niewywiązania się ze spłaty kapitału bądź odsetek lub naruszenia innych warunków umów pożyczek poza zdarzeniem opisanym poniżej.

Spółka Grupa Azoty Polyolefins S.A. ujmowana jako inwestycje w instrumenty kapitałowe wyceniane w wartości godziwej przez inne całkowite dochody, nie wywiązała się ze spłaty kapitału oraz odsetek w wymaganym terminie przypadającym na dzień 27



stycznia 2026 roku z tytułu umowy pożyczki zawartej z ORLEN. ORLEN prowadzi obecnie działania zmierzające do wyegzekwowania przeterminowanej należności (w tym potencjalnie w ramach rozpoczętej przez spółkę procedury postępowania o zatwierdzenie układu) oraz analizuje możliwości wykorzystania posiadanych zabezpieczeń. Wartość pożyczki została objęta 100% odpisem (nota [12.12.1](#))

Grupa w procesie windykacyjnym na bieżąco monitoruje stan należności przeterminowanych, w tym ilość dni przeterminowania. W ramach realizowanych czynności windykacyjnych stosuje standardowe czynności: powiadomienie o istniejących zaległościach, wezwanie do zapłaty, wstrzymanie dostaw, uruchomienie posiadanych zabezpieczeń, skierowanie sprawy do firm windykacyjnych, a w ostateczności wypowiedzenie umowy i skierowanie sprawy na drogę postępowania sądowego i egzekucyjnego. Wierzytelności nieodzyskane w ramach przewidzianych procedurami działań windykacyjnych, mogą być kierowane do sprzedaży.

Część transakcji dotyczących sprzedaży gazu i energii elektrycznej zawieranych jest na Towarowej Giełdzie Energii. Zawarte na TGE transakcje nie powodują powstania ekspozycji na ryzyko kredytowe, gdyż prowadzony za pośrednictwem Izby Rozliczeniowej Giełd Towarowych system rozliczeń oparty o ustanawianie depozytów zabezpieczających oraz dodatkowo fundusz gwarancyjny zapewniają bezpieczeństwo płatności z odroczonym terminem każdemu członkowi IRGiT, nawet w przypadku niewypłacalności uczestników rynku.

Transakcje dotyczące instrumentów pochodnych zawierane są z bankami o uznanej renomie i wysokim standingu finansowym lub zawierane są na giełdach towarowych z obowiązującym systemem rozliczeń opartym na depozytach zabezpieczających. Podstawą współpracy z bankami są zawarte Umowy Ramowe lub umowy ISDA (ang. International Swaps and Derivatives Association Master Agreements), gdzie dla części umów określone są kwoty progowe na maksymalną ekspozycję z tytułu zawartych instrumentów pochodnych. Zapisy umów umożliwiają kompensowanie aktywów i zobowiązań finansowych w ramach rozliczeń transakcji w tej samej walucie sumowanych w jedną kwotę netto, płatną przez jedną stronę umowy. W przypadku zaistnienia zdarzenia naruszenia w stosunku do którejś ze stron umowy (np. niewywiązywanie się z zobowiązań), wszystkie nierozliczone transakcje w ramach umowy zostają rozwiązane i rozliczone jedną kwotą netto. Grupa ocenia ryzyko poniesienia strat z tytułu nieuregulowania czy nierozliczenia na czas zawartych transakcji zabezpieczających przez banki jako niskie. Ryzyko takie przy transakcjach giełdowych nie występuje.

W ocenie Grupy nie występuje nadmierna koncentracja ryzyka kredytowego. Udział procentowy trzech kontrahentów o największej koncentracji należności handlowych na 31 grudnia 2025 roku wynosił: 15%, 8% oraz 8% a wewnętrzna ocena kredytowa Grupy dla tych kontrahentów odpowiada ocenie: B1, A3 oraz Caa2 według skali agencji ratingowych. Wartość oczekiwanej straty kredytowej (ECL) z tytułu tych należności skalkulowana została na 31 grudnia 2025 roku zgodnie z obowiązującymi procedurami.

W związku z istotnymi wzrostami cen surowców energetycznych dla producentów europejskich (branży petrochemicznej, chemicznej i nawozowej), przede wszystkim gazu ziemnego, część klientów Grupy wyraża oczekiwania w zakresie wydłużonych terminów płatności za dostarczane paliwo gazowe.

Grupa wychodząc naprzeciw potrzebom swoich Klientów, w uzasadnionych przypadkach, wydłuża terminy płatności, co powoduje okresowo zwiększenie ekspozycji kredytowej. Każdy z takich przypadków podlega szczegółowej analizie biznesowej i równolegle każdy z Klientów mających wydłużone terminy płatności podlega szczegółowej analizie sytuacji finansowej.

Maksymalna ekspozycja na ryzyko kredytowe w odniesieniu do poszczególnych klas aktywów finansowych posiadanych przez Grupę jest równa ich wartościom księgowym (nota [12.7.2](#). i [12.12.1](#)).

Opis praktyk zarządzania ryzykiem kredytowym (w tym: przyjęta definicja niewypłacalności) oraz opis danych wejściowych, założeń oraz techniki szacowania przyjętych na potrzeby zastosowania modelu oczekiwanych strat kredytowych zostały zawarte w nocie [12.7.2](#) (należności handlowe) oraz [12.12.1](#) (pozostałe aktywa finansowe).

14.2 Rachunkowość zabezpieczeń

WYBRANE ZASADY RACHUNKOWOŚCI

Rachunkowość zabezpieczeń

W obszarze rachunkowości zabezpieczeń Grupa stosuje wymogi MSSF 9.

W Grupie występują dwa rodzaje powiązań zabezpieczających: zabezpieczenie przepływów pieniężnych oraz zabezpieczenie wartości godziwej.

Zabezpieczenia wartości godziwej

W przypadku stosowania rachunkowości zabezpieczeń wartości godziwej, Grupa ujmuje zyski lub straty wynikające z przeszacowania wartości godziwej pochodnego instrumentu zabezpieczającego w wyniku finansowym, oraz koryguje wartość księgową pozycji zabezpieczanej o zyski lub straty związane z pozycją zabezpieczaną, wynikające z zabezpieczanego ryzyka i ujmuje je w wyniku finansowym (w tej samej pozycji, w której są ujmowane zabezpieczające instrumenty pochodne). Skumulowana korekta wyceny pozycji zabezpieczanej z tytułu zabezpieczanego ryzyka jest przenoszona do wyniku finansowego w momencie, gdy realizacja pozycji zabezpieczanej ma wpływ na wynik finansowy.

Zabezpieczenia przepływów pieniężnych

W przypadku stosowania rachunkowości zabezpieczeń przepływów pieniężnych, Grupa ujmuje w innych całkowitych dochodach część zysków lub strat związanych z instrumentem zabezpieczającym, która stanowi efektywne zabezpieczenie (tj. część, która kompensuje się ze zmianą kapitału z tytułu stosowania rachunkowości zabezpieczeń), natomiast nieefektywną część ujmuje w wyniku finansowym (pozostałe przychody/ koszty operacyjne).

Grupa ocenia efektywność zabezpieczenia przepływów pieniężnych zarówno w momencie ustanowienia zabezpieczenia jak i w okresach późniejszych, co najmniej na koniec okresu sprawozdawczego.



Do oceny efektywności zabezpieczenia Grupa wykorzystuje metody statystyczne, w tym w szczególności metodę bezpośredniej kompensaty.

Weryfikacja spełnienia warunków w zakresie efektywności powiązania dokonywana jest na bazie prospektywnej, w oparciu o analizę jakościową. Jeśli to konieczne, Grupa wykorzystuje analizę ilościową (metoda regresji liniowej) w celu potwierdzenia istnienia ekonomicznego powiązania pomiędzy instrumentem zabezpieczającym i pozycją zabezpieczaną.

W przypadku zabezpieczenia ryzyka walutowego, gdy Grupa oddziela element terminowy (forward) od elementu bieżącego (spot) kontraktu forward i wyznacza jedynie element bieżący (spot) jako instrument zabezpieczający, wtedy w odniesieniu do elementu terminowego ujmuje zmiany wartości elementu terminowego w odrębnym składniku kapitału – koszcie zabezpieczenia.

Jeśli zabezpieczenie planowanej transakcji skutkuje ujęciem składnika aktywów niefinansowych (zapasy, wartości niematerialne), Grupa wyłącza zyski lub straty z kapitału z tytułu stosowania rachunkowości zabezpieczeń i włącza je do początkowego kosztu nabycia składnika aktywów. W każdym innym przypadku, zyski lub straty przeklasyfikowuje się z kapitału z tytułu stosowania rachunkowości zabezpieczeń do odpowiedniej pozycji wyniku finansowego (przychody, koszty wytworzenia) w tym samym okresie albo w okresach, w których zabezpieczane oczekiwane przyszłe przepływy pieniężne mają wpływ na wynik finansowy. W odniesieniu do zabezpieczenia ryzyka walutowego, Grupa przeprowadza przeklasyfikowanie kwot zmian elementu terminowego skumulowanych w odrębnym składniku kapitału własnego – koszcie zabezpieczenia do wyniku finansowego (pozostałe przychody/koszty operacyjne) jako korektę wynikającą z przeklasyfikowania w tym samym okresie lub okresach, w których zabezpieczane oczekiwane przepływy pieniężne wpływają na wynik finansowy.

Grupa zaprzestaje stosowania zasad rachunkowości zabezpieczeń przepływów pieniężnych jeżeli powiązanie (lub jego część) przestaje spełniać kryteria rachunkowości zabezpieczeń, w tym w szczególności, gdy realizacja pozycji zabezpieczanej przestaje być wysoce prawdopodobna, instrument zabezpieczający wygasa, zostaje sprzedany, rozwiązany lub wykonany lub następuje zmiana celu zarządzania ryzykiem, a ustanowione powiązanie nie realizuje nowego celu zarządzania ryzykiem. Jeśli Grupa zaprzestaje stosowania rachunkowości zabezpieczeń w odniesieniu do zabezpieczenia przepływów pieniężnych, wtedy jeżeli Grupa wciąż oczekuje, że nastąpią zabezpieczane przyszłe przepływy pieniężne, kwota ta pozostaje w pozycji kapitał z tytułu stosowania rachunkowości zabezpieczeń, dopóki przyszłe przepływy pieniężne nie nastąpią. Jeżeli Grupa nie oczekuje już, że nastąpią zabezpieczane przyszłe przepływy pieniężne, przeprowadza natychmiastowe przeklasyfikowanie skumulowanej kwoty z kapitału z tytułu stosowania rachunkowości zabezpieczeń do wyniku finansowego jako korektę wynikającą z przeklasyfikowania.

PROFESJONALNY OSĄD

Instrumenty finansowe

Zarząd dokonuje osądu w zakresie oceny charakteru i zakresu ryzyka związanego z instrumentami finansowymi oraz zastosowania rachunkowości zabezpieczeń.



(w mln PLN)

W zamieszczonej poniżej tabeli przedstawiono podsumowanie wykorzystywanych przez Grupę strategii zabezpieczeń ryzyka rynkowego wraz z syntetycznym opisem odpowiadających im stosowanych rodzajów rachunkowości zabezpieczeń.

Strategie zabezpieczające w ramach rachunkowości zabezpieczeń wykorzystywane w 2025 roku	Komponent	Rodzaj powiązania
Niedopasowanie czasowe na zakupach ropy, która jest zabezpieczana do planowanego okresu przerobu ropy i sprzedaży produktów oraz zapasów ponadnormatywnych	Komponent ryzyka Brent DTD, będący elementem przyszłego zakupu ropy; pozycja identyfikowana na podstawie dostaw ropy z miesiąca realizacji/dostawy transakcji zabezpieczającej według kolejności ich otrzymania Komponent ryzyka Brent, będący elementem składowym sprzedaży oleju napędowego; pozycja identyfikowana na podstawie faktur sprzedażowych wystawionych w miesiącu realizacji/dostawy transakcji zabezpieczającej według kolejności ich wystawienia. Komponent ryzyka EBOB / ULSD / 3,5PCT, będący elementem składowym sprzedaży benzyny / oleju napędowego / oleju opałowego; pozycja identyfikowana na podstawie faktur sprzedażowych wystawionych w miesiącu realizacji/dostawy transakcji zabezpieczającej według kolejności ich wystawienia.	zabezpieczenie przepływów pieniężnych
Sprzedaż produktów denominowanych /indeksowanych w walutach obcych	Faktury dotyczące sprzedaży denominowanej w walucie obcej lub indeksowanej do kursu waluty obcej wystawione w dniu zapadalności transakcji Forward i dniach kolejnych według kolejności ich wystawienia; wartość nominalna w walucie obcej do wysokości wartości nominalnej instrumentu zabezpieczającego w walucie obcej.	zabezpieczenie przepływów pieniężnych
Zakupy towarów denominowanych w walucie obcej lub indeksowanych do kursu waluty obcej	Zakup towarów denominowanych w walucie obcej lub indeksowanych do kursu waluty obcej otrzymanych w dniu zapadalności transakcji Forward i dniach kolejnych według kolejności ich dostarczenia; wartość nominalna w walucie obcej do wysokości wartości nominalnej instrumentu zabezpieczającego w walucie obcej.	zabezpieczenie przepływów pieniężnych
Zakup gazu ziemnego skroplonego LNG po cenach indeksowanych	Wolumen ekspozycji zakupu gazu skroplonego LNG po cenach wyrażonych w indeksie Henry Hub	zabezpieczenie przepływów pieniężnych
Sprzedaż i zakup gazu ziemnego po cenach indeksowanych	Komponent ryzyka wynikający z kontraktów sprzedaży i zakupu gazu po cenach opartych o indeksy gazowe z rynku europejskiego skorelowane z indeksem TTF (komponent indeksu TTF)	zabezpieczenie przepływów pieniężnych
Zabezpieczenie cen uprawnień do emisji CO ₂	Zabezpieczenie ceny zakupu uprawnień do emisji CO ₂ wynikających z fizycznego zakupu uprawnień, koniecznych do realizacji obowiązku rozliczenia emisji (wysokie prawdopodobieństwo prognozowanych przyszłych transakcji zakupu uprawnień CO ₂ przez Grupę).	zabezpieczenie przepływów pieniężnych
Sprzedaż asfaltu w cenie stałej	Komponent ryzyka Brent / Fuel Oil / Gas Oil, będący elementem składowym bezwarunkowego i wiążącego zobowiązania komercyjnego z zawartej transakcji sprzedaży w cenie stałej.	zabezpieczenie wartości godziwej

Obecnie źródłami nieefektywności w przypadku stosowania rachunkowości zabezpieczeń dla ryzyka walutowego jest różnica pomiędzy terminem zapadalności dla instrumentu zabezpieczającego, przypadającego na ostatnie dni robocze miesiąca M-1 a terminem zapadalności pozycji zabezpieczanej, gdzie przychody ze sprzedaży produktów petrochemicznych i rafineryjnych realizowane są w pierwszych kolejnych dniach danego miesiąca M lub różnica między wartością początkową instrumentu zabezpieczającego i pozycji zabezpieczanej.

Natomiast w przypadku ryzyka towarowego źródła nieefektywności wynikają z wyznaczonych na pozycję zabezpieczaną komponentów ryzyka, będących elementem składowym uprawdopodobnionego planowanego przyszłego zakupu ropy, sprzedaży i kupna gazu a instrumentami zabezpieczającymi opartymi wyłącznie o indeksy towarowe sprzedawanych produktów rafineryjnych oraz instrumentami zabezpieczającymi opartymi o europejski indeks gazowy TTF.

Grupa identyfikuje istnienie relacji ekonomicznej pomiędzy instrumentem zabezpieczającym a pozycją zabezpieczaną w oparciu o zgodność kluczowych parametrów, w szczególności waluty rozliczenia, referencyjnych indeksów cenowych towarów, wolumenów, kwot nominalnych, terminów realizacji oraz zapadalności wynikających z odpowiadających im przepływów pieniężnych. Efektywność zabezpieczenia jest oceniana poprzez analizę czy instrument pochodny wyznaczony w danej relacji zabezpieczającej jest oczekiwany jako skuteczny oraz czy był skuteczny w kompensowaniu zmian przepływów pieniężnych pozycji zabezpieczanej na datę ustanowienia powiązania zabezpieczającego a także na każdą datę pomiaru efektywności, przy zastosowaniu metody hipotetycznego instrumentu.

We wszystkich strategiach zabezpieczających w ramach rachunkowości zabezpieczeń wykorzystywanych w 2025 roku Grupa stosowała wskaźnik zabezpieczenia na poziomie 1:1.

Informacja o instrumentach zabezpieczających

W poniższej tabeli zaprezentowano analizę wymagalności dla istotnych instrumentów zabezpieczających przepływy pieniężne, sporządzoną według wartości nominalnych transakcji wraz ze średnioważonymi cenami wykonania.



(w mln PLN)

2025

Rodzaj ryzyka / typ instrumentu	Jednostka miary	do 1 roku	powyżej 1 do 3 lat	powyżej 3 do 5 lat
Ryzyko walutowe				
Forwardy walutowe - (transakcje kupna)				
Nominał	USD	39 984 047	29 100 907	-
Średni kurs USD/PLN		3,88	3,82	-
Forwardy walutowe - (transakcje sprzedaży)				
Nominał	EUR	419 000 000	252 000 000	38 000 000
Średni kurs EUR/CZK		27,83	26,07	26,23
Nominał	EUR	628 882 048	1 265 037 852	1 078 351 528
Średni kurs EUR/PLN		5,22	5,27	4,81
Ryzyko towarowe				
Swapy towarowe - (transakcje sprzedaży)				
Ropa naftowa				
Wolumen	BBL	9 452 000	-	-
Średnia cena (USD/BBL)		61,94	-	-
Gaz ziemny				
Wolumen	MWh	37 871 025	43 242 830	-
Średnia cena (EUR/MWh)		35,77	29,67	-
Swap towarowy - (transakcje kupna)				
Ropa naftowa				
Wolumen	BBL	1 013 000	-	-
Średnia cena		63,90	-	-
Gaz ziemny				
Wolumen	MWh	9 346 745	-	-
Średnia cena (EUR/MWh)		28,64	-	-
Gaz ziemny				
Wolumen	mmBtu	146 013 798	118 440 000	-
Średnia cena (USD/mmBtu)		4,08	3,97	-
Futures towarowy CO2 - (transakcje kupna)				
Wolumen	MT	23 147 000	6 228 000	-
Średnia cena (EUR/EUA)		80,01	80,46	-

2024

Rodzaj ryzyka / typ instrumentu	Jednostka miary	do 1 roku	powyżej 1 do 3 lat	powyżej 3 do 5 lat
Ryzyko walutowe				
Forwardy walutowe - (transakcje kupna)				
Nominał	USD	53 186 454	18 067 636	-
Średni kurs USD/PLN		4,14	4,07	-
Forwardy walutowe - (transakcje sprzedaży)				
Nominał	EUR	460 000 000	449 000 000	222 000 000
Średni kurs EUR/CZK		27,76	27,64	26,22
Nominał	EUR	555 985 879	1 712 500 000	586 000 000
Średni kurs EUR/PLN		4,81	5,32	4,89
Ryzyko towarowe				
Swapy towarowe - (transakcje sprzedaży)				
Ropa naftowa				
Wolumen	BBL	7 844 000	-	-
Średnia cena (USD/BBL)		72,77	-	-
Gaz ziemny				
Wolumen	MWh	9 510 420	2 023 680	-
Średnia cena (EUR/MWh)		41,31	40,82	-
Swap towarowy - (transakcje kupna)				
Gaz ziemny				
Wolumen	MWh	1 686 580	-	-
Średnia cena (EUR/MWh)		35,44	-	-
Gaz ziemny				
Wolumen	mmBtu	62 389 500	-	-
Średnia cena (USD/mmBtu)		3,29	-	-
Futures towarowy - CO2 (transakcje kupna)				
Wolumen	MT	18 140 000	2 808 000	-
Średnia cena (EUR/EUA)		69,32	68,76	-



(w mln PLN)

Planowana data realizacji zabezpieczanego przepływu pieniężnego

	31/12/2025	31/12/2024
Ekspozycja walutowa operacyjna	2026-2030	2025-2030
Ekspozycja na ryzyko towarowe	2026-2028	2025-2027

Skutki rachunkowości zabezpieczeń dla sytuacji finansowej i wyników

Poniższa tabela przedstawia wartość bilansową instrumentów zabezpieczających w podziale na kategorie ryzyka wraz ze zmianą wartości godziwej. Instrumenty zabezpieczające prezentowane są w sprawozdaniu z sytuacji finansowej w pozycji Pozostałe aktywa/zobowiązania finansowe w nocie [12.12.1](#) i [12.12.2](#).

2025

Typ powiązania / rodzaj ryzyka / typ instrumentu	Kupno (K) / Sprzedaż (S)	Strategie zabezpieczające w ramach zabezpieczenia przepływów pieniężnych	Jednostka miary	Nominał / wolumen 31/12/2025	Aktywa 31/12/2025	Zobowiązania 31/12/2025	Zmiany wartości godziwej (jako podstawa do ustalenia części nieefektywnej w danym okresie)
Zabezpieczenie przepływów pieniężnych							
Ryzyko walutowe							
EUR/PLN	S	sprzedaż produktów denominowanych/indeksowanych	EUR	2 972 271 428	1 959	-	663
EUR/CZK	S	w walutach obcych dostawy za zakupy	EUR	709 000 000	308	-	(93)
USD/PLN	K	denominowane w walucie obcej lub indeksowane do kursu waluty obcej	USD	69 084 954	-	16	(19)
					2 267	16	551
Ryzyko towarowe							
Ropa naftowa	S	niedopasowanie czasowe na zakupach ropy / zabezpieczenie zapasów ponadnormatywnych	BBL	9 452 000	17	15	75
Ropa naftowa	K		BBL	1 013 000	-	12	(12)
Uprawnienia do emisji CO2	K	zabezpieczenie ceny zakupu uprawnień do emisji CO2	MT	29 375 000	893	1	535
Gaz ziemny	S	sprzedaż gazu ziemnego po cenach indeksowanych	MWh	81 113 855	747	2	951
Gaz ziemny	K	zakup gazu ziemnego po cenach indeksowanych	MWh	9 346 935			
Gaz ziemny	K	zakup gazu ziemnego skroplonego LNG po cenach indeksowanych	mmBtu	264 453 798	73	370	(373)
					1 730	400	1 176
Pozostałe					5	-	6
					4 002	416	1 733

2024

Typ powiązania / rodzaj ryzyka / typ instrumentu	Kupno (K) / Sprzedaż (S)	Strategie zabezpieczające w ramach zabezpieczenia przepływów pieniężnych	Jednostka miary	Nominał / wolumen 31/12/2024	Aktywa 31/12/2024	Zobowiązania 31/12/2024	Zmiany wartości godziwej (jako podstawa do ustalenia części nieefektywnej w danym okresie)
Zabezpieczenie przepływów pieniężnych							
Ryzyko walutowe							
EUR/PLN	S	sprzedaż produktów denominowanych/indeksowanych	EUR	2 854 485 879	1 314	18	(26)
EUR/CZK	S	w walutach obcych dostawy za zakupy	EUR	1 131 000 000	402	1	(137)
USD/PLN	K	denominowane w walucie obcej lub indeksowane do kursu waluty obcej	USD	71 254 090	7	4	34
					1 723	23	(129)
Ryzyko towarowe							
Ropa naftowa	S	niedopasowanie czasowe na zakupach ropy / zabezpieczenie zapasów ponadnormatywnych	BBL	7 844 000	4	77	(122)
Uprawnienia do emisji CO2	K	zabezpieczenie ceny zakupu uprawnień do emisji CO2	MT	20 948 000	373	16	98
Gaz ziemny	S	sprzedaż gazu ziemnego po cenach indeksowanych	MWh	11 534 100	(1)	205	(446)
Gaz ziemny	K	zakup gazu ziemnego po cenach indeksowanych	MWh	1 686 580			
Gaz ziemny	K	zakup gazu ziemnego skroplonego LNG po cenach indeksowanych	mmBtu	62 389 500	82	6	86
					458	304	(384)
Pozostałe					-	1	(193)
					2 181	328	(706)



(w mln PLN)

Poniżej zaprezentowano zmiany wartości godziwej pozycji zabezpieczanych (r/r), stosowanych jako podstawa ujęcia nieefektywności zabezpieczenia w danym okresie oraz przypisaną do pozycji zabezpieczanych wartość kapitału z tytułu stosowania rachunkowości zabezpieczeń dla kontynuowanych zabezpieczeń.

2025

Rodzaj ryzyka / typ pozycji	Zmiany wartości godziwej pozycji zabezpieczanej (jako podstawa do ustalenia części nieefektywnej w danym okresie - pozycja pozabilansowa)	Kapitał z tytułu stosowania rachunkowości zabezpieczeń (wartość brutto) dla powiązań pozostających w rachunkowości zabezpieczeń
Ryzyko walutowe (EUR)		
Przyszłe przychody ze sprzedaży	(472)	869
Ryzyko walutowe (USD)		
Przyszłe koszty wytworzenia	28	(10)
	(444)	859
Ryzyko towarowe		
Zapasy	764	(527)
Przyszłe przychody ze sprzedaży	(1 726)	1 386
Przyszłe koszty wytworzenia	(3)	3
Wartości niematerialne	(535)	892
	(1 500)	1 754
	(1 944)	2 613

2024

Rodzaj ryzyka / typ pozycji	Zmiany wartości godziwej pozycji zabezpieczanej (jako podstawa do ustalenia części nieefektywnej w danym okresie - pozycja pozabilansowa)	Kapitał z tytułu stosowania rachunkowości zabezpieczeń (wartość brutto) dla powiązań pozostających w rachunkowości zabezpieczeń
Ryzyko walutowe (EUR)		
Przyszłe przychody ze sprzedaży	423	1 204
Przyszłe koszty wytworzenia	3	-
Ryzyko walutowe (USD)		
Przyszłe koszty wytworzenia	(29)	1
	397	1 205
Ryzyko towarowe		
Zapasy	(20)	(142)
Przyszłe przychody ze sprzedaży	368	(113)
Wartości niematerialne	(65)	357
	283	102
	680	1 307

Wpływ rachunkowości zabezpieczeń przepływów pieniężnych na sprawozdanie z zysków lub strat i inne całkowite dochody

2025

Rodzaj ryzyka / typ pozycji	Zyski lub straty z tytułu zabezpieczenia dla okresu sprawozdawczego ujęte w innych całkowitych dochodach	Nieefektywność zabezpieczenia ujęta w wyniku finansowym w okresie	Kwota przeklasyfikowana z innych całkowitych dochodów do wyniku finansowego jako korekta z tytułu przeklasyfikowania, ze względu na realizację pozycji zabezpieczanej	Pozycja w wyniku finansowym, która zawiera korektę z tytułu przeklasyfikowania
Ryzyko walutowe (EUR/PLN)				
forwady walutowe	(336)	-	542	Przychody ze sprzedaży
forwady walutowe	-	-	(1)	Koszty wytworzenia (operacyjne)
forwady walutowe	895	-	(41)	Pozostałe przychody / koszty operacyjne
Ryzyko walutowe (USD/PLN)				
forwady walutowe	(12)	-	(28)	Koszty wytworzenia (operacyjne)
forwady walutowe	(7)	-	(1)	Pozostałe przychody / koszty operacyjne
	540	-	471	
Ryzyko towarowe				
swapy towarowe	(385)	2	(723)	Zapasy
swapy towarowe	1 500	-	362	Przychody ze sprzedaży
swapy towarowe	3	-	2	Koszty wytworzenia (operacyjne)
futures towarowy	534	-	292	Wartości niematerialne
	1 652	2	(67)	
	2 192	2	404	

W składnikach innych całkowitych dochodów dotyczących kapitału z tytułu stosowania rachunkowości zabezpieczeń brutto w kwocie 3 084 PLN Grupa ujmuje zyski lub straty w kwocie 2 192 mln PLN ujęte w 2025 roku oraz rozliczone instrumenty zabezpieczające oczekujące na pozycję zabezpieczaną w kwocie 892 mln PLN w tym 897 mln PLN dotyczące 2025 roku i (5) mln PLN rozliczone z poprzedniego roku.



(w mln PLN)

2024

Rodzaj ryzyka / typ pozycji	Zyski lub straty z tytułu zabezpieczenia dla okresu sprawozdawczego ujęte w innych całkowitych dochodach	Niefektywność zabezpieczenia ujęta w wyniku finansowym w okresie	Kwota przeklasyfikowana z innych całkowitych dochodów do wyniku finansowego jako korekta z tytułu przeklasyfikowania, ze względu na realizację pozycji zabezpieczanej	Pozycja w wyniku finansowym, która zawiera korektę z tytułu przeklasyfikowania
Ryzyko walutowe (EUR/PLN)				
forwady walutowe	195	-	782	Przychody ze sprzedaży
forwady walutowe	-	-	2	Koszty wytworzenia (operacyjne)
forwady walutowe	(393)	-	(166)	Pozostałe przychody / koszty operacyjne
Ryzyko walutowe (USD/PLN)				
forwady walutowe	24	-	(36)	Koszty wytworzenia (operacyjne)
forwady walutowe	-	-	(162)	Zapasy
forwady walutowe	9	-	5	Pozostałe przychody / koszty operacyjne
	(165)	-	425	
Ryzyko towarowe				
swapy towarowe	239	-	(243)	Zapasy
swapy towarowe	(3 028)	-	2 508	Przychody ze sprzedaży
swapy towarowe	-	(8)	-	Pozostałe przychody i koszty operacyjne
futures towarowy	98	-	(182)	Wartości niematerialne
	(2 691)	(8)	2 083	
	(2 856)	(8)	2 508	

Pozycja Zyski lub straty z tytułu zabezpieczenia dla okresu sprawozdawczego ujęte w innych całkowitych dochodach dotyczy rozpoznanej w okresie części efektywnej oraz kosztów zabezpieczenia dla zawartych instrumentów zabezpieczających. Wartość ta prezentowana jest w ramach kapitałów z tytułu stosowania rachunkowości zabezpieczeń.

W 2025 i 2024 roku nie wystąpiły korekty z tytułu przeklasyfikowania dotyczące pozycji, dla których stosowano uprzednio rachunkowość zabezpieczeń, ale w przypadku których nie oczekuje się już wystąpienia zabezpieczanych przyszłych przepływów pieniężnych.

Uzgodnienie kapitału z tytułu stosowania rachunkowości zabezpieczeń

Poniżej przedstawiono uzgodnienie zmian w okresie pozycji kapitałów z tytułu stosowania rachunkowości zabezpieczeń z uwzględnieniem wpływu podatku dochodowego odroczonego oraz bieżącego.

2025

Kapitał z tytułu stosowania rachunkowości zabezpieczeń	Część efektywna zmiany wartości godziwej	Część efektywna z tytułu rozliczenia instrumentów	Koszt zabezpieczenia związany z wystąpieniem transakcji	Razem
Ryzyko walutowe				
01/01/2025	1 205	(2)	646	1 849
Wpływ wyceny (część skuteczna)	154	-	827	981
Reklasyfikacja do wyniku finansowego w związku z realizacją pozycji zabezpieczanej, w tym:	(500)	(13)	42	(471)
reklasyfikacja instrumentów z poprzedniego roku	-	(13)	(17)	(30)
Instrumenty do rozliczenia	-	47	44	91
31/12/2025	859	32	1 559	2 450
Ryzyko towarowe				
01/01/2025	102	(56)	-	46
Wpływ wyceny (część skuteczna)	1 610	-	n/d	1 610
Reklasyfikacja do wyniku finansowego w związku z realizacją pozycji zabezpieczanej	(364)	-	n/d	(364)
reklasyfikacja instrumentów z poprzedniego roku	-	-	n/d	-
Reklasyfikacja do wartości bilansowych w związku z realizacją pozycji zabezpieczanej, w tym:	406	25	-	431
reklasyfikacja instrumentów z poprzedniego roku	-	25	n/d	25
Instrumenty do rozliczenia	-	806	n/d	806
31/12/2025	1 754	775	-	2 529
Kapitał brutto 01/01/2025	1 307	(58)	646	1 895
Podatek odroczoney	(269)	11	(128)	(386)
Kapitał netto 01/01/2025	1 038	(47)	518	1 509
Kapitał brutto 31/12/2025	2 613	807	1 559	4 979
Podatek odroczoney	(533)	(778)	(223)	(1 534)
Podatek bieżący	-	625	(8)	617
Kapitał netto 31/12/2025	2 080	654	1 328	4 062



(w mln PLN)

2024

Kapitał z tytułu stosowania rachunkowości zabezpieczeń	Część efektywna zmiany wartości godziwej	Część efektywna z tytułu rozliczenia instrumentów	Koszt zabezpieczenia związany z wystąpieniem transakcji	Razem
Ryzyko walutowe				
01/01/2024	983	(63)	1 046	1 966
Wpływ wyceny (część skuteczna)	824	-	(584)	240
Reklasyfikacja w związku z realizacją pozycji zabezpieczanej, w tym:	(600)	14	161	(425)
reklasyfikacja instrumentów z poprzedniego roku	-	14	(36)	(22)
Instrumenty do rozliczenia	-	47	23	70
Rozliczenie części nieefektywnej	(2)	-	-	(2)
31/12/2024	1 205	(2)	646	1 849
Ryzyko towarowe				
01/01/2024	2 793	(76)	-	2 717
Wpływ wyceny (część skuteczna)	(542)	-	n/d	(542)
Reklasyfikacja w związku z realizacją pozycji zabezpieczanej	(2 053)	(30)	n/d	(2 083)
Instrumenty do rozliczenia	-	50	n/d	50
Rozliczenie części nieefektywnej	(96)	-	n/d	(96)
31/12/2024	102	(56)	-	46
Kapitał brutto 01/01/2024	3 776	(139)	1 046	4 683
Podatek odroczony	(744)	26	(198)	(916)
Kapitał netto 01/01/2024	3 032	(113)	848	3 767
Kapitał brutto 31/12/2024	1 307	(58)	646	1 895
Podatek odroczony	(269)	11	(128)	(386)
Kapitał netto 31/12/2024	1 038	(47)	518	1 509



15. POZOSTAŁE NOTY OBJAŚNIAJĄCE

15.1 Posiadane koncesje

Grupa prowadzi działalność gospodarczą, która ze względu na interes publiczny wymaga posiadania koncesji

31/12/2025	Okresy pozostałe do wygaśnięcia koncesji (w latach)
Energia ciepła: wytwarzanie, przesyłanie, dystrybucja, obrót	4-25
Gaz ziemny: dystrybucja, obrót w kraju i zagranicą	4-15
Paliwa ciekłe: wytwarzanie, przesyłanie, magazynowanie, przeładunek, obrót w kraju i zagranicą	2-15
Energia elektryczna: wytwarzanie, dystrybucja, obrót	1-25
Bezzbiornikowe magazynowanie ropy naftowej i paliw płynnych	4
Złoża soli kamiennej: eksploatacja	7
Poszukiwanie i rozpoznanie oraz wydobywanie złóż ropy naftowej i gazu ziemnego	22-35
Poszukiwanie i rozpoznanie oraz wydobywanie metanu występującego w złożu węgla kamiennego	29
Eksploatacja gazu ziemnego	2-25
Eksploatacja ropy naftowej	26
Podziemne magazynowanie gazu	32
Ochrona osób i mienia	bezterminowo

Na 31 grudnia 2025 i 31 grudnia 2024 roku Grupa nie posiadała zobowiązań umownych na usługi koncesjonowane zgodnie z interpretacją KIMSF 12 - Umowy na usługi koncesjonowane.

Oplaty koncesyjne, ponoszone z tytułu posiadanych koncesji na prowadzenie działalności, w tym uzyskanych zgodnie z postanowieniami Prawa energetycznego oraz przepisów wykonawczych wydanych na podstawie tej ustawy są ujmowane w ramach kosztów działalności operacyjnej w pozycji Podatki i opłaty. Wydatki z tytułu koncesji wynikających z prawa geologicznego i górniczego, w szczególności nabywanych koncesji na poszukiwanie i rozpoznanie złóż ropy naftowej i gazu ziemnego aktywowane są w ramach rzeczowych aktywów trwałych jako element realizowanych nakładów dotyczących działalności poszukiwań i wydobywania zasobów mineralnych.

15.2 Leasing

WYBRANE ZASADY RACHUNKOWOŚCI

Grupa jako leasingobiorca

Prawa wynikające z umów leasingu, najmu, dzierżawy oraz innych umów, które spełniają definicję leasingu zgodnie z wymogami MSSF 16 są ujmowane jako aktywa z tytułu praw do użytkowania bazowych składników aktywów w ramach aktywów trwałych oraz drugostronnie jako zobowiązania z tytułu leasingu.

Początkowe ujęcie i wycena

Grupa ujmuje składnik aktywów z tytułu praw do użytkowania oraz zobowiązanie z tytułu leasingu w dacie rozpoczęcia leasingu. W dacie rozpoczęcia Grupa wycenia składnik aktywów z tytułu praw do użytkowania według kosztu.

Koszt składnika aktywów z tytułu praw do użytkowania obejmuje:

- 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 bezpośrednie poniesione przez Grupę, oraz
- szacunek kosztów, które mają zostać poniesione przez Grupę 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.

W przypadku, gdy warunkiem ciągłego wykorzystywania składnika aktywów z tytułu praw do użytkowania jest przeprowadzanie istotnych okresowych przeglądów lub remontów Grupa kapitalizuje koszty jego przeprowadzenia jako komponent leasingowanego aktywa, który jest amortyzowany do czasu rozpoczęcia kolejnego przeglądu lub remontu. Skapitalizowane koszty komponentów remontowych w trakcie ich realizacji są wykazywane jako Prawa do użytkowania aktywów w przygotowaniu, a po ich zakończeniu prezentowane są w ramach tych samych kategorii, co składnik aktywów z tytułu praw do użytkowania którego dotyczą.

W przypadku jeśli przegląd lub remont leasingowanego aktywa wymagany jest przez warunki podpisanej umowy leasingowej (dotyczy na przykład taboru kolejowego), Grupa tworzy rezerwę na przyszłe koszty przeprowadzenia najbliższego planowanego przeglądu lub remontu i ujmuje ją jako komponent leasingowanego aktywa w dniu jego początkowego ujęcia, a następnie w dniu rozpoczęcia kolejnego wymaganego umową przeglądu lub remontu. Komponent powinien zostać całkowicie zamortyzowany do czasu rozpoczęcia kolejnego wymaganego umową przeglądu lub remontu, a poniesione wydatki rozliczone jako wykorzystanie rezerwy.

Opłaty leasingowe zawarte w wycenie zobowiązania z tytułu leasingu obejmują:

- 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 Grupa skorzysta z opcji kupna;



(w mln PLN)

- kary pieniężne za wypowiedzenie leasingu, chyba że można z wystarczającą pewnością założyć, że Grupa nie skorzysta z opcji wypowiedzenia.

Oplaty zmienne, które nie zależą od indeksu lub stawki nie są wliczane do wartości zobowiązania z tytułu leasingu. Opłaty te są ujmowane w rachunku wyników w okresie zaistnienia zdarzenia, które powoduje ich wymagalność.

W dacie rozpoczęcia, zobowiązanie z tytułu leasingu jest wyceniane w wysokości wartości bieżącej opłat leasingowych pozostających do zapłaty w tej dacie, zdyskontowanych z zastosowaniem krańcowych stóp procentowych leasingobiorcy.

Grupa nie dyskontuje zobowiązań z tytułu leasingu przy użyciu stóp procentowych leasingu, gdyż dla celów określenia tej stopy wymagane byłyby informacje na temat niegwarantowanej wartości końcowej przedmiotu leasingu jak również bezpośrednich kosztów poniesionych przez leasingodawcę, czyli informacji, które mogą być znane tylko leasingodawcy.

Grupa uznaje umowy dotyczące prawa do korzystania z podziemnych części gruntu, w której umieszczone są ropociągi i gazociągi, umowy dotyczące służebności przesyłu dla potrzeb posadowienia urządzeń elektroenergetycznych w postaci kabli na nieruchomościach, jak również umowy dające Grupie prawo do korzystania z przestrzeni nad nieruchomością zajmowaną przez zachodzące łopaty wirnika turbiny wiatrowej za umowy leasingu. Ponoszone koszty niezbędne do rozpoczęcia korzystania ze służebności zwiększają wartość prawa do użytkowania.

Ustalenie krańcowej stopy leasingobiorcy

Krańcowe stopy procentowe zostały określone jako suma:

- a. stopy wolnej od ryzyka, wyznaczonej na bazie IRS zgodnie z okresem zapadalności stopy dyskonta i odpowiedniej stopy bazowej dla danej waluty, oraz
- b. premii za ryzyko kredytowe Grupy w oparciu o marżę kredytową wyliczoną z uwzględnieniem segmentacji ryzyka kredytowego wszystkich spółek, w których zostały zidentyfikowane umowy leasingowe.

Późniejsza wycena

Po dacie rozpoczęcia Grupa wycenia składnik aktywów z tytułu praw do użytkowania stosując model kosztu.

W konsekwencji Grupa wycenia składnik aktywów z tytułu praw do użytkowania według kosztu:

- a. pomniejszonego o łączne odpisy amortyzacyjne (umorzenie) i łączne odpisy aktualizujące z tytułu utraty wartości; oraz
- b. skorygowanego z tytułu jakiegokolwiek aktualizacji wyceny zobowiązania z tytułu leasingu nieskutkującej koniecznością ujęcia odrębnego składnika leasingu.

Po dacie rozpoczęcia Grupa wycenia zobowiązanie z tytułu leasingu poprzez:

- a. zwiększenie wartości bilansowej w celu odzwierciedlenia odsetek od zobowiązania z tytułu leasingu,
- b. zmniejszenie wartości bilansowej w celu uwzględnienia zapłaconych opłat leasingowych oraz
- c. zaktualizowanie wyceny wartości bilansowej w celu uwzględnienia wszelkiej ponownej oceny lub zmiany leasingu lub w celu uwzględnienia zaktualizowanych zasadniczo stałych opłat leasingowych.

Grupa aktualizuje wycenę zobowiązania z tytułu leasingu z powodu ponownej oceny gdy zaistnieje zmiana w przyszłych opłatach leasingowych wynikająca ze zmiany w indeksie lub stawce stosowanej do ustalenia opłat (np. zmieni się opłata w prawie wieczystego użytkowania), gdy zmieni się kwota, której zapłaty Grupa oczekuje w ramach gwarantowanej wartości końcowej lub jeżeli Grupa zmieni ocenę prawdopodobieństwa skorzystania z opcji kupna, przedłużenia lub wypowiedzenia leasingu.

Aktualizacja zobowiązania z tytułu leasingu koryguje również wartość składnika aktywów z tytułu praw do użytkowania. Jeżeli wartość bilansowa składnika aktywów z tytułu praw do użytkowania została zmniejszona do zera, dalsze zmniejszenie wyceny zobowiązania z tytułu leasingu Grupa ujmuje w zysku lub stracie.

Amortyzacja

Aktywa z tytułu praw do użytkowania są amortyzowane liniowo przez krótszy z dwóch okresów: okres leasingu lub okres użytkowania bazowego składnika aktywów, chyba, że Grupa posiada wystarczającą pewność, że uzyska tytuł własności przed upływem okresu leasingu – wówczas prawo do użytkowania amortyzuje się od dnia rozpoczęcia leasingu do końca okresu użytkowania składnika aktywów.

Szacowany okres użytkowania aktywów z tytułu praw do użytkowania jest określany w ten sam sposób jak w przypadku rzeczowych aktywów trwałych.

Grupa posiada umowy leasingu dotyczące głównie:

- a. Gruntów, w tym:
 - praw wieczystego użytkowania gruntów zawartych na czas określony do 99 lat,
 - gruntów pod stacje paliw i miejsca obsługi podróżnych zawartych na czas określony do 30 lat,
- b. Budynków i budowli, w tym stacji paliw, zbiorników magazynowych, powierzchni biurowych zawartych na czas określony do 30 lat.
- c. Środków transportu i pozostałych, w tym:
 - cystern kolejowych zawartych na czas określony od 3 do 10 lat,
 - samochodów osobowych zawartych na czas określony do 3 lat,
 - lokomotyw zawartych na czas określony do 3 lat.
 - statków do transportu skroplonego gazu ziemnego LNG na czas określony od 3 do 10 lat

Utrata wartości

Grupa stosuje MSR 36 „Utrata wartości aktywów” w celu określenia, czy składnik aktywów z tytułu praw do użytkowania utracił wartość oraz w celu ujęcia jakiegokolwiek zidentyfikowanej straty z tytułu utraty wartości.

Wyłączenia, uproszczenia i praktyczne rozwiązania w zakresie zastosowania MSSF 16

Wyłączenia

Następujące umowy w Grupie nie wchodzą w zakres MSSF 16:

- umowy leasingu dotyczące poszukiwań lub wykorzystania surowców naturalnych,
- umowy licencyjne udzielone objęte zakresem MSSF 15 - Przychody z tytułu umów z klientami oraz
- umowy leasingu aktywów niematerialnych objętych zakresem MSR 38.



Uproszczenia i praktyczne rozwiązania

Leasing krótkoterminowy

Grupa stosuje praktyczne rozwiązanie dla wszystkich klas aktywów w odniesieniu do umów leasingu krótkoterminowego, które charakteryzują się maksymalnym możliwym okresem trwania umów, włączając opcje ich odnowienia, o długości do 12 miesięcy. Uproszczenia dotyczące tych umów polegają na rozliczaniu opłat leasingowych jako kosztów:

- metodą liniową, przez okres trwania umowy leasingu, lub
- inną systematyczną metodą, jeżeli lepiej odzwierciedla ona sposób rozłożenia w czasie korzyści czerpanych przez korzystającego.

Leasing przedmiotów o niskiej wartości

Grupa nie stosuje ogólnych zasad ujmowania, wyceny i prezentacji zawartych w MSSF 16 do umów leasingu, których przedmiot ma niską wartość.

Za składniki aktywów o niskiej wartości uważa się te, które, gdy są nowe, mają wartość nie wyższą niż 5 000 USD lub ekwiwalentu w innej walucie według średniego kursu zamknięcia NBP na moment początkowego ujęcia dla każdej zawieranej umowy leasingu. Uproszczenia dotyczące tych umów polegają na rozliczaniu opłat leasingowych jako kosztów:

- metodą liniową, przez okres trwania umowy leasingu, lub
- inną systematyczną metodą, jeżeli lepiej odzwierciedla ona sposób rozłożenia w czasie korzyści czerpanych przez korzystającego.

Przedmiot umowy leasingu nie może być zaliczany do przedmiotów o niskiej wartości, jeżeli z jego charakteru wynika, że nowy (nieużywany) składnik aktywów ma zazwyczaj wysoką wartość. Jako przedmioty o niskiej wartości Grupa ujmuje np.: butle z gazem technicznym, ekspresy do kawy, drobny sprzęt biurowy oraz teleinformatyczny, inne małe elementy wyposażenia.

Bazowy składnik aktywów może mieć niską wartość tylko wtedy, gdy:

- Grupa może odnosić korzyści z użytkowania samego bazowego składnika aktywów lub wraz z innymi zasobami, które są dla niej łatwo dostępne, oraz
- bazowy składnik aktywów nie jest w dużym stopniu zależny od innych aktywów ani nie jest z nimi w dużym stopniu powiązany. Jeżeli Grupa przekazuje składnik aktywów w subleasing lub spodziewa się przekazania składnika aktywów w subleasing, wówczas główny leasing nie kwalifikuje się jako leasing składnika aktywów o niskiej wartości.

Ustalenie okresu leasingu: umowy na czas nieokreślony

Ustalając okres leasingu dla umów na czas nieokreślony Grupa określa czas trwania leasingu, który uznaje jako rozsądnie pewny ("reasonably certain") biorąc przy jego określaniu między innymi takie czynniki jak:

- poniesione nakłady w związku z daną umową lub
- potencjalne koszty związane z wypowiedzeniem umowy leasingu, w tym koszty pozyskania nowej umowy leasingu takie jak koszty negocjacji, koszty relokacji, koszty zidentyfikowania innego bazowego składnika aktywów odpowiadającego potrzebom leasingobiorcy, koszty zintegrowania nowego składnika aktywów z działalnością Grupy lub kary za wypowiedzenie i podobne koszty, w tym koszty związane ze zwrotem bazowego składnika aktywów w stanie określonym w umowie lub na miejsce wskazane w umowie lub
- istniejące plany biznesowe oraz inne istniejące umowy uzasadniające wykorzystanie leasingowanego przedmiotu w danym okresie.

W przypadku gdy koszty związane z wypowiedzeniem umowy leasingu są istotne, przyjmuje się okres leasingu równy przyjętemu okresowi amortyzacji podobnego środka trwałego o parametrach zbliżonych do przedmiotu leasingu.

W przypadku gdy poniesione nakłady w związku z daną umową są istotne, przyjmuje się okres leasingu równy oczekiwanemu okresowi czerpania korzyści ekonomicznych z tytułu wykorzystywania poniesionych nakładów.

Wartość poniesionych nakładów stanowi odrębny składnik aktywów od aktywa z tytułu praw do użytkowania.

Ponadto, w przypadku umów zawartych na czas nieokreślony, gdy leasingodawca i leasingobiorca mają prawo do wypowiedzenia umowy bez zgody drugiej strony i koszty wyjścia z umowy nie są istotne brany jest okres wypowiedzenia.

Wydzielanie komponentów nieleasingowych

Z umów, które zawierają komponenty leasingowe i nieleasingowe, Grupa dla wszystkich klas aktywów wydziela i ujmuje odrębnie komponenty nieleasingowe np. serwis składników aktywów stanowiących przedmiot umowy i alokuje odpowiednio wynagrodzenie na bazie warunków umowy, chyba że elementy nieleasingowe są uznane za nieistotne w kontekście całej umowy.

Grupa jako leasingodawca

Gdy Grupa występuje jako leasingodawca, w dacie rozpoczęcia klasyfikuje leasing jako leasing finansowy lub operacyjny.

Grupa, w celu klasyfikacji, dokonuje oceny czy następuje przeniesienie zasadniczo całego ryzyka i pożytków wynikających z posiadania bazowego składnika aktywów na leasingobiorcę. Jeżeli ma miejsce przeniesienie zasadniczo całego ryzyka i korzyści, leasing zostaje zaklasyfikowany jako leasing finansowy, w odwrotnej sytuacji – jako leasing operacyjny.

Ustalenie czy następuje przekazanie ryzyka i korzyści zależy od oceny istoty treści ekonomicznej transakcji.

W ramach oceny klasyfikacji leasingu Grupa rozważa pewne sytuacje, takie jak na przykład czy ma miejsce przeniesienie na leasingobiorcę własności danego składnika przed końcem okresu leasingu czy jaki jest stosunek okresu leasingu do ekonomicznego okresu użytkowania bazowego składnika aktywów, nawet jeżeli tytuł prawny nie ulega przeniesieniu.

Jeżeli umowa zawiera elementy leasingowe i nieleasingowe, Grupa alokuje wynagrodzenie w umowie do każdego elementu stosując MSSF 15.

W dacie rozpoczęcia leasingodawca ujmuje aktywa oddane w leasing finansowy w sprawozdaniu z sytuacji finansowej i prezentuje je jako należności w kwocie równej inwestycji leasingowej netto.

W dacie rozpoczęcia, opłaty leasingowe uwzględnione w wycenie inwestycji leasingowej netto obejmują następujące opłaty za prawo do użytkowania bazowego składnika aktywów podczas okresu leasingu, które nie są otrzymane w dacie rozpoczęcia:

- stałe opłaty leasingowe (w tym zasadniczo stałe opłaty leasingowe), pomniejszone o zachęty leasingowe przypadające do zapłaty,



(w mln PLN)

- b. 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,
- c. wszelkie gwarantowane wartości końcowe udzielone leasingodawcy przez leasingobiorcę, podmiot powiązany z leasingobiorcą lub niezależną osobą trzecią zdolną finansowo do wywiązania się ze swoich zobowiązań w ramach tej gwarancji,
- d. cenę wykonania opcji kupna, jeżeli można z wystarczającą pewnością założyć, że leasingobiorca skorzysta z tej opcji oraz
- e. kary pieniężne za wypowiedzenie leasingu, jeżeli w warunkach leasingu przewidziano, że leasingobiorca może skorzystać z opcji wypowiedzenia leasingu.

Jeżeli Grupa oddała do używania innej jednostce składnik aktywów na podstawie umowy leasingu finansowego, wartość bieżąca opłat leasingowych oraz niegwarantowanej wartości końcowej jest prezentowana jako należności, z podziałem na część krótkoterminową i długoterminową. Dyskontowanie opłat leasingowych oraz niegwarantowanej wartości końcowej odbywa się poprzez zastosowanie stopy procentowej leasingu, tj. stopy procentowej, która powoduje, że wartość bieżąca:

- a. opłat leasingowych oraz
- b. niegwarantowanej wartości końcowej równa się sumie:
 - wartości godziwej bazowego składnika aktywów oraz
 - wszelkich początkowych kosztów bezpośrednich poniesionych przez leasingodawcę.

Aktywa oddawane przez Grupę innym podmiotom do użytkowania na podstawie umowy leasingu operacyjnego zaliczane są do aktywów Grupy. Opłaty leasingowe z tytułu leasingów operacyjnych są ujmowane liniowo przez okres leasingu jako przychody ze sprzedaży produktów i usług.

Umowy subleasingu

W przypadku subleasingu, Grupa działa zarówno jako leasingobiorca, jak i leasingodawca w stosunku do tego samego bazowego składnika aktywów. Takie umowy są klasyfikowane jako leasing operacyjny bądź finansowy, na podstawie analizy takich samych kryteriów, jakie stosuje leasingodawca, ale są one rozpatrywane w odniesieniu do prawa do użytkowania w leasingu głównym (a nie w stosunku do bazowego składnika aktywów). Jeżeli główny leasing jest leasingiem krótkoterminowym, Grupa klasyfikuje subleasing jako leasing operacyjny.

PROFESJONALNY OSĄD

Ustalenie okresu leasingu

Przy ustalaniu okresu leasingu, Grupa rozważa wszystkie istotne fakty i zdarzenia, powodujące istnienie zachęt ekonomicznych do skorzystania z opcji przedłużenia lub nie skorzystania z opcji wypowiedzenia. Grupa dokonuje również profesjonalnego osądu do ustalenia okresu egzekwowalności umowy (okresu leasingu, w którym wypowiedzenie umowy nie będzie uzasadnione) w przypadku umów zawartych na czas nieokreślony. Ocena okresu leasingu przeprowadzana jest na dzień rozpoczęcia leasingu. Ponowna ocena jest dokonywana w przypadku wystąpienia znaczącego zdarzenia lub znaczącej zmiany w okolicznościach, które leasingobiorca kontroluje, wpływających na tę ocenę.

SZACUNKI

Okresy użytkowania składników aktywów z tytułu praw do użytkowania

Szacowany okres użytkowania aktywów z tytułu praw do użytkowania jest określany w ten sam sposób jak w przypadku rzeczowych aktywów trwałych, przy czym okres użytkowania aktywów z tytułu praw do użytkowania obejmuje nieodwoływalny okres leasingu oraz okres użytkowania rzeczowego składnika aktywów trwałych wynikający z wysoce prawdopodobnego wykorzystania z opcji jego wykupu

Ustalenie krańcowej stopy procentowej leasingobiorcy

W związku z tym, że Grupa nie posiada informacji odnośnie stopy procentowej dla umów leasingowych, stosuje krańcową stopę procentową do wyceny zobowiązań z tytułu leasingu, jaką Grupa musiałaby zapłacić, aby na podobny okres i przy podobnych zabezpieczeniach pożyczyć środki w danej walucie niezbędne do zakupu składnika aktywów o podobnej wartości co składnik aktywów z tytułu praw do użytkowania w podobnym środowisku gospodarczym.



(w mln PLN)

15.2.1 Grupa jako leasingobiorca

Zmiana stanu aktywów z tytułu praw do użytkowania

	Grunty	Budynki i budowle	Urządzenia techniczne i maszyny	Środki transportu i pozostałe	Razem
Wartość księgowa netto na 01/01/2025					
Wartość księgowa brutto	9 102	3 629	607	5 512	18 850
Skumulowane umorzenie oraz odpisy aktualizujące	(1 106)	(1 297)	(324)	(2 224)	(4 951)
	7 996	2 332	283	3 288	13 899
zwiększenia/(zmniejszenia) netto	305	134	(67)	553	925
Nowe umowy leasingu, zwiększenie wynagrodzenia leasingowego	627	505	111	2 001	3 244
Amortyzacja	(314)	(322)	(150)	(879)	(1 665)
Odpisy aktualizujące	7	(8)	(27)	(157)	(185)
<i>Utworzenie</i>	(40)	(27)	(27)	(159)	(253)
<i>Odwrocenie</i>	47	19	-	2	68
Nabycie przedsięwzięcia	51	-	-	-	51
Reklasyfikacje	(7)	-	(1)	(113)	(121)
Różnice kursowe	5	(14)	1	(274)	(282)
Rezerwa na rekultywację*	10	-	-	-	10
Pozostałe	(74)	(27)	(1)	(25)	(127)
	8 301	2 466	216	3 841	14 824
Wartość księgowa netto na 31/12/2025					
Wartość księgowa brutto	9 692	4 031	694	6 735	21 152
Skumulowane umorzenie oraz odpisy aktualizujące	(1 391)	(1 565)	(478)	(2 894)	(6 328)
	8 301	2 466	216	3 841	14 824
Wartość księgowa netto na 01/01/2024					
Wartość księgowa brutto	8 470	3 191	212	5 129	17 002
Skumulowane umorzenie oraz odpisy aktualizujące	(722)	(988)	(77)	(1 729)	(3 516)
	7 748	2 203	135	3 400	13 486
zwiększenia/(zmniejszenia) netto	248	129	185	(152)	410
Nowe umowy leasingu, zwiększenie wynagrodzenia leasingowego	443	350	88	956	1 837
Amortyzacja	(292)	(318)	(140)	(808)	(1 558)
Odpisy aktualizujące	(104)	(33)	(8)	(58)	(203)
<i>Utworzenie</i>	(106)	(76)	(8)	(85)	(275)
<i>Odwrocenie</i>	2	43	-	27	72
Nabycie przedsięwzięcia	244	220	-	-	464
Reklasyfikacje	10	-	214	(240)	(16)
Różnice kursowe	(8)	(29)	(6)	62	19
Rezerwa na rekultywację*	17	-	-	-	17
Pozostałe	(62)	(61)	37	(64)	(150)
Wartość księgowa netto na 31/12/2024	7 996	2 332	320	3 248	13 896

* Pozycja rezerwa na rekultywację ujmuje zwiększenia klasyfikowane jako capex, w 2025 oraz w 2024 roku wartość wyniosła odpowiednio 11 mln PLN oraz 17 mln PLN

Łączna wartość wydatków z tytułu umów leasingowych, zaprezentowanych w działalności finansowej i operacyjnej w sprawozdaniu z przepływów pieniężnych w roku 2025 i 2024 wyniosła odpowiednio (2 656) mln PLN i (2 560) mln PLN.

Zobowiązania z tytułu leasingu

	31/12/2025	31/12/2024
Krótkoterminowe	1 694	1 470
Długoterminowe	10 867	9 875
	12 561	11 345



(w mln PLN)

Analiza wymagalności zobowiązań z tytułu leasingu

	31/12/2025	31/12/2024
do jednego roku	2 071	1 930
od 1 roku do 2 lat	1 898	2 381
od 2 lat do 3 lat	1 417	1 180
od 3 lat do 4 lat	1 164	986
od 4 lat do 5 lat	1 095	932
powyżej 5 lat	13 559	11 246
	21 204	18 655

Kwoty z tytułu umów leasingu ujęte w sprawozdaniu z zysku lub strat i innych całkowitych dochodów

	2025	2024
Koszty z tytułu:	(1 143)	(1 093)
odsetek z tytułu leasingu	(659)	(595)
leasingu krótkoterminowego	(402)	(407)
leasingu aktywów o niskiej wartości niebędący leasingiem krótkoterminowym	(13)	(15)
zmiennych opłat leasingowych nieujętych w wycenie zobowiązań leasingowych	(69)	(76)

15.2.2 Grupa jako leasingodawca**Leasing operacyjny****Analiza wymagalności opłat leasingowych w leasingu operacyjnym**

	31/12/2025	31/12/2024
do jednego roku	169	210
od 1 roku do 2 lat	40	44
od 2 lat do 3 lat	38	42
od 3 lat do 4 lat	36	41
od 4 lat do 5 lat	35	41
powyżej 5 lat	281	371
	599	749

Na 31 grudnia 2025 roku i na 31 grudnia 2024 roku wartość księgowa netto rzeczowych aktywów trwałych Grupy oddanych innym podmiotom do użytkowania na podstawie umowy leasingu operacyjnego wyniosła odpowiednio 3 496 mln PLN i 3 660 mln PLN i dotyczyła głównie budynków i budowli (odpowiednio 2 188 mln PLN i 2 295 mln PLN), maszyn i urządzeń (428 mln PLN i 452 mln PLN) oraz gruntów, w tym gruntów własnych i prawa wieczystego użytkowania gruntów wykazywanych w kategorii aktywa z tytułu praw do użytkowania (odpowiednio 64 mln PLN i 88 mln PLN). Składniki rzeczowych aktywów trwałych objętych leasingiem operacyjnym dotyczą przede wszystkim infrastruktury podziemnych magazynów gazu, które Spółka w ramach podpisanej umowy oddała do wyłącznego dysponowania do Gas Storage Poland Sp. z o.o., pełniącego funkcje operatora krajowego systemu magazynowania gazu ziemnego.

Przychody z tytułu leasingu operacyjnego w 2025 roku i w 2024 wyniosły odpowiednio 1 306 mln PLN i 1 196 mln PLN w tym 700 mln PLN i 443 mln PLN odnoszące się do zmiennych opłat leasingowych, które nie są zależne od indeksu lub stopy.

15.3 Poniesione nakłady inwestycyjne oraz przyszłe zobowiązania z tytułu podpisanych kontraktów inwestycyjnych

Łączna wartość nakładów inwestycyjnych wraz z kosztami finansowania zewnętrznego poniesionych w 2025 roku oraz w 2024 roku wynosiła odpowiednio 31 853 mln PLN i 32 364 mln PLN.

Na 31 grudnia 2025 roku i na 31 grudnia 2024 roku wartość przyszłych zobowiązań z tytułu podpisanych do tego dnia kontraktów inwestycyjnych wyniosła odpowiednio 28 251 mln PLN i 22 444 mln PLN.



15.4 Aktywa i zobowiązania warunkowe

WYBRANE ZASADY RACHUNKOWOŚCI

Grupa ujawnia na koniec okresu sprawozdawczego informacje o aktywach warunkowych jeśli wpływ środków zawierających w sobie korzyści ekonomiczne jest prawdopodobny. Jeśli jest to wykonalne w praktyce, Grupa szacuje skutki finansowe aktywów warunkowych, wyceniając je zgodnie z zasadami obowiązującymi przy wycenie rezerw.

Grupa ujawnia na koniec okresu sprawozdawczego informacje o zobowiązaniach warunkowych jeśli:

- ma możliwy obowiązek, który powstał na skutek zdarzeń przeszłych, których istnienie zostanie potwierdzone dopiero w momencie wystąpienia lub niewystąpienia jednego lub większej ilości niepewnych przyszłych zdarzeń, które nie w pełni podlegają kontroli Grupy; lub
- ma obecny obowiązek który powstał na skutek zdarzeń przeszłych, ale wypływ środków zawierających w sobie korzyści ekonomiczne nie jest prawdopodobny lub Grupa nie jest w stanie wycenić kwoty zobowiązania wystarczająco wiarygodnie.

Grupa nie ujawnia zobowiązania warunkowego gdy prawdopodobieństwo wypływu środków zawierających w sobie korzyści ekonomiczne jest znikome.

SZACUNKI

Aktywa warunkowe

Grupa dokonuje szacunków w odniesieniu do skutków finansowych ujawnianych aktywów warunkowych w oparciu o wartość wcześniej rozpoznanych kosztów, które Grupa spodziewa się odzyskać (np. na mocy podpisanych umów ubezpieczenia), bądź wartość przedmiotu postępowań, w których spółki Grupy występują w roli powoda.

Zobowiązania warunkowe

Grupa szacuje możliwe przyszłe zobowiązania, stanowiące zobowiązania warunkowe, w oparciu o wartość roszczeń w ramach toczących się postępowań, w których spółki z Grupy są stroną pozwaną.



15.4.1 Roszczenia, postępowania sądowe i inne aktywa/zobowiązania warunkowe

Strony postępowania	Przedmiot roszczenia	Data wszczęcia postępowania	Kwota roszczenia		Etap postępowania i stanowisko spółki
			31.12.2025	31.12.2024	
Elektrobudowa vs ORLEN	Rozliczenie umowy EPC z 1 sierpnia 2016 roku na budowę Instalacji Metateza oddanej do eksploatacji w 2019 roku	31.12.2019	-	178	Sprawa z powództwa syndyka masy upadłości Elektrobudowy SA została zakończona.
Veolia Energia Warszawa vs ORLEN Termika S.A.	Rozliczenie umowy o świadczenie usług w zakresie rozwoju rynku ciepła w Warszawie	21.02.2018	93,6	93,6	Postępowanie I instancji - Do akt sprawy wpłynęły pisma stanowiące istotne poglądy w sprawie Prokuratury Generalnej RP oraz Prezesa UOKiK. W 2025 roku odbyły się dotychczas dwa posiedzenia Sądu. Spółka oczekuje na wyznaczenie kolejnego terminu rozprawy przez Sąd. Wartość utworzonych rezerw w tytułu toczącego się postępowania na 31 grudnia 2025 roku wyniosła 145 mln PLN (kwota główna roszczenia plus odsetki).
ORLEN Upstream Norway AS vs Urząd Podatkowy	Spory z Urzędem Podatkowym: a) spór dotyczący historycznej cienkiej kapitalizacji LEPN, b) spór dotyczący odliczenia kosztu sprzedaży gazu	20.10.2015- 12.09.2023	112 (314 mln NOK)	180 (499 mln NOK)	Sprawy na etapie postępowania administracyjnego; Wartość utworzonych rezerw na poczet toczących się postępowań podatkowych na 31 grudnia 2025 roku wyniosła łącznie około 112 mln PLN (co odpowiada 314 mln NOK)
ORLEN Upstream Norway AS vs Urząd Podatkowy	Spór z Urzędem Podatkowym dotyczący historycznej cienkiej kapitalizacji OUN	07.06.2022	49 (138 mln NOK)	80 (225 mln NOK)	Wartość przedmiotu sporu 80 mln PLN (225 mln NOK) została opłacona przez ORLEN Upstream Norway AS (OUN) i spółka odwołała się od decyzji. Sprawa w I oraz II instancji została rozstrzygnięta na korzyść OUN. Urząd Podatkowy złożył apelację od części wyroku wydanego przez Sąd Apelacyjny w maju 2025 do Sądu Najwyższego. Decyzja Sądu Najwyższego jest oczekiwana w II kwartale 2026 roku. W odniesieniu do części sporu tj. 31 mln PLN (87 mln NOK), która została rozstrzygnięta na korzyść OUN i nie podlega apelacji, spółka rozpoznała aktywo.
Grupa ORLEN vs Właściciele gruntów	Bezumowne korzystanie z nieruchomości (spółki nie posiadają tytułów prawnych do części gruntów, na których zlokalizowana jest m.in. ich infrastruktura energetyczna/gazowa)	Postępowania wszczęte w latach 2013-2025	471	336	Grupa na bieżąco analizuje zasadność oraz wartość zgłaszanych roszczeń, a także dokonuje oceny pod kątem konieczności utworzenia rezerwy. Grupa tworzy rezerwy na zgłoszone spory sądowe. Nie są tworzone rezerwy na potencjalne niezgłoszone roszczenia właścicieli gruntów. W przypadku niepewności, co do zasadności kwoty roszczenia lub tytułu prawnego do gruntu, Grupa rozpoznaje zobowiązania warunkowe. Biorąc pod uwagę dotychczasową historię zgłoszonych roszczeń związanych z bezumownym korzystaniem z gruntu i koszty ponoszone z tego tytułu w latach ubiegłych. Mając na uwadze wyrok Trybunału Konstytucyjnego w sprawie zasiedzenia służebności gruntowej odpowiadającej służebności przesyłu (P 10/16) z 2 grudnia 2025 r. Grupa ocenia, że na dzień sporządzenia niniejszego skonsolidowanego sprawozdania finansowego ryzyko związane z koniecznością poniesienia istotnych kosztów z tego tytułu w krótkim terminie jest niewielkie.
Węglukoks Energia ZCP sp. z o.o. vs ORLEN, myORLEN sp. z o.o. (dawniej: PGNiG Obrót Detaliczny sp. z o.o.)	Sprawa dot. roszczeń odszkodowawczych Węglukoks Energia ZCP sp. z o.o. z tytułu nadużycia pozycji dominującej przez ORLEN i myORLEN sp. z o.o. na rynku gazowym poprzez jednostronne narzucenie niekorzystnych i nietransparentnych warunków handlowych ws. zakupów gazu wysokometanowego od 13 maja 2022 roku.	20.03.2026	63		20 marca 2026 roku doręczono Spółce pozew. ORLEN przygotowuje odpowiedź na pozew. Na podstawie przeprowadzonej analizy prawnej roszczeń, Grupa nie utworzyła rezerwy z tego tytułu, ponieważ uważa, że ryzyko niekorzystnego rozstrzygnięcia sprawy dla ORLEN jest niskie.



NOTY OBJAŚNIAJĄCE DO SKONSOLIDOWANEGO SPRAWOZDANIA FINANSOWEGO

(w mln PLN)

Strony postępowania	Przedmiot roszczenia	Data wszczęcia postępowania	Kwota roszczenia		Etap postępowania i stanowisko spółki
			31.12.2025	31.12.2024	
UNIMOT Terminale sp. z o.o. vs ORLEN S.A.	Spór arbitrażowy ORLEN z UNIMOT Terminale dot. rozliczenia finalnej ceny sprzedaży 100% akcji LOTOS Terminale.	16.02.2026	84		- W dniu 19 grudnia 2025 roku ORLEN złożył powództwo arbitrażowe przed Krajową Izbą Gospodarczą o zapłatę od UNIMOT kwoty 0,3 mln PLN, celem zakończenia procesu rozliczenia ceny sprzedaży akcji Lotos Terminale. W dniu 16 lutego 2026 roku UNIMOT Terminale złożył powództwo wzajemne o zapłatę przez ORLEN kwoty 84 mln PLN tytułem korekty ceny sprzedaży akcji. Na podstawie przeprowadzonej analizy prawnej roszczeń, Grupa nie utworzyła rezerwy z tego tytułu, ponieważ uważa, że ryzyko niekorzystnego rozstrzygnięcia sprawy dla ORLEN jest niskie.
ANWIM S.A. vs ORLEN, ORLEN Paliwa sp. z o.o.	Sprawa dot. roszczeń odszkodowawczych ANWIM S.A. z tytułu nadużycia pozycji dominującej przez ORLEN polegającego na rzekomym obniżaniu cen paliw SPOT przed wyborami w 2023 roku	17.11.2025	176		- 26 lutego 2026 roku doręczono Spółce pozew. ORLEN przygotowuje odpowiedź na pozew. Na podstawie przeprowadzonej analizy prawnej roszczeń, Grupa nie utworzyła rezerwy z tego tytułu, ponieważ uważa, że ryzyko niekorzystnego rozstrzygnięcia sprawy dla ORLEN jest niskie.
Qemetica Silicates S.A. vs ORLEN, myORLEN sp. z o.o. (dawniej: PGNiG Obrót Detaliczny sp.z o.o.)	Sprawa dotyczy roszczeń odszkodowawczych Qemetica Silicates S.A. z tytułu rzekomego nadużycia pozycji dominującej przez ORLEN oraz myORLEN sp.z o.o.	26.08.2025	323		- ORLEN złożył odpowiedź na pozew. Na podstawie przeprowadzonej analizy prawnej roszczeń, Grupa nie utworzyła rezerwy z tego tytułu, ponieważ uważa, że ryzyko niekorzystnego rozstrzygnięcia sprawy dla ORLEN jest niskie.
PBG S.A. w restrukturyzacji w likwidacji vs ORLEN S.A. (dawniej PGNiG S.A.)	Pozew wzajemny dotyczący rozliczeń pomiędzy stronami w zakresie realizacji umów na rozbudowę Podziemnego Magazynu Gazu Wierchowice.	01.04.2019	118	118	Pozew wzajemny z 1 kwietnia 2019 roku wniesiony przez PBG SA przeciwko PGNiG S.A. o zapłatę kwoty 118 mln PLN, w sprawie toczącej się przed Sądem Okręgowym w Warszawie, z pozwu PGNiG SA przeciwko PBG SA, w Wysogotowie, TCM w Paryżu oraz Tecnimont w Mediolanie (wartość przedmiotu sporu tej sprawy 147 mln PLN). Podstawą roszczeń w pozwie wzajemnym jest kwestionowanie przez PBG SA oświadczeń o potrąceniu wzajemnych należności i zobowiązań dokonanych przez PGNiG SA w trakcie rozliczania umów na realizację rozbudowy PMG Wierchowice. Etap postępowania w zakresie pozwu wzajemnego jest identyczny, jak w przypadku pozwu głównego, tzn. postępowanie dowodowe jest w toku, sąd przesłuchał wszystkich świadków, dopuścił dowód z opinii biegłego oraz wyłączył wybranego biegłego ze sprawy. Sąd zobowiązał ORLEN do podania innego podmiotu, który mógłby sporządzić stosowną opinię w sprawie. Zespół biegłych CCM Sp. z o.o. sporządził opinię w sprawie. ORLEN zgłosił uwagi w zakresie procentowego zaawansowania prac, natomiast pozostałe strony wystąpiły o przedłużenie terminu na zajęcie stanowiska.
Prezes Urzędu Regulacji Energetyki vs Energa Obrót SA	Postępowanie administracyjne przed Prezesem URE dot. wydania decyzji administracyjnej nakładającej na Energa Obrót SA obowiązek przekazania na rachunek Funduszu Wyплаты Różnicy Ceny kwoty stanowiącej różnicę pomiędzy odpisem na Fundusz Wyплаты Różnicy Ceny obliczonym przez Prezesa URE, a odpisem na Fundusz Wyплаты Różnicy Ceny wykazanym w sprawozdaniach Spółki zależnej za 12 miesięcy w okresie 12.2022-12.2023 przekazywanych Prezesowi URE.	5.02.2026	551		- W dniu 12 marca 2026 roku Energa Obrót otrzymała od Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki decyzję administracyjną o obowiązku przekazania na rachunek Funduszu Wyплаты Różnicy Ceny kwoty w wysokości 550,9 mln PLN w terminie 30 dni od dnia doręczenia decyzji wraz z odsetkami ustawowymi liczonymi od dnia otrzymania decyzji. Grupa stoi na stanowisku, że zastosowany przez Energa-Obrót sposób kalkulacji odpisu pozostaje w zgodności z obowiązującymi przepisami prawa. Grupa, nie zgadzając się ze stanowiskiem PURE co do prawidłowości obliczenia podstawy odpisu na Fundusz, wniosła odwołanie do sądu. Wartość utworzonej rezerwy z tytułu powyższego postępowania wynosi 551 mln PLN
Gazprom vs ORLEN	Rozliczenia za gaz ziemny dostarczany w ramach Kontraktu jamalskiego oraz wstrzymanie dostaw gazu ziemnego przez Gazprom	14.01.2022	Postępowanie arbitrażowe w toku. Szczegółowy opis postępowania przedstawiono poniżej.		



(w mln PLN)

Rozliczenia za gaz ziemny dostarczany w ramach Kontraktu jamalskiego oraz wstrzymanie dostaw gazu ziemnego przez Gazprom

31 marca 2022 roku opublikowano Dekret Prezydenta Federacji Rosyjskiej nr 172 „O specjalnej procedurze wykonania zobowiązań zagranicznych nabywców wobec rosyjskich dostawców gazu ziemnego” („Dekret”), w następstwie którego Gazprom wystąpił do PGNiG z oczekiwaniem dokonania zmian warunków Kontraktu jamalskiego m.in. poprzez wprowadzenie rozliczeń w rublach rosyjskich.

12 kwietnia 2022 roku Zarząd PGNiG S.A. podjął decyzję o kontynuowaniu rozliczania zobowiązań PGNiG za gaz dostarczony przez Gazprom w ramach Kontraktu jamalskiego, zgodnie z jego obowiązującymi warunkami oraz o niewyrażeniu zgody na wykonywanie przez PGNiG zobowiązań rozliczeniowych za gaz ziemny dostarczany przez Gazprom w ramach Kontraktu jamalskiego zgodnie z zapisami Dekretu.

Od 27 kwietnia 2022 roku od godz. 8:00 CET Gazprom całkowicie wstrzymał dostawy gazu ziemnego w ramach Kontraktu jamalskiego, powołując się na wprowadzony przez Dekret zakaz realizacji dostaw gazu ziemnego do zagranicznych nabywców z krajów „nieprzyjanych Federacji Rosyjskiej” (w tym z Polski), jeżeli płatności za gaz ziemny dostarczany do takich krajów poczynając od 1 kwietnia 2022 roku, będą dokonywane niezgodnie z warunkami Dekretu.

W odpowiedzi PGNiG podjęło działania zmierzające do zabezpieczenia interesów spółki w ramach przysługujących jej uprawnień kontraktowych, obejmujące m.in. wezwanie do realizacji dostaw i respektowania warunków rozliczeniowych i innych warunków obowiązującej strony do końca 2022 roku umowy.

Do 31 grudnia 2022 roku dostawy gazu ziemnego nie zostały przez Gazprom wznowione. Dostawca odmawiał rozliczeń w oparciu o obowiązujące warunki kontraktowe. Kontrakt jamalski wygasł z końcem 2022 roku.

Sprawy sporne powstałe w okresie obowiązywania Kontraktu jamalskiego pozostają w toku i rozpatrywane są w ramach postępowania arbitrażowego, które rozstrzygnie roszczenia stron w sprawie m.in. zmiany warunków cenowych dostaw gazu ziemnego w oparciu o szereg wniosków o renegocjację składanych przez Gazprom i ORLEN (jako następcę prawnego PGNiG) od 2021 roku oraz przyczyn i skutków wstrzymania przez Gazprom dostaw gazu ziemnego od 27 kwietnia 2022 roku.

Z uwagi na rozległy zakres, postępowanie arbitrażowe zostało podzielone na kilka faz, w ramach których rozstrzygane będą poszczególne roszczenia stron.

W dniu 1 lipca 2025 roku wyrokiem częściowym wydanym przez Trybunał Arbitrażowy, zakończona została jedna z faz prowadzonego postępowania, obejmująca zagadnienia zmiany warunków cenowych na bazie wniosków o renegocjację złożonych przez ORLEN i Gazprom w 2017 roku. Trybunał oddalił zgłoszone przez strony w toku postępowania sprecyzowane przeciwstawne roszczenia wzajemne o odpowiednio obniżkę lub podwyżkę poziomu cenowego dostaw od 1 listopada 2017 roku, jednocześnie uznał co do zasady roszczenie Gazpromu o podwyższenie ceny kontraktowej od dnia 1 stycznia 2018 roku.

Ponowne wsteczne rozliczenie ceny Kontraktu jamalskiego w okresie od stycznia 2018 roku do stycznia 2021 roku (tj. do kolejnej potencjalnej zmiany ceny kontraktowej, która to kwestia zostanie rozstrzygnięta w kolejnej fazie postępowania arbitrażowego), powoduje występowanie różnicy do zapłaty przez ORLEN w szacunkowej kwocie około 291 mln USD, przy czym uznanie roszczeń pierwotnie składanych przez Gazprom w zakończonym etapie postępowania skutkowałoby występowaniem różnicy do zapłaty przez ORLEN w kwocie około 1,7 mld USD. W następstwie Gazprom zgłosił wobec ORLEN roszczenie o odsetki od wartości wstecznego rozliczenia ceny Kontraktu jamalskiego. Strony nie osiągnęły dotychczas porozumienia ani co do zasadności, ani wysokości ewentualnego rozliczenia, w związku z czym zagadnienie to będzie rozstrzygane na dalszym etapie sporu.

Aktualnie w ramach prowadzonego arbitrażu rozstrzygnięciu podlegały będą zagadnienia dotyczące m.in. zmiany warunków cenowych na bazie wniosków o renegocjację złożonych przez ORLEN i Gazprom w 2021 roku (w ramach których ORLEN i Gazprom zgłosiły przeciwstawne roszczenia wzajemne o – odpowiednio – obniżenie i podwyższenie ceny kontraktowej), a w kolejnej fazie zagadnienia dot. wstrzymania dostaw gazu ziemnego w ramach Kontraktu jamalskiego od 27 kwietnia 2022 roku oraz roszczeń z tym związanych (ORLEN i Gazprom wstępnie notyfikowały przeciwstawne roszczenia, które zostaną ostatecznie sprecyzowane przez strony i rozstrzygnięte przez Trybunał w dalszej fazie postępowania arbitrażowego).

Ww. sprawy sporne pomiędzy ORLEN a Gazprom pozostają w toku i obejmują potencjalnie istotną z perspektywy Grupy ORLEN wartość monetarną, przy czym ze względu na skomplikowany i precedensowy charakter sprawy (w tym zależność istnienia i/lub wysokości poszczególnych roszczeń od wyniku poprzedniej fazy postępowania arbitrażowego), na chwilę obecną nie ma możliwości precyzyjnego określenia wartości przedmiotu sporu w sprawie.

W ramach prowadzonego równoległego postępowania arbitrażowego w sprawie roszczenia ORLEN wobec Gazprom o zapłatę odsetek od nadpłaty za gaz ziemny dostarczony w ramach Kontraktu jamalskiego w latach 2014 – 2020, w dniu 22 października 2025 roku strony zostały poinformowane przez Trybunał o wydanym wyroku końcowym. W wyroku uwzględniono w całości roszczenie Orlen dot. kwoty głównej w wysokości 118 mln USD. Ponadto, Trybunał zasądził na rzecz Orlen odsetki od ww. kwoty głównej, jak również zasądził na rzecz Orlen zwrot kosztów postępowania. Łączny efekt finansowy na korzyść ORLEN wyniósł szacunkowo około 146 mln USD. Wyżej wskazana kwota została przez ORLEN potrącona z należności Gazprom wynikającej z opisanego powyżej wyroku dotyczącego wstecznego rozliczenia ceny Kontraktu jamalskiego w okresie od stycznia 2018 roku do stycznia 2021 roku.

W związku z wydaniem wyroku końcowego w październiku 2025 roku oraz dokonaniem potrąceniem wzajemnych należności i zobowiązań pomiędzy stronami, Grupa ujęła aktywo finansowe w wysokości 527 mln PLN (146 mln USD), rozpoznając jednocześnie pozostały przychód operacyjny. Równoległe, Grupa rozpoznała również zobowiązanie finansowe w tej samej wysokości odnoszące się do wyroku dotyczącego wstecznego rozliczenia ceny Kontraktu jamalskiego w okresie od stycznia 2018 roku do stycznia 2021 roku, jako wykorzystanie wcześniej utworzonej rezerwy w ciężar pozostałych kosztów operacyjnych. Aktywo oraz zobowiązanie zostały skompensowane w skonsolidowanym sprawozdaniu z sytuacji finansowej, zgodnie z obowiązującymi zasadami rachunkowości i zaprezentowane w niniejszym skonsolidowanym sprawozdaniu finansowym w wartości netto.

W odniesieniu do pozostałej kwoty potencjalnego zobowiązania wobec Gazprom wynikającego ze wstecznego rozliczenia ceny Kontraktu jamalskiego w okresie od stycznia 2018 roku do stycznia 2021 roku, w związku z ograniczeniami wynikającymi z sankcji



(w mln PLN)

nałożonych na Federację Rosyjską oraz Gazprom, w ocenie Grupy istnieje niepewność co do możliwości wypływu środków zawierających w sobie korzyści ekonomiczne w przyszłości, jak również terminu zapłaty do Gazprom. Niemniej jednak Grupa uznała, że istnieje prawdopodobieństwo wypływu środków pieniężnych, w związku z czym ujęła rezerwę z tego tytułu. Szacunek rezerwy z uwzględnieniem rozwoju sporu ujęty w niniejszym skonsolidowanym sprawozdaniu finansowym wyniósł 378 mln PLN (105 mln USD) i został przygotowany w oparciu o różne scenariusze ważne prawdopodobieństwem obejmujące spłatę roszczenia w różnych terminach w latach 2027-2050, jak również wariant zakładający brak zapłaty do Gazprom w przyszłości. Warianty zakładające wypłatę środków pieniężnych w różnych terminach zostały zdyskontowane do wartości bieżącej z zastosowaniem stopy dyskontowej 4,15%. Jak wskazano powyżej, szacunek rezerwy obarczony jest niepewnością co do terminu i możliwości wystąpienia w przyszłości wypływu środków pieniężnych. W związku z tym wartość rezerwy może ulec istotnym zmianom w kolejnych okresach sprawozdawczych. W ocenie Grupy, w tym zakresie szczególne znaczenie będą miały zmiany czynników geopolitycznych wpływających na politykę sankcyjną Unii Europejskiej oraz Polski wobec Rosji.

15.4.2 Zatrzymanie projektu budowy kompleksu Olefiny III w jego dotychczasowym zakresie

10 grudnia 2024 roku ORLEN S.A. poinformował o wstrzymaniu realizacji projektu budowy kompleksu Olefiny III w dotychczasowym zakresie. Decyzja ta była konsekwencją dokonanej przez Zarząd Spółki weryfikacji kosztów i warunków budowy kompleksu Olefiny III, która wskazała na nierentowność kontynuacji projektu w dotychczasowym kształcie. Wynikało to przede wszystkim z niedoszacowania zakresu infrastruktury dodatkowej (OSBL), kosztów finansowania i czasu realizacji projektu, jak również ze znaczącego wzrostu przewidywanych całkowitych nakładów inwestycyjnych.

Powstała infrastruktura będzie wykorzystana przez ORLEN jako baza do realizacji projektu Nowa Chemia. Projekt Nowa Chemia oparto o nowe założenia technologiczne, operacyjne i biznesowe, w tym również zakładające ograniczenie emisyjności. W ramach projektu powstanie nowoczesna instalacja do produkcji monomerów oraz zwiększone zostaną możliwości sprzedażowe Grupy w obszarze tlenu etylenu i glikoli oraz frakcji butadienowej C4 w wolumenie zoptymalizowanym do potrzeb rynkowych.

Realizacja projektu Nowa Chemia zakłada pełne uruchomienie instalacji w 2030 roku. ORLEN w ciągu ostatnich miesięcy koncentrował swoje prace na dostosowaniu Projektu do nowej formuły, w tym uzupełnieniu o niezbędne dla efektywności inwestycji elementy oraz na realizacji prac inwestycyjnych, w szczególności pakietów OSBL. W dniu 15 kwietnia 2026 roku zatwierdzono aktualizację budżetu projektu Nowa Chemia, w wysokości 35,8 mld PLN, w tym 4,6 mld PLN kosztów finansowania. Obecnie Grupa koncentruje swoje działania związane z Projektem Nowa Chemia tak, by zapewnić realizację zgodnie z założonym harmonogramem. Ponadto, w związku z przesunięciem terminu zakończenia projektu w stosunku do pierwotnego harmonogramu oraz zmianą założeń jego realizacji, ORLEN podjął rozmowy z partnerami handlowymi, którzy na gruncie podpisanych umów mieli być odbiorcami produktów z nowego kompleksu Olefin. W ramach tego procesu w wyniku prowadzonych negocjacji 18 grudnia 2025 roku ORLEN podpisał z Synthos S.A. umowę na zakup 100% udziałów w spółce S54 Sp. z o.o. budującej nową jednostkę butadienu w Zakładzie Produkcyjnym w Płocku (więcej informacji w nocie 7.2).

Szacowane przepływy pieniężne wynikające ze zmian założeń projektu Olefiny i jego dalszej realizacji w ramach projektu Nowa Chemia zostały odzwierciedlone w testach na utratę wartości w segmencie Downstream (szczegółowe informacje nota 12.5).

Biorąc pod uwagę fakty i okoliczności istniejące na 31 grudnia 2025 roku, Grupa oceniła, że nie ma przesłanek do rozpoznania dodatkowych zobowiązań, w tym rezerw, związanych z podjętą decyzją o wstrzymaniu realizacji projektu budowy kompleksu Olefiny III w dotychczasowym zakresie i jego dalszą kontynuacją w ramach projektu Nowa Chemia.

Poza postępowaniami opisanymi powyżej Grupa nie zidentyfikowała innych istotnych zobowiązań warunkowych

15.5 Zabezpieczenia akcyzowe

Zabezpieczenia akcyzowe i akcyza od wyrobów i towarów znajdujących się w procedurze zawieszonego poboru stanowią element zobowiązań pozabilansowych i na 31 grudnia 2025 roku oraz na 31 grudnia 2024 roku wynosiły odpowiednio 3 904 mln PLN i 4 209 mln PLN. Na 31 grudnia 2025 roku Grupa ocenia zmierzalizowanie się tego typu zobowiązania jako znikome.

15.6 Transakcje z podmiotami powiązanymi

W 2025 roku oraz w 2024 roku oraz na 31 grudnia 2025 roku oraz na 31 grudnia 2024 roku nie wystąpiły istotne transakcje podmiotów powiązanych Grupy ORLEN z członkami Zarządu i Rady Nadzorczej Jednostki Dominującej, z pozostałymi członkami kluczowego personelu ORLEN i Grupy ORLEN i z bliskimi im osobami.



(w mln PLN)

15.6.1 Wynagrodzenia wypłacone i należne lub potencjalnie należne członkom Zarządu, Rady Nadzorczej Jednostki Dominującej oraz pozostałym członkom kluczowego personelu kierowniczego Jednostki Dominującej oraz spółek Grupy ORLEN

	2025	2024
Jednostka Dominująca		
Krótkoterminowe świadczenia pracownicze	93,1	76,1
Świadczenia po okresie zatrudnienia	0,2	0,6
Pozostałe świadczenia długoterminowe	0,1	0,4
Świadczenia z tytułu rozwiązania stosunku pracy	6,8	32,4
Jednostki zależne		
Krótkoterminowe świadczenia pracownicze	457,3	466,6
Świadczenia po okresie zatrudnienia	2,9	2,4
Pozostałe świadczenia długoterminowe	1,8	2,2
Świadczenia z tytułu rozwiązania stosunku pracy	19,6	59,6
	581,80	640,3

Powyższa tabela przedstawia wynagrodzenia wypłacone, należne lub potencjalnie należne kluczowemu personelowi kierowniczemu Jednostki Dominującej i spółek zależnych za okres sprawozdawczy.

Zasady premiowania kluczowego personelu kierowniczego Grupy ORLEN

Regulaminy dotyczące premiowania funkcjonujące dla Zarządu ORLEN, dyrektorów bezpośrednio podległych Zarządowi ORLEN oraz pozostałych kluczowych stanowisk Grupy mają wspólne podstawowe cechy. Osoby objęte wyżej wymienionymi systemami premiowane są za realizację indywidualnych celów, wyznaczanych na początku okresu premiowego przez Radę Nadzorczą dla Członków Zarządu oraz przez Zarząd dla pracowników kluczowego personelu kierowniczego. Systemy Premiowania wspierają realizację Strategii Grupy ORLEN, referują do wyzwań przyjętego Planu Finansowego, wspierają zarządzanie segmentowe oraz kształtują praktyki współpracy pomiędzy obszarami ORLEN i spółkami Grupy. Postawione cele mają charakter zarówno jakościowy, jak i ilościowy, i są rozliczane po zakończeniu roku, na który zostały wyznaczone.

Wynagrodzenia z tytułu zakazu konkurencji i rozwiązania umowy w rezultacie odwołania z zajmowanego stanowiska

Zgodnie z umowami Członkowie Zarządu ORLEN i Członkowie Zarządów spółek Grupy zobowiązani są przez okres 6 miesięcy po rozwiązaniu umowy do powstrzymania się od działalności konkurencyjnej. Z tytułu zakazu konkurencji, Członkowie Zarządu ORLEN otrzymują odszkodowanie w wysokości sześciokrotności miesięcznego wynagrodzenia stałego. Natomiast Członkowie Zarządów spółek Grupy w trakcie tego 6 miesięcznego okresu otrzymują odszkodowanie w wysokości 50% lub 100% sześciokrotności miesięcznego wynagrodzenia stałego, płatne w 6 równych ratach miesięcznych.

Zapisy w umowach dotyczące zakazu konkurencji po ustaniu funkcji Członka Zarządu wchodzi w życie dopiero po upływie 3 miesięcy pełnienia funkcji Członka Zarządu.

Ponadto umowy przewidują wypłatę odprawy w przypadku rozwiązania umowy lub wypowiedzenia umowy przez Spółkę, z innych przyczyn niż naruszenie podstawowych, istotnych obowiązków wynikających z umowy, pod warunkiem pełnienia funkcji Członka Zarządu przez okres co najmniej 12 miesięcy. Odprawa w takim przypadku wynosi trzykrotność miesięcznego wynagrodzenia stałego.

Dyrektorzy bezpośrednio podlegli Zarządowi ORLEN standardowo zobowiązani są do powstrzymania się od działalności konkurencyjnej po rozwiązaniu umowy. W tym czasie otrzymują odszkodowanie. Otrzymują również odprawę z tytułu rozwiązania umowy przez Pracodawcę.

15.6.2 Transakcje oraz stan rozrachunków spółek Grupy ORLEN z podmiotami powiązanymi

	Sprzedaż		Zakupy	
	2025	2024	2025	2024
Wspólne przedsięwzięcia	3 191	3 806	(536)	(736)
Pozostałe podmioty powiązane	21	76	(489)	(189)
	3 212	3 882	(1 025)	(925)

	Należności handlowe oraz pożyczki udzielone		Zobowiązania handlowe oraz pozostałe zobowiązania	
	31/12/2025	31/12/2024	31/12/2025	31/12/2024
Wspólne przedsięwzięcia	1 558	1 552	114	87
Pozostałe podmioty powiązane	46	82	186	64
	1 604	1 634	300	151

Powyższe transakcje z jednostkami współkontrolowanymi obejmują głównie sprzedaż i zakupy produktów rafineryjnych i petrochemicznych oraz usług.

15.6.3 Transakcje z jednostkami powiązanymi ze Skarbem Państwa

Jednostką dominującą najwyższego szczebla sporządzającą skonsolidowane sprawozdanie finansowe jest ORLEN S.A., w którym największym akcjonariuszem na 31 grudnia 2025 roku oraz 31 grudnia 2024 roku jest Skarb Państwa posiadający 49,90% akcji.



(w mln PLN)

Grupa zidentyfikowała transakcje z podmiotami powiązanymi, będącymi równocześnie jednostkami powiązanymi ze Skarbem Państwa w oparciu o „Wykaz spółek z udziałem Skarbu Państwa” udostępniany przez Kancelarię Prezesa Rady Ministrów.

W 2025 i w 2024 roku oraz na 31 grudnia 2025 i na 31 grudnia 2024 roku Grupa zidentyfikowała następujące transakcje:

	2025	2024
Sprzedaż	10 541	10 472
Zakupy	(10 440)	(9 817)
	31/12/2025	31/12/2024
Należności handlowe	1 312	1 477
Zobowiązania handlowe	992	804

Powyższe transakcje, przeprowadzone na warunkach rynkowych, związane były głównie z bieżącą działalnością operacyjną Grupy i dotyczyły głównie sprzedaży paliw, sprzedaży i dystrybucji gazu ziemnego oraz zakupu energii, usług przesyłowych paliwa gazowego, usług transportowych i magazynowania.

Dodatkowo występowały również transakcje o charakterze finansowym (kredyty, opłaty bankowe, prowizje) z Bankiem Gospodarstwa Krajowego, opłaty transakcyjne na Towarowej Giełdzie Energii oraz operacje rozliczeniowe realizowane przez Zarządcę Rozliczeń SA.

W 2025 roku i w 2024 roku w Grupie nie wystąpiły transakcje zawarte z podmiotami powiązanymi na warunkach innych niż rynkowe.

15.7 Wynagrodzenie wynikające z umowy z podmiotem uprawnionym do badania sprawozdań finansowych

	2025	2024
Jednostka Dominująca – audytor wiodący*	10,1	6,9
Badanie sprawozdań finansowych	7,4	5,0
Inne usługi poświadczające:	2,7	1,9
przeglądy sprawozdań finansowych	1,6	1,1
pozostałe usługi	1,1	0,8
Jednostki zależne Grupy - audytor wiodący*	5,1	3,4
Badanie sprawozdań finansowych	5,1	3,0
Inne usługi poświadczające	-	0,4
Badania i przeglądy sprawozdań finansowych - pozostali audytorzy **	6,1	7,1
	21,3	17,4

* wynagrodzenie za 2025 rok zawiera wynagrodzenie KPMG Audyt spółka z ograniczoną odpowiedzialnością s.k. natomiast za 2024 rok wynagrodzenie Forvis Mazars Audyt Sp. z o.o.

** wynagrodzenie za 2025 rok zawiera wynagrodzenie KPMG Audyt spółka z ograniczoną odpowiedzialnością s.k., natomiast wynagrodzenie za 2024 rok zawiera wynagrodzenie PKF Consult, Misters Audytor, KPW Audytor.

W dniu 29 października 2024 roku Rada Nadzorcza ORLEN S.A., działając zgodnie z Polityką wyboru Audytora wybrała firmę KPMG Audyt spółka z ograniczoną odpowiedzialnością s.k., jako podmiot do przeprowadzenia:

- badań jednostkowych sprawozdań finansowych ORLEN S.A. i skonsolidowanych sprawozdań Grupy ORLEN za lata obrotowe 2025-2026;
- przeglądów śródrocznych skróconych jednostkowych sprawozdań finansowych ORLEN S.A. oraz śródrocznych skróconych skonsolidowanych sprawozdań Grupy Kapitałowej ORLEN za I i III kwartał oraz pierwsze półrocze 2025 i 2026 roku.



16. WYDARZENIA PO ZAKOŃCZENIU OKRESU SPRAWOZDAWCZEGO

16.1 Istotne finansowania

- 4 marca 2026 roku spółka ORLEN Termika SA podpisała z Bankiem Gospodarstwa Krajowego umowę pożyczki ze środków Krajowego Planu Odbudowy i Zwiększania Odporności na budowę układów kondensacji spalin z pompami ciepła w Elektrociepłowni Żerań ("Projekt").
Przedmiotem Umowy jest zaciągnięcie przez ORLEN Termika SA zobowiązania długoterminowego do kwoty 762,5 mln PLN w celu refinansowania wydatków na realizację Projektu. Środki wypłacane w ramach Umowy będą oprocentowane według stałej stopy procentowej.
Pożyczka będzie spłacana w okresie od listopada 2030 roku do sierpnia 2040 roku. Pierwsza wypłata w ramach Umowy zostanie uruchomiona po spełnieniu określonych w Umowie warunków zawieszających, standardowych dla finansowań bankowych.
- 17 marca 2026 roku ORLEN dokonał uzupełniającej emisji drugiej transzy obligacji serii C o łącznej wartości nominalnej 250 mln USD w ramach zaktualizowanego globalnego programu emisji obligacji średnioterminowych (GMTN). Obligacje zostały wyemitowane na stałej stopie procentowej wynoszącej 6% z terminem wykupu 30 stycznia 2035 roku i zostaną zasymilowane z obligacjami serii C Spółki o wartości nominalnej 1,25 mld USD wyemitowanymi 30 stycznia 2025 roku. Środki z emisji zostaną wykorzystane na finansowanie prowadzonej działalności, z uwzględnieniem realizacji planów inwestycyjnych wynikających ze Strategii ORLEN 2035. Obligacje zostały dopuszczone do obrotu na rynku regulowanym prowadzonym przez Euronext Dublin.
- 20 kwietnia 2026 roku ORLEN Termika S.A. podpisała z Narodowym Funduszem Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej umowę o dofinansowanie w kwocie 125,4 mln zł na realizację projektu budowy nowoczesnego układu odzysku ciepła ze ścieków z Przepompowni Żerań w Warszawie. Projekt, realizowany we współpracy z MPWiK, zakłada m.in. wykorzystanie energii odpadowej ze ścieków do produkcji ciepła systemowego, zwiększenie efektywności energetycznej systemu ciepłowniczego oraz ograniczenie emisji gazów cieplarnianych

16.2 Nowe odkrycia złóż na Morzu Północnym

W marcu 2026 roku spółka zależna, ORLEN Upstream Norway, dokonała odkrycia nowego złoża gazu i kondensatu na Morzu Północnym. Złoże Frida Kahlo, zawiera zasoby szacowane na 7,2 mln baryłek ekwiwalentu ropy naftowej. ORLEN Upstream Norway posiada 24,41 proc. udziałów w złożu. Pozostałymi partnerami są Equinor (operator, 58,35 proc.) i Vår Energi (17,24 proc.). Spółka planuje rozpocząć eksploatację złoża Frida Kahlo jeszcze w pierwszej połowie 2026 roku.

Złoże Frida Kahlo znajduje się w pobliżu platformy Sleipner – jednego z hubów wydobywczych ORLEN na Norweskim Szelfie Kontynentalnym. Włączenie Frida Kahlo do produkcji pozwoli utrzymać efektywność wykorzystania infrastruktury wydobywczej obszaru Sleipner, który w 2025 roku odpowiadał za ok. 30 proc. całej produkcji Grupy ORLEN w Norwegii.

Frida Kahlo to drugie odkrycie dokonane przez ORLEN na obszarze Sleipner w tym roku. W styczniu 2026 roku spółka odkryła tam złoże o nazwie Sissel, którego zasoby zostały oszacowane na 6,3–28,3 mln baryłek ekwiwalentu ropy naftowej, w tym 0,6–2,7 mld metrów sześciennych gazu. ORLEN posiada 50 proc. udziałów w złożu Sissel.

16.3 Odwołanie od decyzji Prezesa URE

W dniu 26 marca 2026 roku Energa-Obrót wpłaciła na rachunek Funduszu Wypłaty Różnicy Ceny kwotę 553 mln PLN, wskazaną w decyzji Prezesa URE z dnia 6 marca 2026 roku, stanowiącą różnicę między odpisem na Fundusz obliczonym przez organ a odpisem w wysokości wskazanej przez spółkę w złożonym sprawozdaniu. Na ww. płatność składa się kwota wskazana w decyzji, tj. 551 mln PLN oraz odsetki ustawowe w kwocie 2 mln PLN, liczone od dnia otrzymania decyzji do dnia zapłaty.

Zapłata nie stanowi jakiegokolwiek formy uznania przez Grupę kwoty „domiaru”, wskazanej w decyzji Prezesa URE. Płatność wskazanej kwoty wraz z ustawowymi odsetkami została dokonana zgodnie z art. 411 pkt 1 Kodeksu cywilnego „z zastrzeżeniem zwrotu”.

Równolegle w dniu 26 marca 2026 roku Energa-Obrót wniosła do Sądu Okręgowego w Warszawie odwołanie od przedmiotowej decyzji.

16.4 Umowa zakupu wszystkich akcji Grupy Azoty Polyolefins

ORLEN 31 marca 2026 roku podpisał wraz z pozostałymi akcjonariuszami spółki Grupy Azoty Polyolefins S.A. („GAP”) przedwstępną umowę sprzedaży, na mocy której Spółka nabędzie wszystkie pozostałe akcje GAP („Transakcja”). ORLEN posiada obecnie 17,3% udziałów w GAP.

Transakcja obejmuje nabycie wszystkich pozostałych akcji GAP oraz dostarczenie przez ORLEN finansowania niezbędnego do dokończenia restrukturyzacji spółki o łącznej wartości 1,35 mld PLN.

Finalizacja Transakcji planowana jest w III kwartale 2026 roku po:

- przeprowadzeniu przez spółkę GAP postępowania o zawarcie częściowego układu oraz innych porozumień pozaukładowych prowadzących do spłacenia wszystkich wierzytelności i roszczeń zgodnie z wynikającą z tego postępowania redukcją oraz finalnego rozliczenia kontraktu wykonawczego EPC;
- uzyskaniu wymaganych zgód administracyjnych.

Dodatkowo warunki Transakcji przewidują płatności w formule earn-out dla kluczowych wierzycieli uczestniczących w restrukturyzacji GAP, przysługujące im po uprzednim odzyskaniu przez ORLEN środków zaangażowanych w GAP, naliczanych w maksymalnym okresie do 12 lat.



16.5 Wpływ sytuacji geopolitycznej w Iranie i w krajach ościennych na działalność operacyjną i finansową Grupy

Od dłuższego czasu Grupa funkcjonuje w warunkach podwyższonej niepewności geopolitycznej, wynikającej m.in. z nadal trwającej wojny w Ukrainie, a także z nowego konfliktu zbrojnego w Iranie, którego dynamika oraz kierunki dalszego rozwoju pozostają obecnie trudne do przewidzenia. Nakładanie się tych zdarzeń istotnie zwiększa poziom ryzyka politycznego i makroekonomicznego w skali regionalnej i globalnej.

Ze względu na dynamiczny charakter konfliktu w Iranie, proces oceny jego wpływu na działalność Grupy ma charakter ciągły. Wpływ ten będzie uzależniony w szczególności od skali i czasu trwania konfliktu, możliwych scenariuszy jego rozwoju, a także od działań podejmowanych przez rządy innych krajów i organizacje międzynarodowe, w tym w szczególności w zakresie kontynuacji restrykcji handlowych.

Identyfikacja ryzyk związanych z trwającymi konfliktami zbrojnymi:

Escalacja konfliktów w regionach mających kluczowe znaczenie dla globalnych rynków surowców energetycznych, w szczególności na Bliskim Wschodzie, prowadzi do istotnej, obserwowanej przez Grupę zmienności cen ropy naftowej i produktów ropopochodnych, a także cen gazu oraz energii elektrycznej, zwłaszcza w przypadku występowania sytuacji zagrożeń dla bezpieczeństwa infrastruktury energetycznej w regionie oraz ciągłości transportu surowców. Sytuacja geopolityczna oddziałuje również na koszty finansowania i oczekiwania inflacyjne. Jednocześnie Grupa nie jest w stanie jednoznacznie określić kierunku i skali oddziaływań zmian powyższych czynników na osiągnięte przez nią marże.

Utrzymująca się podwyższona niepewność geopolityczna wpływa również na zwiększoną zmienność na rynkach finansowych, w tym w zakresie kursów walutowych oraz stóp procentowych, co przekłada się między innymi na wycenę oraz rozliczenie posiadanych przez Grupę instrumentów pochodnych, jak również na poziom wymogów dotyczących depozytów zabezpieczających w transakcjach zabezpieczających. W konsekwencji Grupa może doświadczać zwiększonego zapotrzebowania na kapitał pracujący oraz podwyższonych wymogów płynnościowych w okresach nasilonej zmienności rynkowej.

W ocenie Grupy, trwający konflikt w Iranie oraz niestabilność geopolityczna w krajach ościennych mogą wiązać się ze zmianami w otoczeniu regulacyjnym, zarówno na poziomie krajowym, jak i międzynarodowym, które potencjalnie mogą oddziaływać na osiągnięte przez Grupę wyniki finansowe.

Na dzień sporządzenia niniejszego skonsolidowanego sprawozdania finansowego Grupa nie zidentyfikowała istotnych zakłóceń w procesach operacyjnych ani istotnych ograniczeń w dostępności surowców w obszarach kluczowych dla działalności operacyjnej. Jednocześnie Grupa na bieżąco monitoruje sytuację na rynkach surowców i logistyki oraz dokonuje przeglądu planów zakupowych i logistycznych w celu zabezpieczenia ciągłości operacyjnej.

W obszarze zarządzania ryzykiem Grupa prowadzi wzmożony monitoring ryzyk łańcuchów dostaw, bezpieczeństwa cybernetycznego oraz ciągłości działania infrastruktury krytycznej. Ograniczenia w żegludze przez Cieśninę Ormuz spowodowały m.in. napięcia na globalnym rynku gazu ziemnego i LNG, skutkujące wzrostem cen gazu w Europie oraz czasowym ograniczeniem dostępności wolumenów LNG z Kataru. W 2025 roku dostawy te stanowiły mniej niż 10% zapotrzebowania Grupy ORLEN na gaz ziemny. Grupa otrzymała zawiadomienie o wystąpieniu siły wyższej obejmujące dwie planowane dostawy LNG w II kwartale 2026 roku, przy czym zaistniała sytuacja nie wpłynęła na ciągłość dostaw gazu do Polski. Grupa posiada możliwości dywersyfikacji źródeł zaopatrzenia w LNG, w tym poprzez zakupy na rynku spot oraz wykorzystanie własnych zdolności logistycznych i handlowych. W średnim okresie konflikt może wiązać się z utrzymującą się presją cenową na rynku gazu w Europie. Jednocześnie możliwe jest zastąpienie części wolumenów dostawami z Ameryki Północnej, realizowanymi po cenach rynkowych.

Grupa ORLEN konsekwentnie realizuje również procedury zapewniające ciągłość działania oraz nieprzerwane dostawy paliw, w związku z czym obecnie nie identyfikuje ryzyka wystąpienia niedoborów paliw na rynkach, na których prowadzi działalność, w tym w Polsce. Zapasy ropy naftowej i paliw ciekłych obejmują zapasy obowiązkowe oraz zapasy operacyjne. Zapasy operacyjne (handlowe) służą bieżącemu zaspokajaniu popytu na paliwa w przeciwieństwie do zapasów obowiązkowych, które są utrzymywane w celu zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego w danym kraju. Grupa realizuje nałożone na nią, zgodnie z obowiązującymi przepisami prawa, obowiązki w zakresie utrzymywania zapasów obowiązkowych ropy naftowej i paliw na wymaganym poziomie.

Grupa stale monitoruje sytuację na rynku paliw płynnych i podejmuje niezbędne działania handlowe i operacyjne mające na celu zapewnienie podaży paliw zgodnie z występującym zapotrzebowaniem.

Grupa posiada procedury oraz plany awaryjne obejmujące m.in. możliwość reorganizacji łańcuchów dostaw, w tym dywersyfikacji kierunków pozyskania surowców oraz dostosowania działań zabezpieczających na portfelu transakcji w odpowiedzi na zmieniające się warunki rynkowe.

Grupa utrzymuje bieżący nadzór nad sytuacją płynnościową. Zwiększona zmienność rynkowa może skutkować okresowo wyższym zapotrzebowaniem na finansowanie obrotowe oraz zwiększeniem wymogów w zakresie zabezpieczeń dla transakcji na rynkach towarowych i finansowych. Grupa na bieżąco dostosowuje działania w celu ograniczenia negatywnego wpływu tych czynników na płynność i wyniki. Grupa posiada wystarczające zasoby finansowe i dostępne linie kredytowe do regulowania zobowiązań oraz kontynuacji projektów inwestycyjnych.

Na datę sporządzenia niniejszego skonsolidowanego sprawozdania finansowego, biorąc pod uwagę dynamiczny charakter sytuacji, Grupa nie jest w stanie wiarygodnie oszacować wpływu powyższych zdarzeń na przyszłe wyniki finansowe.

Wpływ sytuacji geopolitycznej na istotne szacunki i założenia:

Grupa ORLEN przyjmuje, iż sytuacja geopolityczna, w tym wojny w Iranie i w krajach ościennych, może wpływać w kolejnych okresach na istotne szacunki i założenia dokonywane przez Zarząd. Dotyczy to w szczególności następujących obszarów:

- poziomu ceny i podaży surowców: ropy naftowej, gazu, energii elektrycznej oraz paliw płynnych;
- zmiany cen praw do emisji CO₂;
- założeń dotyczących optymalizacji surowcowej w związku z wysoką ceną i zmiennością podaży;



(w mln PLN)

- cen, marż oraz wolumenów produktów rafineryjnych i petrochemicznych oraz energii elektrycznej;
- kursów walut, głównie EUR i USD;
- wskaźników oczekiwanej stopy zwrotu z inwestycji WACC;
- wskaźników inflacji i poziom stóp procentowych.

Założenia te będą wpływać w głównej mierze na modele w odniesieniu do kształtowania się przyszłych oczekiwanych przepływów pieniężnych w opracowywanych przez Grupę scenariuszach, jak również dla określenia kalkulacji stóp dyskonta stosowanych do oszacowania wartości użytkowej w testach na utratę wartości aktywów trwałych, które mogą być przygotowywane w kolejnych okresach sprawozdawczych.

Zmiany założeń dotyczących wskaźników inflacji i poziomu stóp procentowych będą wpływały również na szacunki dotyczące utworzonych rezerw w części długoterminowej, jak również na kalkulację krańcowej stopy procentowej stosowanej do wyceny zobowiązań z tytułu leasingu.

Z kolei założenia dotyczące cen ropy i gazu, jak również ceny produktów rafineryjnych i petrochemicznych będą wpływały na szacunki Grupy dotyczące wartości netto możliwej do uzyskania w odniesieniu do zapasów.

Dodatkowo, zmiany cen surowców, uprawnień do emisji CO₂, marże na produktach oraz wahania kursów walut i stóp procentowych będą miały bezpośredni wpływ na zyski z działalności operacyjnej generowane przez Grupę, w tym wycenę i rozliczenie posiadanych przez Grupę instrumentów pochodnych.

Ponadto przyjęte założenia w odniesieniu do danych makroekonomicznych, takich jak dynamika Produktu Krajowego Brutto, wskaźnik inflacji, czy stopy bezrobocia, mogą wpływać na konieczność zmiany szacunków w odniesieniu do oczekiwanej straty kredytowej dla należności handlowych Grupy i uwzględnienia w kalkulacji oczekiwanej straty kredytowej dodatkowego elementu ryzyka związanego z sytuacją gospodarczą oraz prognozami na przyszłość.

Ze względu na relatywnie krótki okres trwania konfliktu do dnia sporządzenia niniejszego sprawozdania, oszacowanie jego potencjalnych dalszych konsekwencji makroekonomicznych oraz rynkowych pozostaje utrudnione i obarczone niepewnością. Na dzień sporządzenia niniejszego skonsolidowanego sprawozdania finansowego Grupa oceniła, że eskalacja konfliktu zbrojnego na Bliskim Wschodzie nie wpływa na ocenę kontynuacji działalności.

Grupa ORLEN na bieżąco monitoruje rozwój sytuacji geopolitycznej, a ewentualne zdarzenia mogące mieć wpływ na sprawozdawczość finansową zostaną odpowiednio uwzględnione w kolejnych okresach sprawozdawczych.

Ze względu na wysoki poziom niepewności oraz dużą zmienność cen na rynku węglowodorów, Grupa uznaje obecną sytuację za przejściową. W ramach prowadzonych analiz Grupa ocenia, czy obserwowane krótkoterminowe trendy, w szczególności w zakresie cen surowców, mogą przekształcić się w trendy długoterminowe, które w takim przypadku zostaną odpowiednio odzwierciedlone w przyszłych przepływach pieniężnych wykorzystywanych w testach na utratę wartości.



ZATWIERDZENIE SKONSOLIDOWANEGO SPRAWOZDANIA FINANSOWEGO ORAZ OŚWIADCZENIE O RZETELNOŚCI

Zarząd ORLEN oświadcza, że wedle jego najlepszej wiedzy, niniejsze skonsolidowane sprawozdanie finansowe i dane porównawcze sporządzone zostały zgodnie z obowiązującymi Grupę ORLEN zasadami rachunkowości oraz odzwierciedlają w sposób prawdziwy, rzetelny i jasny sytuację majątkową i finansową oraz wynik finansowy Grupy ORLEN.

Niniejsze skonsolidowane sprawozdanie finansowe zostało zatwierdzone przez Zarząd Jednostki Dominującej w dniu 28 kwietnia 2026 roku.

.....
Ireneusz Fąfara
Prezes Zarządu

.....
Marek Balawejder
Członek Zarządu

.....
Sławomir Jędrzejczyk
Wiceprezes Zarządu

.....
Witold Literacki
Wiceprezes Zarządu

.....
Wiesław Prugar
Członek Zarządu

.....
Ireneusz Sitarski
Wiceprezes Zarządu

.....
Robert Soszyński
Wiceprezes Zarządu

.....
Sławomir Staszak
Członek Zarządu

.....
Marcin Wasilewski
Członek Zarządu

.....
Paweł Wojtunik
Członek Zarządu

To jest wersja nieoficjalna dokumentu
Wersją oficjalną jest podpisany elektronicznie dokument w formacie XHTML