



Skonsolidowane sprawozdanie finansowe Grupy Kapitałowej PGNiG za 2021 rok

sporządzone zgodnie z Międzynarodowymi
Standardami Sprawozdawczości Finansowej
zatwierdzonymi przez Unię Europejską

2021



Spis Treści

Sprawozdania podstawowe	3
1. Informacje ogólne	7
1.1 Podstawowe informacje o Grupie Kapitałowej PGNiG i podstawa sporządzenia sprawozdania	7
1.2 Wpływ nowych standardów na sprawozdanie Grupy Kapitałowej	9
2. Opis Grupy Kapitałowej i segmenty sprawozdawcze	12
2.1 Główne informacje o Grupie i segmentach sprawozdawczych	12
2.2 Dane liczbowe dotyczące segmentów sprawozdawczych	14
2.3 Przychody ze sprzedaży w podziale na segmenty	16
2.4 Inwestycje w jednostkach wycenianych metodą praw własności	17
3. Noty objaśniające do rachunku zysków i strat	20
3.1 Przychody ze sprzedaży	20
3.2 Koszty operacyjne	25
3.3 Pozostałe przychody i koszty operacyjne	26
3.4 Koszty finansowe netto	27
3.5 Zysk na akcję	27
4. Noty objaśniające dotyczące opodatkowania	28
4.1 Podatek dochodowy	28
5. Noty objaśniające do sprawozdania z przepływów pieniężnych oraz informacje dotyczące zadłużenia	32
5.1 Uzgodnienie zadłużenia	32
5.2 Zobowiązania z tytułu zadłużenia	34
5.3 Kapitał własny, dywidendy i polityka zarządzania kapitałem	35
5.4 Środki pieniężne i ich ekwiwalenty	37
5.5 Pozostałe wyjaśnienia dotyczące skonsolidowanego sprawozdania z przepływów pieniężnych	37
6. Noty objaśniające do sprawozdania z sytuacji finansowej	39
6.1 Aktywa trwałe rzeczowe i niematerialne	39
6.2 Kapitał obrotowy	49
6.3 Rezerwy i zobowiązania	54
7. Noty dotyczące instrumentów finansowych i zarządzania ryzykiem finansowym	60
7.1 Instrumenty finansowe	60
7.2 Pochodne instrumenty finansowe	64
7.3 Zasady zarządzania ryzykiem finansowym	71
8. Noty pozostałe	79
8.1 Aktywa przeznaczone do sprzedaży	79
8.2 Pozostałe aktywa	79
8.3 Aktywa i zobowiązania warunkowe	81
8.4 Informacje o transakcjach z podmiotami powiązanymi	81
8.5 Wspólne działania	84
8.6 Zmiany w strukturze Grupy w okresie sprawozdawczym	86
8.7 Inne istotne informacje	89
8.8 Zdarzenia po dniu bilansowym	90

Sprawozdania podstawowe

Skonsolidowany rachunek zysków i strat	Nota	2021	2020
Przychody ze sprzedaży gazu ziemnego	Nota 3.1.	54 962	27 715
Przychody ze sprzedaży pozostałe	Nota 3.1.	15 002	11 482
Przychody ze sprzedaży	Nota 3.2.	69 964	39 197
Koszt gazu	Nota 3.3.	(43 758)	(19 808)
Wpływ aneksu zawartego z PAO Gazprom/OOO Gazprom Export na koszty gazu w latach 2014-2019	Nota 3.3.	-	4 915
Zużycie innych surowców i materiałów	Nota 3.3.	(4 168)	(3 224)
Świadczenia pracownicze	Nota 3.3.	(3 480)	(3 381)
Usługi przesyłowe		(1 159)	(1 048)
Pozostałe usługi	Nota 3.3.	(2 112)	(1 888)
Podatki i opłaty		(1 226)	(911)
Pozostałe przychody i koszty operacyjne	Nota 3.4.	(423)	(159)
Koszt wytworzenia świadczeń na własne potrzeby		1 564	1 102
Odpisy rzeczowego majątku trwałego i wartości niematerialnych oraz ich odwrócenie	Nota 3.3.	391	(1 786)
Zysk operacyjny bez uwzględnienia amortyzacji (EBITDA)	Nota 2.2.	15 593	13 009
Amortyzacja	Nota 2.2.	(4 031)	(3 424)
Zysk na działalności operacyjnej (EBIT)	Nota 2.2.	11 562	9 585
Koszty finansowe netto	Nota 3.5.	(587)	35
Wynik z inwestycji w jednostkach wycenianych metodą praw własności	Nota 2.4.	7	(595)
Zysk przed opodatkowaniem		10 982	9 025
Podatek dochodowy	Nota 4.1.	(4 968)	(1 685)
Zysk netto		6 014	7 340
Zysk netto przypadający:			
Akcjonariuszom jednostki dominującej		6 014	7 340
Udziałom niekontrolującym		-	-
Średnia ważona liczba akcji zwykłych (mln szt.)		5 778	5 778
Zysk na akcję podstawowy i rozwodniony (w PLN)	Nota 3.6.	1,04	1,27
Skonsolidowane sprawozdanie z całkowitych dochodów	Nota	2021	2020
Zysk netto		6 014	7 340
Różnice kursowe z przeliczenia sprawozdań jednostek zagranicznych		(30)	(10)
Rachunkowość zabezpieczeń	Nota 7.1.3	(3 467)	(1 217)
Podatek odroczony		659	231
Udział w innych całkowitych dochodach w jednostkach wycenianych metodą praw własności		1	(1)
Pozostałe całkowite dochody podlegające przeklasyfikowaniu do wyniku		(2 837)	(997)
Straty aktuarialne dotyczące świadczeń pracowniczych		66	(69)
Podatek odroczony		(13)	13
Udział w innych całkowitych dochodach w jednostkach wycenianych metodą praw własności		10	(2)
Pozostałe całkowite dochody nie podlegające przeklasyfikowaniu do wyniku		63	(58)
Pozostałe całkowite dochody netto		(2 774)	(1 055)
Łączne całkowite dochody		3 240	6 285
Łączne całkowite dochody przypadające:			
Akcjonariuszom jednostki dominującej		3 240	6 285
Udziałom niekontrolującym		-	-

Skonsolidowane sprawozdanie z przepływów pieniężnych	Nota	2021	2020
Przepływy pieniężne z działalności operacyjnej			
Zysk netto		6 014	7 340
Amortyzacja		4 031	3 424
Podatek dochodowy bieżącego okresu		4 968	1 685
Wynik z działalności inwestycyjnej		(841)	1 618
Pozostałe korekty niepieniężne	Nota 5.5.2.	618	782
Podatek dochodowy zapłacony	Nota 4.1.1.	(1 336)	(1 745)
Zmiana stanu kapitału obrotowego	Nota 5.5.1.	(9 984)	1 014
Przepływy pieniężne netto z działalności operacyjnej		3 470	14 118
Przepływy pieniężne z działalności inwestycyjnej			
Wydatki na nabycie środków trwałych w budowie dotyczących poszukiwania i oceny zasobów mineralnych	Nota 2.2.	(745)	(952)
Wydatki na pozostałe rzeczowe aktywa trwałe i wartości niematerialne	Nota 2.2.	(6 290)	(4 843)
Wpływy ze sprzedaży rzeczowego majątku trwałego i wartości niematerialnych		275	26
Wydatki na nabycie udziałów w jednostkach powiązanych		(35)	(2)
Wydatki na nabycie krótkoterminowych papierów wartościowych		(21)	(523)
Wpływy ze sprzedaży krótkoterminowych papierów wartościowych		3	134
Wydatki na nabycie INEOS E&P Norge AS		(1 309)	-
Pozostałe pozycje netto		30	(94)
Przepływy pieniężne netto z działalności inwestycyjnej		(8 092)	(6 254)
Przepływy pieniężne z działalności finansowej			
Wpływy z tytułu zadłużenia	Nota 5.1.	12 741	496
Wydatki z tytułu zadłużenia	Nota 5.1.	(2 895)	(3 605)
Wypłacone dywidendy	Nota 5.3.	(1 213)	(520)
Pozostałe pozycje netto		(5)	(24)
Przepływy pieniężne netto z działalności finansowej		8 628	(3 653)
Przepływy pieniężne netto		4 006	4 211
Środki pieniężne i ich ekwiwalenty na początek okresu		7 098	3 037
Różnice kursowe dotyczące środków pieniężnych i ich ekwiwalentów	Nota 5.5.3.	311	(148)
Odpisy aktualizujące środki pieniężne i ich ekwiwalenty	Nota 5.5.3.	(2)	(2)
Przepływy pieniężne dotyczące transakcji cash pooling		(3)	-
Środki pieniężne i ich ekwiwalenty na koniec okresu		11 410	7 098
w tym środki pieniężne o ograniczonej możliwości dysponowania		4 300	1 208

Skonsolidowane sprawozdanie z sytuacji finansowej	Nota	2021	2020
AKTYWA			
Rzeczowe aktywa trwałe	Nota 6.1.1.	50 192	42 565
Wartości niematerialne	Nota 6.1.2.	1 826	693
Aktywa z tytułu podatku odroczonego	Nota 4.1.2.	1 494	42
Inwestycje w jednostkach wycenianych metodą praw własności	Nota 2.4.	984	966
Pochodne instrumenty finansowe	Nota 7.2.	1 396	143
Pozostałe aktywa	Nota 8.2.	1 588	1 834
Aktywa trwałe		57 480	46 243
Zapasy	Nota 6.2.1.	8 235	2 684
Należności	Nota 6.2.2.	16 462	5 288
Pochodne instrumenty finansowe	Nota 7.2.	7 572	1 310
Pozostałe aktywa	Nota 8.2.	336	217
Środki pieniężne i ich ekwiwalenty	Nota 5.4.	11 410	7 098
Aktywa przeznaczone do sprzedaży	Nota 8.1.	81	31
Aktywa obrotowe		44 096	16 628
AKTYWA RAZEM		101 576	62 871
ZOBOWIĄZANIA I KAPITAŁ WŁASNY			
Kapitał akcyjny i zapasowy ze sprzedaży akcji powyżej ich wartości nominalnej	Nota 5.3.	7 518	7 518
Kapitał z tytułu stosowania rachunkowości zabezpieczeń		(4 598)	(16)
Skumulowane pozostałe całkowite dochody	Nota 5.3.	(281)	(315)
Zyski zatrzymane	Nota 5.3.	41 740	36 939
Kapitał własny akcjonariuszy jednostki dominującej		44 379	44 126
Kapitał własny udziałowców niekontrolujących		-	(1)
KAPITAŁ WŁASNY RAZEM		44 379	44 125
Zobowiązania z tytułu zadłużenia	Nota 5.1.	4 489	3 859
Pochodne instrumenty finansowe	Nota 7.2.	4 867	285
Zobowiązania z tytułu świadczeń pracowniczych	Nota 6.3.1.	933	1 046
Rezerwa na koszty likwidacji, rekultywacji oraz koszty naprawy środowiska	Nota 6.3.2.	3 161	3 241
Pozostałe rezerwy	Nota 6.3.3.	260	135
Dotacje	Nota 6.3.4.	695	695
Zobowiązania z tytułu podatku odroczonego	Nota 4.1.2.	5 572	2 228
Pozostałe zobowiązania	Nota 6.3.5.	130	177
Zobowiązania długoterminowe		20 107	11 666
Zobowiązania z tytułu zadłużenia	Nota 5.1.	10 148	325
Pochodne instrumenty finansowe	Nota 7.2.	10 164	1 113
Zobowiązania z tytułu dostaw i podatków *	Nota 6.2.3.	12 924	3 297
Zobowiązania z tytułu świadczeń pracowniczych	Nota 6.3.1.	571	468
Rezerwa na koszty likwidacji, rekultywacji oraz koszty naprawy środowiska	Nota 6.3.2.	103	70
Pozostałe rezerwy	Nota 6.3.3.	762	789
Dotacje	Nota 6.3.4.	42	49
Pozostałe zobowiązania	Nota 6.3.5.	2 376	969
Zobowiązania krótkoterminowe		37 090	7 080
ZOBOWIĄZANIA RAZEM		57 197	18 746
ZOBOWIĄZANIA I KAPITAŁ WŁASNY RAZEM		101 576	62 871

* W tym podatek dochodowy: 4 853 mln PLN (2020: 168 mln PLN)

Skonsolidowane sprawozdanie ze zmian w kapitale własnym

	Kapitał własny akcjonariuszy jednostki dominującej									
	Kapitał akcyjny i zapasowy ze sprzedaży akcji powyżej ich wartości nominalnej, w tym:		Kapitał z tytułu stosowania rachunkowości zabezpieczeń	Skumulowane pozostałe całkowite dochody z tytułu:			Zyski zatrzymane	Ogółem	Kapitał własny udziałowców niekontrolujących	Kapitał własny razem
	kapitał akcyjny	kapitał ze sprzedaży akcji powyżej ich wartości nominalnej		różnic kursowych z przeliczenia jednostek zagranicznych	zysków/(strat) aktuarialnych dotyczących świadczeń pracowniczych	udział w innych całkowitych dochodach w jednostkach wycenianych metodą praw własności				
Stan na 1 stycznia 2020	5 778	1 740	739	(122)	(117)	(7)	30 097	38 108	(1)	38 107
Zysk netto	-	-	-	-	-	-	7 340	7 340	-	7 340
Pozostałe całkowite dochody netto	-	-	(986)	(10)	(56)	(3)	-	(1 055)	-	(1 055)
Całkowite dochody razem	-	-	(986)	(10)	(56)	(3)	7 340	6 285	-	6 285
Zmiana w kapitałach odniesiona na zapasy netto	-	-	231	-	-	-	-	231	-	231
Dywidenda	-	-	-	-	-	-	(520)	(520)	-	(520)
Zmiany w Grupie	-	-	-	-	-	-	22	22	-	22
Stan na 31 grudnia 2020	5 778	1 740	(16)	(132)	(173)	(10)	36 939	44 126	(1)	44 125
Zysk netto	-	-	-	-	-	-	6 014	6 014	-	6 014
Pozostałe całkowite dochody netto	-	-	(2 808)	(30)	53	11	-	(2 774)	-	(2 774)
Całkowite dochody razem	-	-	(2 808)	(30)	53	11	6 014	3 240	-	3 240
Zmiana w kapitałach odniesiona na zapasy netto	-	-	(1 774)	-	-	-	-	(1 774)	-	(1 774)
Dywidenda	-	-	-	-	-	-	(1 213)	(1 213)	-	(1 213)
Stan na 31 grudnia 2021	5 778	1 740	(4 598)	(162)	(120)	1	41 740	44 379	-	44 379

1. Informacje ogólne

1.1 Podstawowe informacje o Grupie Kapitałowej PGNiG i podstawa sporządzenia sprawozdania

1.1.1 Podstawowe informacje o Grupie

Nazwa	Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo Spółka Akcyjna
Siedziba	ul. Marcina Kasprzaka 25, 01-224 Warszawa, Polska
Rejestracja	Sąd Rejonowy dla m. st. Warszawy XIII Wydział Gospodarczy KRS, Polska
KRS	0000059492
REGON	012216736
NIP	525-000-80-28
Podstawowe miejsce prowadzenia działalności gospodarczej	Polska

Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo Spółka Akcyjna jest spółką dominującą (PGNiG S.A., PGNiG, Spółka, Jednostka Dominująca) w Grupie Kapitałowej PGNiG (GK PGNiG, Grupa Kapitałowa, Grupa). Akcje PGNiG S.A. notowane są na Giełdzie Papierów Wartościowych w Warszawie S.A. (GPW). W okresie sprawozdawczym nie wystąpiły zmiany w nazwie jednostki lub innych danych identyfikacyjnych.

Na dzień przekazania skonsolidowanego sprawozdania finansowego za 2021 rok, jedynym akcjonariuszem posiadającym co najmniej 5% ogólnej liczby głosów na Walnym Zgromadzeniu PGNiG S.A. był Skarb Państwa, reprezentowany przez ministra właściwego do spraw aktywów państwowych. Na dzień 31 grudnia 2021 roku nie występuje jednostka dominująca dla GK PGNiG, która sporządzałaby skonsolidowane sprawozdanie finansowe dostępne do użytku publicznego. Nie występuje też jednostka dominująca najwyższego szczebla, która sporządzałaby skonsolidowane sprawozdanie finansowe dostępne do użytku publicznego.

Grupa Kapitałowa PGNiG pełni kluczową rolę w polskim sektorze gazowym; odpowiada za utrzymanie bezpieczeństwa energetycznego kraju w zakresie gazu, zapewniając dywersyfikację dostaw tego paliwa poprzez wydobycie ze złóż krajowych oraz import ze źródeł zagranicznych. Zasadniczy obszar działalności GK PGNiG stanowi poszukiwanie i wydobycie gazu ziemnego oraz ropy naftowej, a także import, magazynowanie, dystrybucja, sprzedaż paliw gazowych i płynnych oraz produkcja i sprzedaż ciepła i energii elektrycznej.

GK PGNiG posiada wiodącą pozycję w wielu obszarach swojej działalności. W Polsce, Grupa Kapitałowa jest największym importerem paliwa gazowego (głównie z Rosji i Niemiec), głównym producentem gazu ziemnego ze złóż krajowych, a także znaczącym producentem ciepła i energii elektrycznej w kraju. Wydobycie gazu ziemnego i ropy naftowej jest jednym z kluczowych czynników zapewniających Grupie konkurencyjną pozycję na rynku gazu w Polsce.

Szczegółowe informacje dotyczące segmentów działalności oraz jednostek objętych konsolidacją można znaleźć w [necie 2](#).

1.1.2 Podstawa sporządzenia sprawozdania

Skonsolidowane sprawozdanie finansowe Grupy Kapitałowej PGNiG zostało sporządzone zgodnie z Międzynarodowymi Standardami Sprawozdawczości Finansowej (MSSF) zatwierdzonymi do stosowania w Unii Europejskiej (UE).

Zasady sporządzania skonsolidowanego sprawozdania finansowego

Skonsolidowane sprawozdanie finansowe obejmuje dane Jednostki Dominującej, spółek zależnych, jednostek stowarzyszonych oraz wspólnych ustaleń umownych (wspólnych przedsięwzięć i wspólnych działań).

Sprawozdania finansowe PGNiG S.A., jednostek objętych konsolidacją oraz wyceną metodą praw własności sporządzone zostały za ten sam okres sprawozdawczy, z wyjątkiem jednostki GK Polimex-Mostostal S.A., która w skonsolidowanym sprawozdaniu Grupy Kapitałowej wyceniana jest metodą praw własności – więcej na ten temat w [necie 2.4.1](#).

Skonsolidowane sprawozdanie finansowe zostało sporządzone w oparciu o jednolitą zasadę rachunkowości, stosowane przez jednostki objęte konsolidacją oraz wyceną metodą praw własności. W przypadkach, gdy jest to konieczne, w sprawozdaniach jednostkowych dokonuje się korekt dostosowujących zasady rachunkowości stosowane przez jednostkę do zasad stosowanych przez Grupę Kapitałową.

Jednostki stowarzyszone ujmowane są zgodnie z zasadami przedstawionymi w [necie 2.4](#).

Wspólne ustalenia umowne ujmowane są zgodnie z zasadami przedstawionymi w [notach 2.4.](#) oraz [8.5.](#)

Jednostki zależne są konsolidowane metodą pełną od dnia przejęcia, będącego dniem objęcia kontroli nad spółką, do dnia utraty tej kontroli. Kontrola występuje wówczas, gdy jednostka dominująca, z tytułu swojego zaangażowania w tę jednostkę, podlega ekspozycji na zmienne zwroty lub ma do nich prawa oraz możliwość wywierania wpływu na wysokość tych zwrotów poprzez sprawowanie władzy nad jednostką.

Objęcie kontroli nad jednostką stanowiącą przedsięwzięcie rozlicza się metodą nabycia. Na dzień przejęcia, możliwe do zidentyfikowania nabyte aktywa i przejęte zobowiązania jednostki przejmowanej stanowiącej 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). Koszty transakcyjne ujmowane są w rachunku zysków i strat w momencie poniesienia. Udziały niekontrolujące wycenia się na moment przejęcia według proporcjonalnego udziału w aktywach netto jednostki zależnej lub według wartości godziwej.

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.

Niniejsze skonsolidowane sprawozdanie finansowe zostało sporządzone przy założeniu kontynuowania działalności gospodarczej przez jednostki Grupy w dającej się przewidzieć przyszłości. Na dzień zatwierdzenia niniejszego sprawozdania finansowego nie stwierdzono istnienia okoliczności wskazujących na zagrożenie kontynuowania działalności przez Grupę. W związku z inwazją Federacji Rosyjskiej na Ukrainę, która miała miejsce 24 lutego 2022 roku, Grupa przeanalizowała generowane przychody i zaangażowane aktywa na Ukrainie i w Federacji Rosyjskiej. Więcej informacji znajduje się w [nocie 3.1.1.1](#) dotyczącej przychodów i w [nocie 8.8](#), dotyczącej zdarzeń po dniu bilansowym oraz w Sprawozdaniu Zarządu z działalności Grupy Kapitałowej PGNiG i PGNiG S.A. za 2021 rok.

Skonsolidowane sprawozdanie finansowe zostało sporządzone zgodnie z zasadą kosztu historycznego, z wyjątkiem aktywów i zobowiązań finansowych wycenianych w wartości godziwej opisanych w [nocie 7](#).

Walutą funkcjonalną spółki PGNiG S.A. i walutą prezentacji niniejszego skonsolidowanego sprawozdania finansowego jest złoty (PLN).

Zasady rachunkowości

Pozycje wyrażone w walucie obcej

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 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.

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, ujmuje się w wyniku finansowym. Różnice kursowe stanowiące część zysku/straty z wyceny instrumentu zabezpieczającego w rachunkowości zabezpieczeń ujmuje się w pozostałych całkowitych dochodach.

Dane finansowe jednostek i oddziałów znajdujących się poza granicami kraju, objętych skonsolidowanym sprawozdaniem finansowym, wymagają przeliczenia na walutę prezentacji Grupy, tj. PLN. W tym celu dane wyrażone w walucie obcej, wynikające ze sprawozdań z sytuacji finansowej, przeliczone są po średnim kursie obowiązującym na koniec okresu sprawozdawczego (ogłoszonym dla danej waluty przez NBP), natomiast dane z rachunku zysków i strat – po kursie stanowiącym średnią arytmetyczną średnich kursów (ogłaszanych dla danej waluty przez NBP) na każdy dzień kończący miesiąc roku obrotowego.

Różnice kursowe powstałe z przeliczenia aktywów i zobowiązań jednostek zagranicznych ujmowane są w pozostałych całkowitych dochodach i kumulowane w oddzielnej pozycji kapitału własnego. 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 celu zabezpieczenia się przed ryzykiem zmian kursów walutowych, Grupa wykorzystuje walutowe transakcje pochodne (zasady rachunkowości stosowane przez Grupę w odniesieniu do pochodnych instrumentów finansowych zostały przedstawione w [nocie 7.2.](#)).

Data publikacji niniejszego sprawozdania finansowego jest 24 marca 2022 roku.

1.2 Wpływ nowych standardów na sprawozdanie Grupy Kapitałowej

1.2.1 Zastosowane nowe i zmienione standardy i interpretacje

Na niniejsze skonsolidowane sprawozdanie finansowe miały wpływ następujące nowe i zmienione standardy oraz interpretacje, które weszły w życie od 1 stycznia 2021 roku:

Zmiany do MSSF 9 „Instrumenty finansowe”, MSR 39 „Instrumenty finansowe: ujmowanie i wycena”, MSSF 7 „Instrumenty finansowe: ujawnianie informacji”, MSSF 4 „Umowy ubezpieczeniowe” oraz MSSF 16 „Leasing” – reforma IBOR – Faza 2

Grupa zastosowała zmiany do MSSF 9, MSR 39, MSSF 7, MSSF 4 oraz MSSF 16 od 1 stycznia 2021 roku

Opis	<p>Zmiany do standardów zawierają tymczasowe odstępstwa, adresujące skutki zastąpienia międzybankowej stopy procentowej („IBOR”) alternatywną stopą procentową bliską wolnej od ryzyka („RFR”) i ich wpływ na sprawozdawczość finansową. Od 1 stycznia 2022 roku część stawek referencyjnych nie będzie kwotowana i zostanie zastąpiona innymi stawkami.</p> <p>Praktyczne rozwiązanie dotyczące zmian w podstawie o umownych przepływach pieniężnych w wyniku reformy IBOR</p> <p>Zmiany zawierają praktyczne rozwiązanie, na podstawie którego zmiany umowy lub zmiany przepływów pieniężnych, które są bezpośrednim następstwem reformy są traktowane jako zmiany zmiennej stopy procentowej, co jest równoznaczne ze zmianą rynkowej stopy procentowej. Z praktycznego rozwiązania można skorzystać, jeżeli przejście ze stopy referencyjnej IBOR na stopę RFR odbywa się na ekonomicznie równoważnej podstawie bez przeniesienia wartości.</p> <p>Przykładami zmian, które skutkują nową podstawą określenia przepływów pieniężnych wynikających z umowy, która jest równoważna pod względem gospodarczym dotychczasowej podstawie (tj. podstawie obowiązującej bezpośrednio przed dokonaniem zmiany), są:</p> <ul style="list-style-type: none"> a) zastąpienie istniejącego wskaźnika referencyjnego stopy procentowej stosowanego do określenia wynikających z umowy przepływów pieniężnych dla składnika aktywów finansowych lub zobowiązania finansowego alternatywną stopą referencyjną, b) zmiany okresu aktualizacji, dat aktualizacji lub liczby dni między datami płatności kuponu w celu wdrożenia reformy wskaźnika referencyjnego stóp procentowych, oraz c) dodanie klauzuli awaryjnej do warunków umownych składnika aktywów finansowych lub zobowiązania finansowego w celu umożliwienia wdrożenia dowolnej zmiany opisanej w punktach powyżej. <p>Wszelkie inne zmiany wprowadzone w tym samym czasie, takie jak zmiana marży kredytowej lub terminu zapadalności, podlegają odrębnej ocenie. Jeżeli są one istotne, zaprzestaje się ujmowania dotychczasowego instrumentu i ujmuje nowy. Jeżeli nie są one istotne, dokonuje się aktualizacji efektywnej stopy procentowej i ponownego obliczenia wartości bilansowej instrumentu finansowego. Wynik z tytułu modyfikacji ujmowany jest w rachunku zysków lub strat.</p> <p>Zastosowanie praktycznego rozwiązania jest także wymagane w przypadku MSSF 16 Leasing, w odniesieniu do modyfikacji leasingu wymaganych przez reformę IBOR.</p> <p>Zwolnienie z rozwiązywania powiązań zabezpieczających</p> <p>Zmiany pozwalają na dostosowanie dokumentacji rachunkowości zabezpieczeń w zakresie wyznaczania i dokumentowania powiązań zabezpieczających bez ich rozwiązywania, jeżeli zmiany te były bezpośrednio wymagane przez reformę IBOR. Dozwolone zmiany obejmują przededefiniowanie zabezpieczanego ryzyka w celu odniesienia do RFR oraz przededefiniowanie opisu instrumentów zabezpieczających i/lub pozycji zabezpieczanych w celu odzwierciedlenia RFR. Podmioty są uprawnione do zastosowania powyższych zmian do końca okresu sprawozdawczego, w trakcie którego wprowadza się modyfikację wymaganą przez reformę IBOR.</p> <p>Wszelkie zyski lub straty, które mogą powstać w okresie przejściowym, są rozliczane zgodnie z normalnymi wymogami MSSF 9 i MSR 39, w zakresie pomiaru i ujmowania nieefektywności zabezpieczenia.</p> <p>Kwoty zgromadzone w kapitale z wyceny zabezpieczeń przepływów pieniężnych uznaje się za oparte na RFR. Kapitał ten jest uwalniany do rachunku zysków lub strat w tym samym okresie lub okresach, w których zabezpieczane przepływy pieniężne oparte na RFR wpływają na wynik finansowy.</p> <p>W celu oceny retrospektywnej efektywności zabezpieczeń zgodnie z MSR 39, przy przejściu na RFR jednostki mogą zdecydować się (odrębnie dla każdego powiązania) na zniwelowanie skumulowanej zmiany wartości godziwej do zera. Zwolnienie to ma zastosowanie w sytuacji, gdy wyjątek dla oceny retrospektywnej dobiega końca (gdy paragraf 102G MSR 39 przestaje mieć zastosowanie).</p> <p>Zmiany przewidują zwolnienie dla pozycji w ramach wyznaczonej grupy pozycji (takich jak pozycje stanowiące część strategii portfelowej zabezpieczenia przepływów pieniężnych – ang. macro cash flow hedging strategy), które są zmieniane ze względu</p>
------	---

	<p>na modyfikacje bezpośrednio wymagane przez reformę IBOR. Zwolnienia pozwalają na utrzymanie strategii zabezpieczającej i kontynuowanie jej stosowania.</p> <p>Z uwagi na fakt, że pozycje w ramach zabezpieczanej grupy przechodzą ze wskaźników IBOR na RFR w różnym momencie, zostaną one przeniesione do podgrup instrumentów, które wyznaczają daną stopę RFR jako zabezpieczane ryzyko.</p> <p>Gdy instrumenty przechodzą na RFR, powiązanie zabezpieczające może wymagać modyfikacji więcej niż jeden raz. Zwolnienia w ramach fazy drugiej stosuje się za każdym razem, gdy powiązanie zabezpieczające jest modyfikowane bezpośrednio na skutek reformy IBOR. Zwolnienia w ramach fazy drugiej przestają obowiązywać po wprowadzeniu wszystkich zmian w instrumentach finansowych i powiązaniach zabezpieczających, zgodnie z wymogami reformy IBOR.</p> <p>Komponenty ryzyka możliwe do zidentyfikowania oddzielnie</p> <p>Zmiany przewidują tymczasowe zwolnienie jednostek z wymogu spełnienia kryterium odrębnej identyfikacji, jeżeli instrument RFR został wyznaczony jako zabezpieczenie komponentu ryzyka. Zwolnienie pozwala podmiotom po wyznaczeniu zabezpieczenia na założenie, że spełnione jest kryterium odrębnej identyfikacji, pod warunkiem, że jednostka oczekuje, że komponent ryzyka RFR zostanie odrębnie zidentyfikowany w ciągu najbliższych 24 miesięcy.</p>
Wpływ wdrożenia standardu	<p>W pierwszym etapie wdrożenia reforma stawek referencyjnych dotyczyła przede wszystkim procesu rachunkowości zabezpieczeń instrumentów zabezpieczających stopę procentową. W związku z tym, że Grupa na 31 grudnia 2020 roku ani na 31 grudnia 2021 roku nie posiadała powiązań zabezpieczających dla tego typu instrumentów, w tym zakresie reforma IBOR nie ma wpływu na sprawozdanie finansowe Grupy.</p> <p>W kolejnym etapie reformy, w związku z zastąpieniem stawek WIBOR, EURIBOR, LIBOR, NIBOR stawkami wolnymi od ryzyka, Grupa może odnotować marginalny wpływ na wycenę instrumentów zabezpieczających oraz udzielonych pożyczek. Grupa dodatkowo zawarła transakcje CCIRS, polegające na wymianie płatności odsetkowych opartych o stawki WIBOR 3M (otrzymywane) i NIBOR 3M (płacone) niewyznaczone do rachunkowości zabezpieczeń. Grupa określa wpływ z tytułu wyceny instrumentu CCIRS, jaki może wystąpić, jako nieistotny. Tabela A przedstawia sumy wartości netto posiadanych instrumentów finansowych indeksowanych do stopy zmiennej w podziale na obecne stawki referencyjne.</p>

PGNiG S.A. nie posiada instrumentów indeksowanych bezpośrednio do wycofywanych z końcem 2021 roku stawek IBOR i dlatego ocenia prawdopodobieństwo wystąpienia poniższych ryzyk jako nieistotne. Ze względu na istniejącą w chwili obecnej dużą niepewność co do docelowego formatu niektórych stawek referencyjnych w horyzoncie czasowym dłuższym niż jeden rok finansowy (np. EURIBOR, WIBOR, NIBOR) potencjalne ryzyka, na które jest narażona Grupa w związku z reformą IBOR mogą być następujące:

- ryzyko rynkowe (ryzyko stopy procentowej), wynikające z braku możliwości zastosowania odpowiedniego instrumentu zabezpieczającego to ryzyko,
- ryzyko płynności, wynikające z niepewności co do wysokości przyszłych przepływów pieniężnych, indeksowanych do stawek referencyjnych WIBOR, LIBOR i NIBOR,
- ryzyko rachunkowe, wynikające z niepewności co do poprawności modeli szacowania wartości godziwej oraz zamortyzowanego kosztu dla instrumentów indeksowanych do stawki referencyjnej WIBOR, LIBOR i NIBOR,
- ryzyko podatkowe, wynikające z konieczności aktualizacji dokumentacji cen transferowych,
- ryzyko prawne, wynikające z braku możliwości porozumienia z kontrahentami (bankami) w sprawie wdrożenia reformy wskaźnika referencyjnego dla obowiązujących umów w wymaganym czasie.

Działania, które Grupa podjęła, aby zmitigować powyższe ryzyka, są następujące:

- stałe monitorowanie komunikatów dotyczących reformy IBOR publikowanych przez najważniejsze światowe organy nadzorcze,
- stałe monitorowanie dostępnych danych rynkowych opartych na alternatywnych stawkach (m.in. krzywe dyskontowe, alternatywne indeksy składanych stóp procentowych) dostępnych w serwisach informacyjnych (np. Refinitiv Eikon, Bloomberg), pod kątem wykorzystania ich w procesie zarządzania ryzykiem rynkowym, ryzykiem płynności, kalkulacji wycen do wartości godziwej oraz przeprowadzania testów efektywności powiązań zabezpieczających,
- przeprowadzanie, na podstawie dostępnych danych rynkowych opartych o alternatywne stawki referencyjne, okresowych stress-testów w obszarze ryzyka rynkowego, płynności oraz kalkulacji wycen do wartości godziwej,
- planowane rozpoczęcie negocjacji z instytucjami finansującymi oraz podmiotami z Grupy, którym zostały udzielone pożyczki, możliwe niezwłocznie po ogłoszeniu przez odpowiednie organy nadzorcze decyzji o dacie zaprzestania kwotowania stawki referencyjnej WIBOR, LIBOR i NIBOR,
- podpisanie protokołu EONIA z bankami w których stawka EONIA była używana do kalkulowania odsetek od collateralu oraz podpisanie nowej umowy z bankiem, w którym Grupa posiada kredyt w rachunku bieżącym oparty na stawce EONIA (na 31.12.2021 kredyt nie był wykorzystywany przez Grupę).

Biorąc pod uwagę powyższe działania, możliwe zagrożenie ze strony wymienionych ryzyk Grupa ocenia na marginalne.

Pozostałe opublikowane, lecz jeszcze nieobowiązujące standardy, poprawki do standardów i interpretacje niewskazane powyżej są nieistotne dla sprawozdania finansowego lub nie dotyczą działalności Grupy.

Tabela A - Wartości netto posiadanych instrumentów finansowych indeksowanych do stopy zmiennej w podziale na obecne stawki referencyjne

	Stawka referencyjna	Ekspozycja	
		Długoterminowe	Krótkoterminowe
Aktywa finansowe		378	66
	WIBOR 1M	-	-
	WIBOR 3M	58	6
	WIBOR 6M	320	60
Zobowiązania finansowe		2 486	10 063
	WIBOR ON	32	10
	WIBOR 1M	200	10 049
	WIBOR 3M	-	-
	WIBOR 12M	290	14
	EONIA	-	-
	EURIBOR 1M	-	-
	EURIBOR 3M	1 128	-
	LIBOR 3M	868	-
Pochodne instrumenty finansowe (zobowiązania finansowe)		-	141
	WIBOR 3M, NIBOR 3M	-	141



2. Opis Grupy Kapitałowej i segmenty sprawozdawcze

2.1 Główne informacje o Grupie i segmentach sprawozdawczych

Skonsolidowane sprawozdanie zawiera dane Jednostki Dominującej oraz:

- 14 jednostek bezpośrednio zależnych od PGNiG,
- 9 jednostek pośrednio zależnych od PGNiG.

PGNiG S.A. posiada 100% udziałów w konsolidowanych spółkach zależnych, poza jednostką PGNiG GAZOPROJEKT S.A., w której PGNiG posiada 95,17% udziałów.

W przypadku podmiotu Polski Gaz Towarzystwo Ubezpieczeń Wzajemnych, PGNiG jest jedynym Członkiem Kapitałowym i posiada 100% udziałów w kapitale zakładowym, pozostali Członkowie Towarzystwa posiadają udziały w kapitale rezerwowym.

Udziały niedające kontroli, występujące w jednostkach zależnych, nie stanowią istotnych kwot.






W ramach Grupy Kapitałowej identyfikuje się 5 segmentów sprawozdawczych.

Poniżej przedstawiono podział jednostek Grupy Kapitałowej PGNiG, konsolidowanych metodą pełną, na poszczególne segmenty sprawozdawcze. Więcej informacji na temat struktury Grupy Kapitałowej znaleźć można w Sprawozdaniu Zarządu z działalności Grupy Kapitałowej PGNiG i PGNiG S.A. za 2021 rok.

Rysunek 1 Struktura Grupy wg segmentów sprawozdawczych



Segmenty sprawozdawcze zostały ustalone w oparciu o rodzaj działalności prowadzonej przez jednostki Grupy. Poszczególne segmenty operacyjne zostały zagregowane do segmentów sprawozdawczych na podstawie kryteriów agregacji wskazanych w tabeli poniżej. Głównym decydentem operacyjnym (CODM) jest Zarząd Jednostki Dominującej.

Segment	Opis segmentu	Segmenty operacyjne i kryteria agregacji
Poszukiwanie i wydobywanie 	<p>Podstawową działalnością segmentu jest pozyskanie węglowodorów ze złóż i przygotowanie produktów do sprzedaży. Segment obejmuje proces poszukiwania i wydobycia gazu ziemnego i ropy naftowej ze złóż, poczynając od przeprowadzenia analiz geologicznych, badań geofizycznych i wierceń, po zagospodarowanie i eksploatację złóż. Segment sprzedaje gaz ziemny podmiotom spoza GK PGNiG, jak również do innych segmentów GK PGNiG. Ponadto prowadzi sprzedaż ropy naftowej i innych produktów w kraju i za granicą.</p>	<p>Segmenty operacyjne wchodzące w skład tego segmentu sprawozdawczego to PGNiG S.A. (w części zajmującej się poszukiwaniem i wydobyciem węglowodorów) oraz poszczególne spółki Grupy Kapitałowej wskazane na Rysunku 1.</p> <p>Główne przesłanki stanowiące podstawę do dokonania agregacji segmentów operacyjnych do segmentu sprawozdawczego to: podobieństwo produktów i usług, procesu produkcji, rodzaju klientów oraz podobieństwo ekonomiczne (ekspozycja na podobne ryzyko rynkowe, znajdująca odzwierciedlenie w skorelowanych wynikach (marżach) uzyskiwanych przez poszczególne segmenty operacyjne wchodzące w skład segmentu sprawozdawczego).</p>
Obrót i magazynowanie 	<p>Segment prowadzi sprzedaż gazu ziemnego importowanego, wydobywanego ze złóż oraz zakupionego na giełdach gazu, w swojej działalności wykorzystuje podziemne magazyny gazu (magazyny gazu zlokalizowane w Mogilnie, Wierchowicach, Kosakowie, Husowie, Brzeźnicy, Strachocinie, w Swarzowie i w systemie magazynowym na Ukrainie) oraz prowadzi działalność w obszarze obrotu energią elektryczną. Segment wykorzystuje podziemne magazyny gazu w Polsce w celu zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego kraju oraz budowy portfela gazu odpowiadającemu zapotrzebowaniu, które podlega wahaniom sezonowym.</p>	<p>Segmenty operacyjne wchodzące w skład tego segmentu sprawozdawczego to PGNiG S.A. (w części zajmującej się obrotem paliwem gazowym i energią elektryczną) oraz poszczególne spółki Grupy Kapitałowej wskazane na Rysunku 1.</p> <p>Główne przesłanki stanowiące podstawę do dokonania agregacji segmentów operacyjnych do segmentu sprawozdawczego to: podobieństwo produktów i usług, podobieństwo w zakresie rodzaju klientów odbierających produkty/usługi oraz podobna charakterystyka ekonomiczna.</p>
Dystrybucja 	<p>Podstawową działalność segmentu stanowi dystrybucja gazu ziemnego siecią dystrybucyjną do odbiorców indywidualnych, przemysłowych i hurtowych oraz eksploatacja, remonty i rozbudowa sieci dystrybucyjnej.</p>	<p>Segment operacyjny pokrywa się z segmentem sprawozdawczym Dystrybucja, w jego skład wchodzi Polska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o. oraz spółki od niej zależne, wskazane na Rysunku 1.</p>
Wytwarzanie 	<p>Segment obejmuje swym zakresem działalność polegającą na wytwarzaniu oraz sprzedaży energii elektrycznej i ciepła.</p>	<p>Segmenty operacyjne wchodzące w skład tego segmentu sprawozdawczego to spółka PGNiG TERMIKA S.A. oraz jej spółki zależne.</p> <p>Główne przesłanki stanowiące podstawę do dokonania agregacji segmentów operacyjnych do segmentu sprawozdawczego to podobieństwo sprzedawanych produktów i usług, podobieństwo w zakresie rodzaju klientów odbierających produkty/usługi oraz podobna charakterystyka ekonomiczna.</p>
Pozostałe segmenty 	<p>Segment obejmuje działalności niekwalifikujące się do wymienionych wcześniej segmentów, tj. PGNiG S.A. w części odpowiadającej centrum korporacyjnemu, projektowanie i realizacja obiektów budowlanych oraz maszyn i urządzeń dla sektora górniczego oraz paliwowo-energetycznego, a także świadczenie usług z zakresu branży hotelarskiej i ubezpieczeniowej.</p>	<p>Segmentami operacyjnymi w tym segmencie sprawozdawczym jest PGNiG S.A. (w części zajmującej się obsługą korporacyjną innych segmentów sprawozdawczych) oraz jednostki Grupy Kapitałowej nie kwalifikujące się do wymienionych wcześniej segmentów sprawozdawczych, przedstawione na Rysunku 1.</p>

2.2 Dane liczbowe dotyczące segmentów sprawozdawczych

2021	Poszukiwanie i wydobywanie	Obrót i magazynowanie	Dystrybucja	Wytwarzanie	Pozostałe segmenty	Suma	Uzgodnienie do danych skonsolidowanych*	Razem
Sprzedaż na rzecz klientów zewnętrznych	4 354	57 807	5 304	2 381	118	69 964		
Sprzedaż między segmentami	11 536	2 140	109	1 042	438	15 265		
Przychody razem	15 890	59 947	5 413	3 423	556	85 229	(15 265)	69 964
EBITDA	13 530	(1 702)	2 893	1 134	(123)	15 732	(139)	15 593
Amortyzacja	(1 452)	(211)	(1 218)	(1 079)	(71)	(4 031)	-	(4 031)
Zysk na działalności operacyjnej (EBIT)	12 078	(1 913)	1 675	55	(194)	11 701	(139)	11 562
Odpisy rzeczowych aktywów trwałych, wartości niematerialnych, prawa do użytkowania aktywów oraz ich odwrócenie	425	(1)	(5)	-	(28)	391	-	391
Wynik z inwestycji w jednostkach wycenianych metodą praw własności	(10)	-	-	-	17	7	-	7
Nabycie rzeczowego majątku trwałego i WN**	2 113	50	3 227	2 135	203	7 728	(169)	7 559
Rzeczowe aktywa trwałe	19 830	3 085	20 804	6 389	513	50 621	(429)	50 192
Zatrudnienie***	6 386	2 979	11 587	1 811	1 768	24 531		

2020	Poszukiwanie i wydobywanie	Obrót i magazynowanie	Dystrybucja	Wytwarzanie	Pozostałe segmenty	Suma	Uzgodnienie do danych skonsolidowanych*	Razem
Sprzedaż na rzecz klientów zewnętrznych	2 754	29 850	4 603	1 844	146	39 197		
Sprzedaż między segmentami	1 858	793	81	929	338	3 999		
Przychody razem	4 612	30 643	4 684	2 773	484	43 196	(3 999)	39 197
EBITDA	927	9 580	2 157	930	(546)	13 048	(39)	13 009
Amortyzacja	(1 248)	(223)	(1 094)	(795)	(64)	(3 424)	-	(3 424)
Zysk na działalności operacyjnej (EBIT)	(321)	9 357	1 063	135	(610)	9 624	(39)	9 585
Odpisy rzeczowych aktywów trwałych, wartości niematerialnych, prawa do użytkowania aktywów oraz ich odwrócenie	(1 683)	(5)	(5)	(7)	(86)	(1 786)	-	(1 786)
Wynik z inwestycji w jednostkach wycenianych metodą praw własności	(609)	-	-	-	14	(595)	-	(595)
Nabycie rzeczowego majątku trwałego i WN**	2 478	51	2 946	1 064	120	6 659	(93)	6 566
Rzeczowe aktywa trwałe	14 994	3 153	18 588	5 476	651	42 862	(297)	42 565
Zatrudnienie***	6 534	3 026	11 517	1 817	1 714	24 608		

*Eliminacje i korekty konsolidacyjne

**Bez eliminacji wewnętrzsegmentowych, łącznie z kwotą aktywowanych odsetek oraz zwiększeniem z tytułu nowych umów leasingowych. Kwoty nie uwzględniają wydatków na nabycie INEOS w kwocie 1 309 mln PLN – więcej informacji w notcie 8.6.1.

***Bez zatrudnienia w spółkach wycenianych metodą praw własności

Dane na temat segmentów sporządzane są zgodnie z zasadami rachunkowości stosowanymi w niniejszym skonsolidowanym sprawozdaniu finansowym.

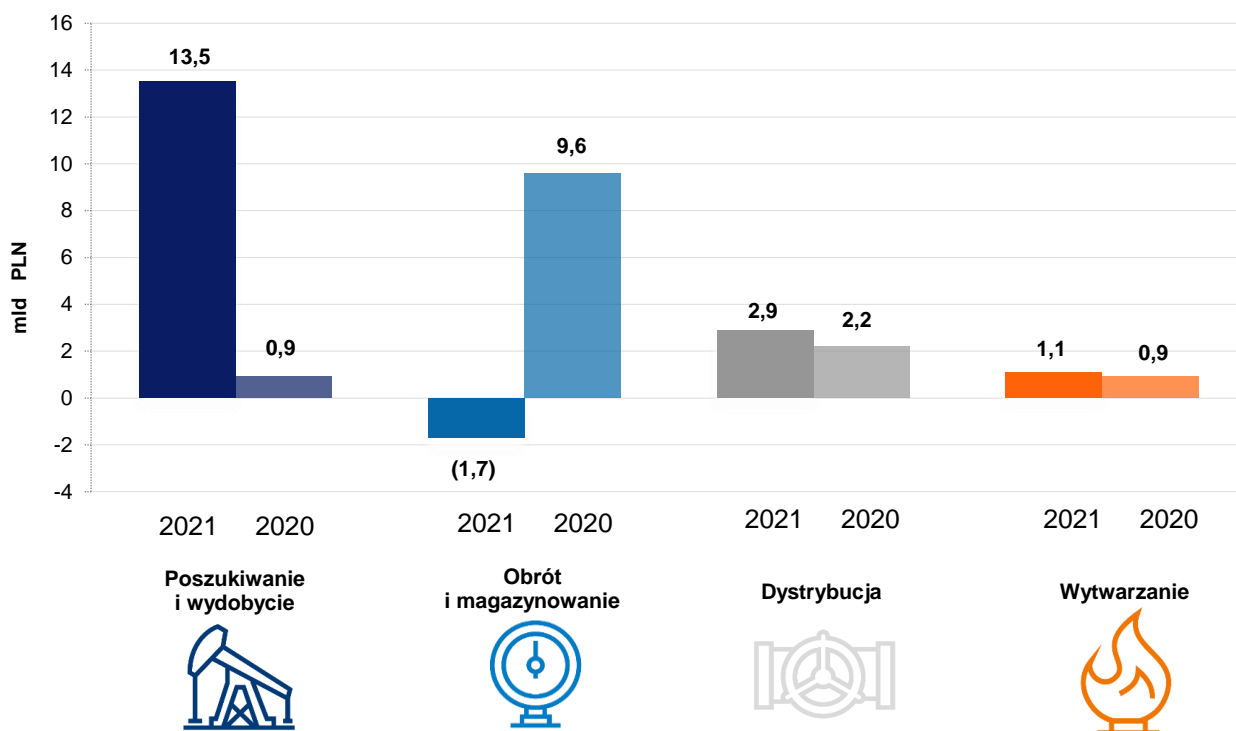
Zarząd analizuje wyniki segmentów korzystając z podstawowych mierników wyników, tj.: zysk na działalności operacyjnej (EBIT) segmentu, a także kluczowych wskaźników efektywności takich jak EBITDA, który nie stanowi miernika wystandaryzowanego.

Definicja wskaźnika EBITDA oraz sposób jego kalkulacji, stosowany przez Grupę, został przedstawiony poniżej.

Definicja przyjęta przez Grupę:

EBITDA - Zysk przed opodatkowaniem z wyłączeniem kosztów finansowych netto, udziału w wynikach inwestycji w jednostkach wycenianych metodą praw własności oraz amortyzacji.

Wykres 1 Struktura EBITDA w podziale na segmenty (w mld PLN)



Więcej informacji na temat działalności poszczególnych segmentów zaprezentowano w Sprawozdaniu Zarządu z działalności Grupy Kapitałowej PGNiG i PGNiG S.A. za 2021 rok.

2.3 Przychody ze sprzedaży w podziale na segmenty

2021	Poszukiwanie i wydobywanie	Obrót i magazynowanie	Dystrybucja	Wytwarzanie	Pozostałe segmenty	Uzgodnienie do danych skonsolidowanych*	Razem
Przychody ze sprzedaży gazu ziemnego, w tym:	12 455	55 126	-	-	-	(12 619)	54 962
Gaz wysokometanowy	9 576	53 869	-	-	-	(10 643)	52 802
Gaz zaazotowany	2 818	1 538	-	-	-	(1 956)	2 400
Gaz LNG	61	331	-	-	-	(22)	370
Gaz CNG	-	84	-	-	-	2	86
Korekta sprzedaży gazu z tytułu transakcji zabezpieczających	-	(696)	-	-	-	-	(696)
Przychody ze sprzedaży pozostałe, w tym:	3 435	4 821	5 413	3 423	556	(2 646)	15 002
Dystrybucja gazu i ciepła	-	-	5 088	96	-	(79)	5 105
Ropa naftowa łącznie z gazoliną	2 486	-	-	-	-	-	2 486
Gaz NGL	197	-	-	-	-	-	197
Sprzedaż ciepła	-	-	-	1 753	-	-	1 753
Sprzedaż energii elektrycznej	-	3 778	-	1 239	-	(1 408)	3 609
Przychody ze sprzedaży usług:							
- wiertniczo-serwisowych	88	-	-	-	-	(8)	80
- geofizyczno-geologicznych	214	-	-	-	-	-	214
- budowlano-montażowych	50	1	1	-	147	(163)	36
- opłaty przyłączeniowej	-	-	267	-	-	-	267
- pozostałych	92	383	39	133	389	(369)	667
Inne	308	659	18	202	20	(619)	588
Przychody ogółem	15 890	59 947	5 413	3 423	556	(15 265)	69 964

2020	Poszukiwanie i wydobywanie	Obrót i magazynowanie	Dystrybucja	Wytwarzanie	Pozostałe segmenty	Uzgodnienie do danych skonsolidowanych*	Razem
Przychody ze sprzedaży gazu ziemnego, w tym:	2 512	27 135	-	-	-	(1 932)	27 715
Gaz wysokometanowy	1 437	25 175	-	-	-	(1 493)	25 119
Gaz zaazotowany	1 053	776	-	-	-	(432)	1 397
Gaz LNG	22	72	-	-	-	(9)	85
Gaz CNG	-	50	-	-	-	2	52
Korekta sprzedaży gazu z tytułu transakcji zabezpieczających	-	1 062	-	-	-	-	1 062
Przychody ze sprzedaży pozostałe, w tym:	2 100	3 508	4 684	2 773	484	(2 067)	11 482
Dystrybucja gazu i ciepła	-	-	4 389	78	-	(73)	4 394
Ropa naftowa łącznie z gazoliną	1 412	-	-	-	-	-	1 412
Gaz NGL	79	-	-	-	-	-	79
Sprzedaż ciepła	-	-	-	1 469	-	-	1 469
Sprzedaż energii elektrycznej	-	2 858	-	1 053	-	(1 110)	2 801
Przychody ze sprzedaży usług:							
- wiertniczo-serwisowych	108	-	-	-	-	(5)	103
- geofizyczno-geologicznych	119	-	-	-	-	-	119
- budowlano-montażowych	31	2	-	-	100	(81)	52
- opłaty przyłączeniowej	-	-	234	-	-	-	234
- pozostałych	53	145	38	18	359	(281)	332
Inne	298	503	23	155	25	(517)	487
Przychody ogółem	4 612	30 643	4 684	2 773	484	(3 999)	39 197

*Eliminacje i korekty konsolidacyjne

2.4 Inwestycje w jednostkach wycenianych metodą praw własności

Zasady rachunkowości

Wspólne ustalenia umowne

Wspólne ustalenie umowne obejmują:

- wspólne działania (opisane w [nocie 8.5.](#))
- wspólne przedsięwzięcia.

Grupa jako współnik [wspólnego przedsięwzięcia](#) w skonsolidowanym sprawozdaniu finansowym ujmuje swój udział we wspólnym przedsięwzięciu jako inwestycję i wycenia tę inwestycję przy użyciu metody praw własności.

Zgodnie z metodą praw własności, inwestycje ujmuje się początkowo według ceny nabycia, a następnie uwzględnia się udział Grupy w zmianach aktywów netto, jakie wystąpiły od dnia objęcia współkontrolni do dnia bilansowego, pomniejszonych o utratę wartości. Straty jednostek współzależnych przekraczające wartość udziału Grupy nie są rozpoznawane. Niezrealizowane zyski i straty wynikające z transakcji pomiędzy Grupą a jednostką współzależną podlegają włączeniom konsolidacyjnym zgodnie z udziałem Grupy w kapitałach jednostki współzależnej.

Metodą praw własności w skonsolidowanym sprawozdaniu finansowym GK PGNiG wycenia się również spółki stowarzyszone, na które GK PGNiG wywiera znaczący wpływ.

Znaczący wpływ

Jeżeli jednostka posiada bezpośrednio lub pośrednio (np. poprzez jednostki zależne) 20% lub więcej praw głosu w jednostce, w której dokonano inwestycji, to zakłada się, że jednostka wywiera znaczący wpływ na tę jednostkę, 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.

Istotne szacunki

Utrata wartości inwestycji we wspólnym przedsięwzięciu SGT EUROPOL GAZ S.A.

Jednostka Dominująca przeprowadza na koniec każdego okresu sprawozdawczego analizę pod kątem utraty wartości inwestycji w SGT EUROPOL GAZ S.A. (jednostka współzależna wyceniana metodą praw własności), ustalając wartość użytkową inwestycji metodą zdyskontowanych przepływów pieniężnych. Wycena została sporządzona zgodnie z postanowieniami Protokołu Międzyrządowego z dnia 29 października 2010 roku, które zawierają oczekiwany wynik netto spółki.

Wartość spółki ustalona przy zastosowaniu metody zdyskontowanych przepływów pieniężnych na dzień 31 grudnia 2021 roku kształtuje się na poziomie 840 mln PLN.

Do wyliczeń przyjęto, że wynik SGT EUROPOL GAZ S.A. (EUROPOL GAZ) w latach 2011 – 2022 będzie wynosił 21 mln PLN rocznie. Zdyskontowane przepływy obejmują wszystkie przepływy gotówkowe generowane przez EUROPOL GAZ, w tym również przepływy związane z obsługą oprocentowanych obcych źródeł finansowania (spłatę kapitału kredytów i pożyczek) oraz inne znane emitentowi ryzyka. Przepływy pieniężne zdyskontowano stopą 8,45% w ujęciu realnym.

W związku z tym, że na koniec 2021 roku, wynik wyceny metodą praw własności udziałów w spółce EUROPOL GAZ przez Jednostkę Dominującą wyniósł 1 854 mln PLN, w bieżącym okresie sprawozdawczym utworzono odpis z tego tytułu o kwotę 66 mln PLN, zrównujący wycenę metodą praw własności do wyceny wynikającej z zastosowania wyceny metodą zdyskontowanych przepływów pieniężnych.

Wynik przeprowadzonego testu na utratę wartości charakteryzuje się wrażliwością na przyjęte założenia dotyczące przyszłych przepływów pieniężnych (uzależnionych od realizacji przez spółkę postanowień Protokołu Międzyrządowego w zakresie osiąganego wyniku netto w kolejnych latach) oraz stopy dyskontowej. Zmiany założeń wynikające z aktualizacji prognoz finansowych spółki oraz zmiany stopy dyskontowej wynikające z uwarunkowań zewnętrznych, jak i z działalności samego podmiotu, mogą istotnie wpłynąć na wartość spółki w przyszłości.

Poniżej przedstawiono informacje dotyczące jednostek wycenianych metodą praw własności.

	2021				2020			
	Jednostki wyceniane metodą praw własności				Jednostki wyceniane metodą praw własności			
	SGT EUROPOL GAZ S.A.	Polska Grupa Górnicza Sp. z o.o.	Elektrociepłownia Stalowa Wola S.A.	GK Polimex-Mostostal S.A.	SGT EUROPOL GAZ S.A.	Polska Grupa Górnicza Sp. z o.o.	Elektrociepłownia Stalowa Wola S.A.	GK Polimex-Mostostal S.A.
Stan na początek okresu	840	-	-	126	840	612	-	112
Udział w wyniku finansowym*	67	(457)	(384)	18	26	(375)	(158)	16
Eliminacja zysków niezrealizowanych pomiędzy Grupą a wspólnym przedsięwzięciem	(1)	18	200	(1)	5	27	42	(2)
Spisanie wartości firmy	-	-	-	-	-	(1)	-	-
Odwrocenie ujemnej wartości udziałów ** wycenianych metodą praw własności	-	25	184	-	-	-	116	-
Odpis z tytułu utraty wartości	(66)	404	-	-	(31)	(260)	-	-
Zmiany ujęte w innych całkowitych dochodach z inwestycji w jednostkach wycenianych metodą praw własności.	-	10	-	1	-	(3)	-	-
Stan na koniec okresu	840	-	-	144	840	-	-	126

*po uwzględnieniu korekt dostosowujących do zasad rachunkowości Grupy

** odwrócenie związane z udziałem w stratach jednostki wyższym niż wartość udziału w jednostce współkontrolowanej w księgach GK PGNiG (MSR 28.38). Na dzień 31 grudnia 2021 roku GK PGNiG nie przyjęła na siebie prawnego lub zwyczajowo oczekiwanego obowiązku ani nie dokonała płatności w imieniu spółki Elektrociepłownia Stalowa Wola S.A.

	2021			2020		
	SGT EUROPOL GAZ S.A.*	Polska Grupa Górnicza Sp. z o.o.**	GK Polimex-Mostostal S.A.***	SGT EUROPOL GAZ S.A.*	Polska Grupa Górnicza Sp. z o.o.**	GK Polimex-Mostostal S.A.***
Udział Grupy PGNiG w kapitale spółki	51,18%	20,43%	16,48%	51,18%	20,43%	16,48%
Podstawowa działalność	Przesył gazu	Wydobycie węgla	Budownictwo	Przesył gazu	Wydobycie węgla	Budownictwo
Podstawowe dane finansowe****						
Aktywa trwałe	1 004	8 722	764	1 206	9 423	765
Aktywa obrotowe	3 163	1 749	1 544	2 800	1 770	1 390
w tym: środki pieniężne i ich ekwiwalenty	2 958	612	631	2 602	259	408
Zobowiązania długoterminowe	14	3 034	276	12	2 704	214
w tym: długoterminowe zobowiązania finansowe	-	380	195	-	331	134
Zobowiązania krótkoterminowe	123	7 767	1 156	87	6 626	1 175
w tym: krótkoterminowe zobowiązania finansowe	-	3 019	49	-	2 414	305
Aktywa netto	4 030	(330)	876	3 907	1 863	766
Przychody ze sprzedaży	1 050	8 087	2 221	893	7 476	1 498
Amortyzacja	(341)	(1 838)	(36)	(328)	(2 043)	(38)
Dochody z tytułu odsetek	2	5	4	16	24	3
Koszty odsetek	-	(144)	(12)	-	(130)	(24)
Podatek dochodowy	(34)	-	(24)	(16)	373	(10)
Zysk/(Strata) netto	124	(824)	102	43	(1 838)	91
Pozostałe całkowite dochody	-	48	7	-	(11)	(4)
Wartość inwestycji						
Udział w aktywach netto	2 063	(67)	144	2 000	381	126
Dostosowanie do zasad rachunkowości Grupy	(31)	-	(14)	(35)	-	(14)
Eliminacja zysków niezrealizowanych pomiędzy Grupą a wspólnym przedsięwzięciem	(178)	42	(3)	(177)	23	(3)
Wartość firmy	6	13	17	6	13	17
Odpis wartości firmy	(6)	(13)	-	(6)	(13)	-
Odwrocenie ujemnej wartości udziałów wycenianych metodą praw własności	-	25	-	-	-	-
Odpis z tytułu utraty wartości	(1 014)	-	-	(948)	(404)	-
Wartość inwestycji w skonsolidowanym sprawozdaniu z sytuacji finansowej	840	-	144	840	-	126

*Uchwały Walnego Zgromadzenia podejmowane są większością 3/4 (trzech czwartych) głosów obecnych na Walnym Zgromadzeniu. Uchwały mogą być podejmowane, jeśli w Walnym Zgromadzeniu uczestniczą wszyscy akcjonariusze-założyciele, z których każdy posiada nie mniej niż 30% akcji.

**Udział pośredni PGNiG S.A. przez spółkę PGNiG TERMIKA S.A., która ma prawo do powołania jednego członka Rady Nadzorczej oraz możliwość blokowania istotnych decyzji.

***Udział pośredni PGNiG S.A. przez spółkę PGNiG Technologie S.A., która zgodnie z porozumieniem dotyczącym inwestycji w Polimex-Mostostal S.A. zakłada m.in. uzgadnianie, w drodze głosowania, wspólnego stanowiska przy podejmowaniu kluczowych decyzji będących w gestii Zgromadzenia Wspólników i Rady Nadzorczej Polimex-Mostostal S.A., w tym ustalanie składu osobowego Zarządu Polimex-Mostostal S.A.

**** Dane finansowe dla GK Polimex-Mostostal S.A. za 11 miesięcy danego roku oraz grudzień roku poprzedniego.

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

Polska Grupa Górnicza S.A.

Obowiązująca spółkę Polska Grupa Górnicza S.A. (PGG) umowa programu emisji obligacji zezwala na dokonywanie wypłat z tytułu dywidendy tylko wtedy, gdy spełnione są łącznie następujące warunki:

- za okres, za który ma być wypłacona dywidenda, nastąpi wcześniejszy wykup części obligacji z poszczególnych transz;
- nie ma naruszenia założonych wskaźników: dług netto/EBITDA pomniejszonego o odtworzeniowe nakłady inwestycyjne (za ostatni kwartał), DSCR (stosunek środków pieniężnych dostępnych do obsługi zadłużenia do wymagalnego zadłużenia – za ostatni roczny okres) i wskaźnika przyszłych wpływów (za ostatni kwartał);
- płatność nie spowoduje naruszenia prognozowanych wskaźników do dnia wykupu obligacji;
- dywidenda zostanie wypłacona wspólnikom oraz obligatariuszom obligacji partycypacyjnych w proporcji wskazanej w warunkach emisji obligacji partycypacyjnych.

Elektrociepłownia Stalowa Wola S.A. (ECSW)

W dniu 8 marca 2018 roku spółka Elektrociepłownia Stalowa Wola S.A. podpisała umowę pożyczki z Bankiem Gospodarstwa Krajowego (BGK) oraz PGNiG, w kwocie po 450 mln PLN z każdym, z przeznaczeniem na refinansowanie długu oraz sfinansowanie budowy bloku gazowo-parowego w Stalowej Woli. W dniu 30 września 2020 roku blok gazowo-parowy oddano do eksploatacji. Data spłaty pożyczki przypada na 14 czerwca 2030 roku.

Obowiązujące ECSW umowy pożyczki udzielonej przez BGK oraz PGNiG oraz Umowa Podporządkowania zawarta między ECSW a PGNiG, PGNiG Termika S.A., Tauron Polska Energia S.A., Tauron Wytwarzanie S.A. i BGK skutkują tym, że 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;
- spłacić ani podzielić dywidendy bądź kwot niepodzielonych zysków, do czasu spłaty pożyczki na rzecz BGK oraz PGNiG S.A. (zadłużenia senioralnego).



3. Noty objaśniające do rachunku zysków i strat

3.1 Przychody ze sprzedaży

Zasady rachunkowości

Przychody z umów z klientami

Grupa generuje przychody przede wszystkim z obrotu gazem ziemnym wysokometanowym i zaazotowanym, produkcji i sprzedaży energii elektrycznej i ciepła oraz sprzedaży wydobytej ropy naftowej.

Przedmiotem działania Grupy jest również świadczenie usług, takich jak: dystrybucja paliw gazowych, magazynowanie paliw gazowych, usługi geofizyczne – geologiczne, usługi przyłączeniowe, wiertnicze, serwisowe, budowlano-montażowe i inne.

Grupa ujmuje przychody zgodnie z modelem pięciu kroków:

1. Identyfikacja umowy;
2. Identyfikacja poszczególnych zobowiązań do wykonania świadczenia;
3. Ustalenie ceny transakcyjnej (wynagrodzenia);
4. Przypisanie ceny transakcyjnej do poszczególnych zobowiązań do wykonania świadczenia;
5. Ujęcie przychodu w momencie realizacji zobowiązania wynikającego z umowy.

Zgodnie z MSSF 15, gdy w proces dostarczania towarów lub usług klientowi zaangażowany jest inny podmiot to należy ustalić charakter związku z klientem: zleceniodawca vs. agent (pośrednik). Podstawową przesłanką w identyfikacji zobowiązań do wykonania świadczenia jest ocena roli jaką pełni spółka Grupy w wykonywaniu zobowiązań. Rola określana jako zleceniodawca vs. agent jest oceniana na podstawie analizy np. tego, kto kontroluje przyręczone dobra lub usługi przed ich ostatecznym przekazaniem do klienta. Spółki Grupy oceniły swoją pozycję jako zleceniodawcy vs. agent w odniesieniu do poszczególnych dóbr lub usług pod względem sprawowania nad nimi kontroli przed ich przekazaniem do klienta.

Spółki Grupy, które zidentyfikowały dobra lub usługi, dla których pełnią rolę pośrednika (agenta), prezentują przychody w kwocie wynagrodzenia netto, do którego będą uprawnione w zamian za zapewnienie dostarczenia dóbr lub usług przez inny podmiot.

Grupa, jako podmiot nie mający wpływu na główne cechy świadczonych usług i ich cenę, pełni rolę pośrednika (agenta) w zakresie usług przesyłu gazu i dystrybucji energii elektrycznej. Spółki Grupy, zawierając umowy kompleksowe z klientami, nie ponoszą głównej odpowiedzialności za realizację usług przesyłowych i dystrybucyjnych, tym samym nie mają wpływu na główne cechy świadczonych usług oraz nie mogą swobodnie ustalać ich ceny, co oznacza, że pośredniczą w ich sprzedaży. Zobowiązanie do wykonania usług przesyłowych i dystrybucyjnych realizowane jest w tym samym momencie czasowym, w którym następuje dostawa gazu lub energii elektrycznej.

Grupa ujmuje przychód w momencie, gdy spełnia ona zobowiązanie do wykonania świadczenia poprzez przekazanie przyręczonych dóbr lub usług klientowi (czyli w momencie objęcia kontroli przez klienta nad tym towarem lub usługą).

Grupa ujmuje jako przychód kwotę równą cenie transakcyjnej (z wyłączeniem szacowanych wartości zmiennego wynagrodzenia, które podlegają ograniczeniom), która została przypisana do danego zobowiązania do wykonania świadczenia.

Cena transakcyjna to zawarta w umowie kwota wynagrodzenia, której oczekuje jednostka w zamian za przekazanie przyręczonych towarów lub usług klientowi. Cena transakcyjna jest korygowana o skutki zmiany wartości pieniądza w czasie, jeżeli umowa zawiera znaczący komponent finansowania, a także w przypadku wszelkich wynagrodzeń płatnych na rzecz klienta. Jeżeli wynagrodzenie jest zmienne, Grupa szacuje kwotę wynagrodzenia, do której będzie uprawniona w zamian za przyręczone towary lub usługi. Szacowana kwota zmiennego wynagrodzenia będzie zawarta w cenie transakcyjnej tylko w takim zakresie, w jakim jest wysoce prawdopodobne, że nie nastąpi wyksięgowanie znaczącej kwoty łącznych przychodów w momencie, gdy zniknie niepewność związana ze zmiennym wynagrodzeniem.

Zgodnie z MSSF 15 kwoty należne klientom z tytułu zwrotu wynagrodzenia są prezentowane jako zobowiązanie z tytułu umów.

Istotne szacunki

Szacowanie sprzedaży gazu

W celu prawidłowego zaliczenia przychodów ze sprzedaży gazu do właściwego okresu sprawozdawczego, na koniec okresu sprawozdawczego dokonywane jest doszacowanie sprzedaży w zakresie ilości i wartości gazu dostarczonego, a niezafakturowanego do odbiorców indywidualnych (w grupach taryfowych małego poboru: 1-4).

Wartość gazu dostarczonego a niezafakturowanego, do odbiorców w grupach taryfowych 1-4 szacuje się w oparciu o „Procedurę wyznaczania sprzedaży doszacowanej paliwa gazowego w PGNiG Obrót Detaliczny Sp. z o.o.”. Istnieje ryzyko, że ostateczne rzeczywiste wielkości sprzedaży paliwa gazowego (zafakturowane zgodnie z rzeczywistym odczytem) mogą się różnić od wartości szacowanych. Może to skutkować uznaniem wyniku finansowego za dany okres wartością części szacowanej sprzedaży, która nie zostanie zrealizowana.

Na koniec 2021 roku przychody ze sprzedaży gazu zostały powiększone o kwotę doszacowania w wysokości 605 mln PLN, natomiast na koniec 2020 roku w przychodach ze sprzedaży gazu ujęto kwotę szacunków w wysokości 37 mln PLN jako korektę zwiększającą wartość przychodów zafakturowanych.

Termin przekazania dóbr, co do zasady, następuje w określonym momencie czasu.

Przychody ze sprzedaży ropy naftowej

W przypadku sprzedaży ropy naftowej wydobywanej na norweskim szelfie kontynentalnym, gdzie Grupa posiada współudział w poszczególnych licencjach z innymi udziałowcami, przychód ze sprzedaży ropy naftowej rozpoznawany jest na podstawie wydobytych i sprzedanych klientom wolumenów produktu. Wolumen sprzedanej dla klientów ropy naftowej może się jednak 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).

Na koniec 2021 roku ilość sprzedanej ropy naftowej była niższa niż udział Grupy w produkcji, dlatego w skonsolidowanym sprawozdaniu z sytuacji finansowej za 2021 rok ujęto z tego tytułu aktywo w pozycji Pozostałe należności w wysokości 54 mln PLN. Na koniec 2020 roku ilość sprzedanej ropy naftowej była wyższa niż udział Grupy w produkcji, dlatego w skonsolidowanym sprawozdaniu z sytuacji finansowej za 2020 rok ujęto z tego tytułu zobowiązanie w pozycji Pozostałe zobowiązania (Pozostałe przychody przyszłych okresów, część krótkoterminowa) w wysokości 23 mln PLN.

Zmiana ujmowana jest w wyniku bieżącego okresu, w pozycji Pozostałe przychody i koszty operacyjne.

Przychody ze sprzedaży usług, realizowanych w miarę upływu czasu

W przypadku świadczenia usług, które spełniane są w miarę upływu czasu, przychody z tego tytułu ujmowane są na podstawie stopnia zaawansowania realizacji umowy na dzień bilansowy, jeżeli wynik transakcji dotyczącej świadczenia tej usługi można oszacować w wiarygodny sposób.

Do pomiaru stopnia zaawansowania realizacji umowy Grupa stosuje metodę opartą na nakładach, gdzie podstawą są poniesione koszty. Stopień zaawansowania wyznaczany jest jako proporcja kosztów poniesionych do całości szacowanych kosztów kontraktu (narastająco).

W sytuacji, gdy taki sposób nie odzwierciedla faktycznego stopnia zaawansowania wykonania usługi, stopień zaawansowania jest wyznaczany przez pomiar wykonanych prac lub poprzez porównanie fizycznie wykonanych prac z pracami wynikającymi z umowy.

W przypadku, gdy wyniku transakcji dotyczącej świadczenia usług nie można oszacować w wiarygodny sposób, przychody z transakcji ujmuje się tylko do wysokości poniesionych kosztów, które jednostka spodziewa się odzyskać.

3.1.1 Przychody z tytułu umów z klientami

Grupa, zarówno w roku 2021, jak 2020 zidentyfikowała następujące rodzaje przychodów z umów z klientami, które są wyłączone z zakresu stosowania MSSF 15 Przychody z umów z klientami:

1. Kwoty ujęte w przychodach ze sprzedaży wynikające z korekty przychodów ze sprzedaży paliwa gazowego z tytułu transakcji podlegających rachunkowości zabezpieczeń przepływów pieniężnych;
2. Kwoty przychodów wynikających z umów leasingowych objętych zakresem MSSF 16 Leasing.

2021	Poszukiwanie i wydobywanie	Obrót i magazynowanie	Dystrybucja	Wytwarzanie	Pozostałe segmenty	Uzgodnienie do danych skonsolidowanych	Razem
Przychody z tytułu umów z klientami z zakresu MSSF 15	15 889	60 643	5 392	3 423	543	(15 254)	70 636
Przychody z tytułu umów z klientami wyłączone z zakresu MSSF 15	1	(695)	20	-	14	(12)	(672)
Razem przychody	15 890	59 948	5 412	3 423	557	(15 266)	69 964

W 2021 roku na kwotę przychodów z tytułu umów z klientami, które są wyłączone z zakresu MSSF 15 składała się korekta przychodów wynikająca z zastosowania rachunkowości zabezpieczeń przepływów pieniężnych na kwotę 696 mln PLN (kwota zmniejszająca przychody) w segmencie Obrót i magazynowanie; pozostałe przychody wyłączone z zakresu MSSF 15 w poszczególnych segmentach sprawozdawczych stanowiły przychody z umów leasingowych objętych MSSF 16.

2020	Poszukiwanie i wydobywanie	Obrót i magazynowanie	Dystrybucja	Wytwarzanie	Pozostałe segmenty	Uzgodnienie do danych skonsolidowanych	Razem
Przychody z tytułu umów z klientami z zakresu MSSF 15	4 611	29 580	4 664	2 773	470	(3 987)	38 111
Przychody z tytułu umów z klientami wyłączone z zakresu MSSF 15	-	1 064	20	-	14	(12)	1 086
Razem przychody	4 611	30 644	4 684	2 773	484	(3 999)	39 197

W 2020 roku na kwotę przychodów z tytułu umów z klientami, które są wyłączone z zakresu MSSF 15 składała się korekta przychodów wynikająca z zastosowania rachunkowości zabezpieczeń przepływów pieniężnych na kwotę 1 062 mln PLN (kwota zwiększająca przychody) w segmencie Obrót i magazynowanie; pozostałe przychody wyłączone z zakresu MSSF 15 w poszczególnych segmentach sprawozdawczych stanowiły przychody z umów leasingowych objętych MSSF 16.

3.1.1.1 Przychody ze sprzedaży wg produktów i lokalizacji geograficznej

	2021			2020		
	Sprzedaż w Polsce	Sprzedaż poza Polską*	Razem	Sprzedaż w Polsce	Sprzedaż poza Polską*	Razem
Przychody ze sprzedaży gazu ziemnego, w tym:	42 956	12 006	54 962	24 771	2 944	27 715
Gaz wysokometanowy	41 010	11 792	52 802	22 376	2 743	25 119
Gaz zaazotowany	2 189	211	2 400	1 197	200	1 397
Gaz LNG	367	3	370	84	1	85
Gaz CNG	86	-	86	52	-	52
Korekta sprzedaży gazu z tytułu transakcji zabezpieczających**	(696)	-	(696)	1 062	-	1 062
Przychody ze sprzedaży pozostałe, w tym:	12 101	2 901	15 002	9 913	1 569	11 482
Dystrybucja gazu i ciepła	5 105	-	5 105	4 394	-	4 394
Ropa naftowa łącznie z gazoliną	938	1 548	2 486	594	818	1 412
Gaz NGL	-	197	197	-	79	79
Sprzedaż ciepła	1 753	-	1 753	1 469	-	1 469
Sprzedaż energii elektrycznej	3 023	586	3 609	2 507	294	2 801
Przychody ze sprzedaży usług:						
- wiertniczo-serwisowych	22	58	80	42	61	103
- geofizyczno-geologicznych	33	181	214	26	93	119
- budowlano-montażowych	36	-	36	52	-	52
- opłaty przyłączeniowej	267	-	267	234	-	234
- pozostałych***	515	152	667	328	4	332
Inne	409	179	588	267	220	487
Razem przychody	55 057	14 907	69 964	34 684	4 513	39 197

*Według kraju kontrahenta

** Przychody wyłączone z zakresu MSSF 15

***W tym przychody z tytułu umów objętych MSSF 16, wyłączone z zakresu MSSF 15, w kwocie 24 mln PLN (22 mln w roku 2020), dotyczące sprzedaży w Polsce

Grupa nie posiada pojedynczych klientów, od których przychody ze sprzedaży stanowiłyby 10% lub więcej łącznych przychodów Grupy. Spółki Grupy nie zidentyfikowały istotnego komponentu finansowania w ramach zawartych kontraktów, jak również nie poniosły dodatkowych istotnych kosztów doprowadzenia do zawarcia umów.

Sprzedaż poza Polską w dużej mierze wynika z faktu prowadzenia przez część spółek Grupy działalności również za granicą (informacje na temat spółek mających swoją siedzibę lub których głównym miejscem prowadzenia działalności jest kraj inny niż Polska, znaleźć można w [nocie 2.1](#)). Grupa sprzedaje produkty i usługi za granicą głównie do klientów w Holandii (38% sprzedaży poza Polską), Niemczech (29%), oraz Wielkiej Brytanii (21%) Grupa nie zidentyfikowała istotnych ryzyk związanych z prowadzoną działalnością poza granicami Polski, ani z powiązanymi z nią przychodami. Więcej na temat działalności prowadzonej poza granicami kraju znaleźć można w Sprawozdaniu Zarządu z działalności Grupy Kapitałowej PGNiG i PGNiG S.A. za 2021 rok.

Informacje o wpływie pandemii COVID-19 na rynek gazu i ropy naftowej w roku 2021, a tym samym przychody ze sprzedaży generowane przez Grupę, można znaleźć w Sprawozdaniu Zarządu z działalności Grupy Kapitałowej PGNiG i PGNiG S.A. za 2021 rok.

W związku z inwazją Federacji Rosyjskiej na Ukrainę, która miała miejsce 24 lutego 2022 roku (więcej informacji w [nocie 8.8](#), dotyczącej zdarzeń po dniu bilansowym) i wprowadzeniu sankcji na Federację Rosyjską i Białoruś przez UE i USA, Grupa przeanalizowała generowane przychody uzyskane w państwach zaangażowanych w konflikt; w 2021 roku przychody uzyskane w Federacji Rosyjskiej i Ukrainie wynosiły odpowiednio: 6 i 28 mln PLN (Grupa w 2021 roku nie uzyskała żadnych przychodów na Białorusi) natomiast w 2020 roku kwoty te wynosiły odpowiednio: 10 i 26 mln PLN. Więcej na temat wpływu wojny na Ukrainie na działalność Grupy Kapitałowej znaleźć można w Sprawozdaniu Zarządu z działalności Grupy Kapitałowej PGNiG i PGNiG S.A. za 2021 rok.

Zestawienie przychodów ze sprzedaży w podziale na segmenty znajduje się w [nocie 2.3](#).

Aktywa trwałe generujące przychody według lokalizacji geograficznej

	2021	2020
Wartość aktywów trwałych innych niż instrumenty finansowe znajdujących się w Polsce	39 160	36 398
Wartość aktywów trwałych innych niż instrumenty finansowe znajdujących się poza Polską*	13 023	7 008
Razem	52 183	43 406
Udział % aktywów poza Polską w aktywach ogółem	24,96%	16,15%
* W tym PGNiG Upstream Norway AS (PUN)	12 113	6 274

Grupa nie posiadała na koniec 2021 oraz 2020 roku istotnych aktywów trwałych zlokalizowanych w państwach zaangażowanych w działania wojenne na terytorium Ukrainy, tj. na Ukrainie, w Rosji oraz na Białorusi.

3.1.1.2 Przychody z tytułu umów z klientami z zakresu MSSF15 wg rodzaju odbiorców

2021	Poszukiwanie i wydobywanie	Obrót i magazynowanie	Dystrybucja	Wytwarzanie	Pozostałe segmenty	Uzgodnienie do danych skonsolidowanych	Razem
Klienci indywidualni	-	5 175	149	3	14	2 452	7 793
Klienci biznesowi i instytucjonalni	15 889	29 740	5 244	3 329	528	(17 706)	37 024
Giełda	-	25 728	-	91	-	-	25 819
Razem przychody z tytułu umów z klientami z zakresu MSSF 15	15 889	60 643	5 393	3 423	542	(15 254)	70 636

2020	Poszukiwanie i wydobywanie	Obrót i magazynowanie	Dystrybucja	Wytwarzanie	Pozostałe segmenty	Uzgodnienie do danych skonsolidowanych	Razem
Klienci indywidualni	-	4 544	125	2	12	2 061	6 744
Klienci biznesowi i instytucjonalni	4 611	13 248	4 539	2 707	458	(6 047)	19 516
Giełda	-	11 787	-	64	-	-	11 851
Razem przychody z tytułu umów z klientami z zakresu MSSF 15	4 611	29 579	4 664	2 773	470	(3 986)	38 111

Przychody ze sprzedaży dla klientów indywidualnych zarówno w roku 2021, jak i 2020 są realizowane głównie przez segment Obrót i magazynowanie, najistotniejszą ich część stanowi sprzedaż gazu.

Przychody ze sprzedaży dla klientów biznesowych i instytucjonalnych to zdecydowana większość przychodów uzyskanych przez segmenty Dystrybucji i Wytwarzania (zarówno w roku 2021, jak i 2020). W segmentach Obrót i magazynowanie oraz Poszukiwanie i wydobywanie sprzedaż do klientów biznesowych i instytucjonalnych to przede wszystkim sprzedaż gazu (zarówno w roku 2021, jak i 2020).

Przychody ze sprzedaży na giełdzie dotyczą w głównej mierze segmentu Obrót i magazynowanie i obejmują w zdecydowanej większości przychody ze sprzedaży gazu oraz energii elektrycznej.

3.1.1.3 Przychody z tytułu umów z klientami z zakresu MSSF15 wg terminu przekazania

2021	Poszukiwanie i wydobywanie	Obrót i magazynowanie	Dystrybucja	Wytwarzanie	Pozostałe segmenty	Uzgodnienie do danych skonsolidowanych	Razem
Przychody realizowane w określonym momencie	8 883	47 224	283	583	295	(6 692)	50 576
Przychody realizowane w miarę upływu czasu	7 006	13 419	5 109	2 841	247	(8 562)	20 060
Razem przychody z tytułu umów z klientami z zakresu MSSF 15	15 889	60 643	5 392	3 424	542	(15 254)	70 636

2020	Poszukiwanie i wydobywanie	Obrót i magazynowanie	Dystrybucja	Wytwarzanie	Pozostałe segmenty	Uzgodnienie do danych skonsolidowanych	Razem
Przychody realizowane w określonym momencie	2 868	20 184	250	457	277	(1 187)	22 849
Przychody realizowane w miarę upływu czasu	1 743	9 396	4 414	2 316	193	(2 800)	15 262
Razem przychody z tytułu umów z klientami z zakresu MSSF 15	4 611	29 580	4 664	2 773	470	(3 987)	38 111

Jeżeli chodzi o klasyfikację przychodów z tytułu umów z klientami według kryterium momentu spełnienia zobowiązania do wykonania świadczenia, zdecydowaną większość przychodów stanowiły te, realizowane w określonym momencie czasu (z których większość stanowi przychód ze sprzedaży na giełdach energii). Przychody realizowane w miarę upływu czasu stanowią większość przychodów segmentów Dystrybucja i Wytwarzanie, gdzie przychody generowane są odpowiednio z dystrybucji paliwa gazowego oraz wytwarzania i dystrybucji ciepła.



3.2 Koszty operacyjne

Zasady rachunkowości

Koszt gazu

W pozycji tej ujmowany jest koszt związany z zakupem gazu na giełdach gazu oraz od kontrahentów. Koszt zakupu gazu ujmowany jest wraz z uzasadnioną częścią kosztów opłat systemowych i transakcyjnych, kosztów wydobycia ze źródeł krajowych, kosztów odazotowania i kosztów regazyfikacji. Szczegóły dotyczące wyceny tych pozycji opisano w [nocie 6.2.1](#).

Zużycie surowców i materiałów

W tej pozycji ujmowane są koszty związane ze zużyciem surowców i materiałów na cele działalności podstawowej, w szczególności paliwa do produkcji energii i ciepła. Istotną pozycję w tej grupie kosztów stanowią również koszty energii elektrycznej przeznaczonej na cele handlowe.

Świadczenia pracownicze

Koszty z tytułu świadczeń pracowniczych obejmują w szczególności wynagrodzenia, składki na ubezpieczenia społeczne oraz koszty przyszłych świadczeń. Szczegóły dotyczące świadczeń pracowniczych opisano w [nocie 6.3.1](#).

Usługi przesyłowe i dystrybucyjne

Usługi przesyłowe i dystrybucyjne związane są z ponoszeniem przez Grupę kosztów z tytułu świadczenia usług na jej rzecz, z wyłączeniem kosztów dotyczących umów kompleksowych, w których Grupa występuje w roli pośrednika (opisanych w [nocie 3.1](#)). Operatorzy systemu przesyłowego i dystrybucyjnego obciążają Grupę kosztami za usługi przesyłu polegające na transporcie paliwa gazowego poprzez sieć gazociągów, kosztami przesyłu ciepła oraz kosztami dystrybucji energii elektrycznej.

Pozostałe usługi

Do kosztów pozostałych usług Grupa zalicza koszty z tytułu usług obcych innych niż usługi przesyłowe, wykonywanych na rzecz działalności podstawowej spółek z Grupy. Są to w szczególności:

- Usługi regazyfikacji, polegające na zmianie stanu skupienia gazu z postaci skroplonej do postaci gazowej, poprzez ogrzanie skroplonego surowca;
- Usługi remontowe i budowlane oraz związane z remontami maszyn i urządzeń produkcyjnych, w szczególności urządzeń związanych z produkcją ciepła;
- Usługi eksploatacji zasobów mineralnych, związane z prowadzoną działalnością wydobycia węglowodorów;
- Usługi informatyczne.

Podatki i opłaty

Pozycja obejmuje w szczególności koszty ponoszone przez Grupę z tytułu podatku od nieruchomości oraz z tytułu eksploatacji złóż gazu i ropy.

Odpisy z tytułu utraty wartości rzeczowych aktywów trwałych i wartości niematerialnych oraz ich odwrócenie

Szczegóły dotyczące utraty wartości aktywów niefinansowych opisano w [nocie 6.1.3](#).

Amortyzacja

W pozycji tej Grupa ujmuje koszty naliczonych odpisów amortyzacyjnych rzeczowych aktywów trwałych, prawa do użytkowania aktywów oraz wartości niematerialnych, naliczanych zgodnie z przyjętymi stawkami amortyzacyjnymi (szczegóły opisano odpowiednio w [notach 6.1.1](#) i [6.1.2](#)).

	2021	2020
Koszt gazu	(43 758)	(19 808)
Paliwo gazowe	(45 348)	(19 512)
Korekta kosztu gazu z tytułu transakcji zabezpieczających	1 590	(296)
Wpływ aneksu zawartego z PAO Gazprom/OOO Gazprom Export na koszty gazu w latach 2014-2019	-	4 915
Zużycie innych surowców i materiałów	(4 168)	(3 224)
Paliwa do produkcji energii i ciepła	(914)	(909)
Energia elektryczna na cele handlowe	(2 708)	(1 810)
Zużycie pozostałych surowców i materiałów	(546)	(505)
Świadczenia pracownicze	(3 480)	(3 381)
Wynagrodzenia	(2 605)	(2 463)
Składki na ubezpieczenie społeczne	(470)	(449)
Koszty długoterminowych świadczeń pracowniczych	(50)	(134)
Pozostałe świadczenia pracownicze	(355)	(335)
Usługi przesyłowe	(1 159)	(1 048)
Pozostałe usługi	(2 112)	(1 888)
Usługi regazyfikacji	(343)	(388)
Usługi remontowe i budowlane	(261)	(265)
Usługi eksploatacji zasobów mineralnych	(326)	(190)
Usługi wynajmu	(95)	(95)
Pozostałe usługi	(1 087)	(950)
Podatki i opłaty	(1 226)	(911)
Odpisy na rzeczowy majątek trwały i wartości niematerialne oraz ich odwrócenie	391	(1 786)
Koszt spisanych aktywów dotyczących poszukiwania i oceny zasobów mineralnych	(626)	(198)
Odpisy rzeczowych aktywów trwałych	1 009	(1 577)
Odpisy wartości niematerialnych	8	(11)
Amortyzacja	(4 031)	(3 424)
Razem	(59 543)	(35 470)

Wpływ pandemii COVID-19 na koszty operacyjne GK PGNiG

W związku z pandemią COVID-19, Grupa Kapitałowa PGNiG w 2021 roku poniosła koszty operacyjne m.in. związane z zakupem środków ochrony osobistej (ujęte w pozycji Świadczenia pracownicze) oraz innych surowców i materiałów (ujęte w pozycji „Zużycie surowców i materiałów”) łącznie w wysokości 2,1 mln PLN.

Ponadto, w 2021 roku Grupa otrzymała dopłaty z Funduszu Gwarantowanych Świadczeń Pracowniczych w wysokości 6,7 mln PLN, które zostały ujęte w pozycji „Pozostałe przychody i koszty operacyjne” (nota 3.3.).

3.3 Pozostałe przychody i koszty operacyjne

	Nota	2021	2020
Przychody z tyt. odszkodowań, kar, grzywien		77	32
Różnice kursowe dotyczące działalności operacyjnej		169	68
Wycena i realizacja pochodnych instrumentów finansowych		410	202
Zmiana stanu odpisów na zapasy	Nota 6.2.1.	(111)	350
Zmiana stanu odpisów na należności z tytułu dostaw i usług oraz pozostałe należności		(89)	(60)
Rezerwa na koszty likwidacji, rekultywacji oraz koszty naprawy środowiska	Nota 6.3.2.	129	(38)
Zmiana stanu rezerwy na świadczenia pochodzenia energii oraz efektywności energetycznej	Nota 6.3.3.	(302)	(232)
Zmiana stanu pozostałych rezerw		25	(105)
Zmiana wartości nadwyżki/niedoboru produkcji węglowodorów w stosunku do umowy*		73	16
Wartość sprzedanych towarów i materiałów		(920)	(242)
Inne przychody i koszty operacyjne		116	(150)
Razem pozostałe przychody i koszty operacyjne		(423)	(159)

*Więcej informacji w nocie 3.1. w części dotyczącej przychodów ze sprzedaży ropy naftowej

3.4 Koszty finansowe netto

	2021	2020
Odsetki od zadłużenia wraz z wyceną (bez leasingu, w tym, prowizje od zaciągniętego długu)	(84)	3
Odsetki od zobowiązań z tytułu leasingu	(85)	(75)
Różnice kursowe	(7)	47
Wycena i realizacja pochodnych instrumentów finansowych nieobjętych rachunkowością zabezpieczeń	-	12
Wycena aktywów finansowych do wartości godziwej	7	(2)
Odpis aktualizujący pożyczki udzielone	(394)	(5)
Pozostałe koszty finansowe netto	(24)	55
Razem koszty finansowe netto	(587)	35



3.5 Zysk na akcję

Zasady rachunkowości

Podstawowy zysk przypadający na jedną akcję oblicza się poprzez podzielenie zysku/(straty) netto za okres sprawozdawczy, przypisanego zwykłym akcjonariuszom Jednostki Dominującej, przez średnią ważoną liczbę akcji zwykłych w danym okresie sprawozdawczym.

Rozwodniony zysk na jedną akcję oblicza się poprzez podzielenie zysku/(straty) netto za okres sprawozdawczy, przypisanego zwykłym akcjonariuszom (po potrąceniu odsetek od umarzalnych akcji uprzywilejowanych zamiennych na akcje zwykłe), przez średnią ważoną liczbę akcji zwykłych w danym okresie sprawozdawczym (skorygowaną o wpływ opcji rozwadniających oraz rozwadniających umarzalnych akcji uprzywilejowanych zamiennych na akcje zwykłe).

Rozwodniony zysk na jedną akcję jest równy podstawowemu zyskowi na jedną akcję, ponieważ w Grupie nie występują instrumenty rozwadniające.

Wartość zysku na akcję oraz średnia ważona liczba akcji zwykłych została przedstawiona w Skonsolidowanym rachunku zysków .

4. Noty objaśniające dotyczące opodatkowania

4.1 Podatek dochodowy

Zasady rachunkowości

Na obowiązkowe obciążenia wyniku finansowego składają się: bieżący podatek dochodowy od osób prawnych (CIT) oraz podatek odroczony.

Podatek odroczony jest obliczany przy zastosowaniu metody bilansowej, od różnic przejściowych pomiędzy wartością księgową aktywów i zobowiązań a ich wartością podatkową, z wyjątkiem różnic przejściowych wynikających z początkowego ujęcia składnika aktywów lub zobowiązań w transakcji innej niż połączenia przedsięwzięć, które w momencie powstania nie wpłynęły ani na wynik finansowy ani na wynik podatkowy.

Podatek odroczony jest wyliczany przy zastosowaniu stawek podatkowych, które według przewidywań będą obowiązywać w momencie, gdy wartości księgowe aktywów i zobowiązań zostaną zrealizowane.

Aktywo z tytułu podatku odroczonego jest rozpoznawane w odniesieniu do wszystkich ujemnych różnic przejściowych, do wysokości, w jakiej jest prawdopodobne, że będzie można pomniejszyć przyszłe zyski podatkowe o istniejące ujemne różnice przejściowe, straty podatkowe oraz ulgi podatkowe (więcej informacji dotyczących ulgi podatkowej można znaleźć w [nucie 4.1.1](#)). Wyjątkiem jest przypadek, gdy składnik aktywów z tytułu odroczonego podatku dochodowego wynika z początkowego ujęcia danego składnika aktywów lub zobowiązań pochodzącego z transakcji, która nie jest połączeniem przedsięwzięć oraz nie wpływa w momencie przeprowadzania transakcji na wynik finansowy brutto ani na zysk do opodatkowania (stratę podatkową).

Zobowiązania z tytułu odroczonego podatku dochodowego są ustalane od wszystkich dodatnich różnic przejściowych, z wyjątkiem przypadków, gdy zobowiązanie z tytułu odroczonego podatku dochodowego wynika z:

- początkowego ujęcia wartości firmy lub
- początkowego ujęcia danego składnika aktywów lub zobowiązań pochodzącego z transakcji, która nie jest połączeniem przedsięwzięć oraz nie wpływa w momencie przeprowadzania transakcji na wynik finansowy brutto ani na zysk do opodatkowania (stratę podatkową).

Aktywa z tytułu podatku dochodowego oraz zobowiązania z tytułu podatku dochodowego są kompensowane wtedy, gdy:

- Grupa posiada możliwy do wyegzekwowania tytuł prawny do przeprowadzania kompensat aktywów z tytułu odroczonego podatku dochodowego ze zobowiązaniami z tytułu odroczonego podatku dochodowego oraz
- aktywa z tytułu odroczonego podatku dochodowego i zobowiązania z tytułu odroczonego podatku dochodowego dotyczą podatku dochodowego nałożonego przez tę samą władzę podatkową na tego samego podatnika.

Bieżący i odroczony podatek ujmowany jest w rachunku zysków i strat, z wyjątkiem podatków wynikających z transakcji lub zdarzeń, które są ujmowane w innych całkowitych dochodach lub bezpośrednio w kapitale własnym (podatek odroczony jest wówczas ujmowany w pozostałych całkowitych dochodach lub bezpośrednio w kapitałach własnych).

Podatkowa Grupa Kapitałowa

Na podstawie umowy z dnia 19 września 2016 roku, na okres od 1 stycznia 2017 roku do 31 grudnia 2020 roku, została powołana Podatkowa Grupa Kapitałowa PGNiG (PGK) w zakresie obowiązków wynikających z ustawy o podatku dochodowym od osób prawnych (PDOP) oraz Ordynacji Podatkowej, w której PGNiG S.A. występowała jako spółka reprezentująca.

Na dzień 31 grudnia 2020 roku w skład PGK wchodziły następujące spółki: PGNiG S.A., PGNiG Obrót Detaliczny Sp. z o.o., Polska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o., PGNiG TERMIKA S.A., Gas Storage Poland Sp. z o.o., PGNiG Ventures Sp. z o.o. (do 30 grudnia 2019 roku pod nazwą PGNiG SPV 5 Sp. z o.o.), PGNiG SPV 6 Sp. z o.o., PGNiG SPV 7 Sp. z o.o., GEOFIZYKA Toruń S.A., PGNiG Technologie S.A. oraz PGNiG Serwis Sp. z o.o.

Na podstawie przepisów podatkowych, spółki wchodzące w skład PGK utraciły odrębną podmiotowość dla celów podatku CIT, a podmiotowość tę uzyskała PGK jako całość, co umożliwiała kalkulację podatku dochodowego łącznie dla spółek tworzących PGK. Odrębność podmiotowa PGK istniała wyłącznie na gruncie PDOP. Nie należy jej utożsamiać z odrębną podmiotowością prawną. Nie przenosiła się ona również na grunt innych podatków, w szczególności każda ze spółek tworzących PGK była nadal odrębnym podatnikiem podatku VAT, podatku od czynności cywilnoprawnych, a także płatnikiem podatku dochodowego od osób fizycznych. Pozostałe podmioty Grupy Kapitałowej były oddzielnymi podatnikami PDOP.

W dniu 14 lipca 2020 roku Zarząd PGNiG S.A. podjął decyzję o nietworzeniu kolejnej PGK.

4.1.1 Podatek dochodowy wykazany w rachunku zysków i strat

Uzgodnienie efektywnej stawki podatku	Nota	2021	2020
Zysk przed opodatkowaniem		10 982	9 025
Podatek według obowiązującej stawki podatkowej obowiązującej w Polsce (19%)		(2 087)	(1 715)
Różnice w stawkach podatkowych spółek Grupy (22%-78% dla Norwegii, 33% dla Niemiec, 9-40 % dla pozostałych)		(2 706)	(205)
Ujemne różnice przejściowe, od których nie ujęto podatku odroczonego		(175)	235
Podatek dochodowy wykazywany w rachunku zysków i strat		(4 968)	(1 685)
W tym:			
Bieżący podatek dochodowy		(4 537)	(1 696)
Odroczonego podatku dochodowego	Nota 4.1.2.	(431)	11
Efektywna stopa podatkowa		45%	19%

Największy wpływ na wzrost efektywnej stopy podatkowej miał podatek dochodowy płacony przez spółkę zależną PGNiG Upstream Norway AS.

W przypadku PGNiG Upstream Norway AS (PUN), stopa podatkowa wynosi 78% podstawy opodatkowania. Działalność PUN na norweskim szelfie kontynentalnym w 2021 roku (analogicznie jak w 2020 roku) podlegała opodatkowaniu w ramach dwóch równoległych systemów podatkowych:

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

Tak wysoka stopa podatkowa w Norwegii powiązana jest z szeregiem ulg inwestycyjnych i dodatkowych odliczeń, z których PUN korzystała w ostatnich latach:

- możliwość zastosowania wysokich stawek amortyzacji (roczna stawka amortyzacji wynosi 16,67%) i rozpoczęcia okresu amortyzacji natychmiast po poniesieniu nakładów inwestycyjnych. W roku, w którym poniesiono nakłady, spółce przysługuje prawo do pełnej rocznej amortyzacji, niezależnie od daty poniesienia wydatku;
- możliwość zastosowania w ramach systemu podatku naftowego ulgi inwestycyjnej w wysokości 5,2% rocznie przez okres czterech lat. Ulga dotyczy nakładów inwestycyjnych na norweskim szelfie kontynentalnym (z wyjątkiem kosztów poszukiwań) i wynosi 20,8% wydatków, które podlegają amortyzacji 4 lata. Ulga ta jest odejmowana wyłącznie od podstawy opodatkowania podatkiem naftowym (stawka 56%) i nie dotyczy podatku dochodowego. Jeżeli wartość ulgi przekracza wysokość dochodu w danym roku, może być ona realizowana w kolejnych latach;
- możliwość odjęcia od przychodów całości wydatków na poszukiwania złoża. W sytuacji, gdy spółka nie uzyskuje dochodu, od którego może odliczyć koszty poszukiwań, przysługuje jej prawo do zwrotu 78% kosztów poszukiwań. Zwrot ma formę pieniężną i jest realizowany do końca kolejnego roku po roku objętym zeznaniem podatkowym;
- możliwość odliczenia kosztów finansowych w obu systemach podatkowych;
- norweski system podatkowy zezwala na rozliczanie strat bez ograniczeń czasowych, a dodatkowo przewiduje oprocentowanie dla strat przenoszonych na następne lata. Stopa oprocentowania takich strat jest kalkulowana jako stopa wolna od ryzyka, po uwzględnieniu podatku dochodowego.

Wyżej wymienione elementy stanowią obecnie podstawę norweskiego systemu opodatkowania działalności naftowej. Dodatkowo, w 2020 roku norweski parlament zatwierdził zmiany do prawa podatkowego, które miały na celu wsparcie branży naftowej w obliczu znacznego spadku cen węglowodorów (w latach 2019-2020) i wprowadzenie zachęt do inwestowania na Norweskim Szelfie Kontynentalnym.

Zmiany w prawie podatkowym obowiązują dla lat 2020-2021 i obejmują:

- natychmiastową amortyzację poniesionych nakładów inwestycyjnych w ramach systemu podatku naftowego (56%) – w roku dokonania nakładów;
- natychmiastowe naliczenie dodatkowej ulgi inwestycyjnej w wysokości 24% – w roku dokonania nakładów;
- natychmiastowa amortyzacja i ulga inwestycyjna obowiązuje dla wszystkich nakładów poniesionych w latach 2020-21 oraz dla całości nakładów dotyczących nowych projektów, które zostały zatwierdzone do realizacji do końca 2022 roku;
- gotówkowy zwrot straty podatkowej poniesionej w latach 2020-21 na rachunek firm naftowych. Zwrot jest dokonywany od sierpnia 2020 roku w ramach transz płatnych co dwa miesiące.

Powyższe zmiany w sposób istotny wpłynęły na opłacalność realizowanych projektów inwestycyjnych w Norwegii oraz w sposób znaczący przyspieszyły zwrot z zainwestowanych środków. Wynika to z faktu, że PUN realizuje bardzo ambitny program inwestycyjny i dokonała w 2021 roku bezpośrednich nakładów inwestycyjnych w kwocie przekraczającej 2 mld NOK (kwota ta obejmuje bezpośrednie inwestycje z wyłączeniem przepływów dotyczących akwizycji spółki INEOS). Wpływ zmian regulacji podatkowych dotyczy następujących elementów:

- przyspieszona amortyzacja i ulga inwestycyjna - za sprawą nowych zasad podatkowych, PUN dokonała natychmiastowej amortyzacji bezpośrednich nakładów inwestycyjnych w latach 2020-2021 oraz dodatkowo naliczyła ulgę inwestycyjną w wysokości 24% od tych nakładów;
- poprawa płynności i zmniejszenie zapotrzebowania na środki pieniężne – łączne transfery na rzecz PUN w latach 2020-2021 wyniosły 1,2 mld NOK w ramach zwrotu straty podatkowej.

Nowe zmiany zachęcają także do realizacji nowych projektów inwestycyjnych w Norwegii. Zgodnie z ostatnimi zmianami w przepisach, korzystne zasady dotyczące amortyzacji będą obowiązywać dla wszystkich nowych projektów, zapoczątkowanych między 2020 a 2022 rokiem. W odniesieniu do tych projektów nowe zasady będą obowiązywać aż do uruchomienia produkcji z tych projektów.

W drugiej połowie 2021 roku władze norweskie ogłosiły plany wprowadzenia dalszych zmian w systemie podatku naftowego, które mogą obowiązywać dla przyszłych okresów (po 1 stycznia 2022 roku). Zmiany mają między innymi obejmować:

- natychmiastową amortyzację poniesionych nakładów inwestycyjnych w ramach systemu podatku naftowego;
- zwiększenie stawki podatku naftowego do 71,8% przy jednoczesnym uznaniu naliczonego podatku dochodowego (22%) za koszt uzyskania przychodu w ramach podatku naftowego. Zmiana ma charakter techniczny i w jej rezultacie, marginalna stawka podatku od działalności naftowej ma pozostać na niezmienionym poziomie w wysokości 78%;
- gotówkowy zwrot straty podatkowej na rachunek bankowy firm naftowych;
- likwidację dodatkowej ulgi inwestycyjnej.

Do dnia sprawozdania zmiany te nie zostały zaakceptowane przez norweski parlament.

Rozrachunki z tytułu podatku bieżącego	2021	2020
Stan na początek okresu (należności i zobowiązania netto)	(67)	(90)
Podatek dochodowy ujęty w wyniku netto bieżącego okresu	(4 538)	(1 696)
Podatek zapłacony w okresie	1 336	1 745
Zmiany w Grupie	(1 242)	-
Pozostałe zmiany	(83)	(26)
Stan na koniec okresu (należności i zobowiązania netto)	(4 594)	(67)
w tym:		
- stan należności	259	101
- stan zobowiązań	(4 853)	(168)



4.1.2 Odroczone podatki dochodowe

	UZNANIE/(OBCIĄŻENIE)												
	1 stycznia 2020	Wynik finansowy	Pozostałe całkowite dochody	Inne zmiany odniesione na kapitały	Różnice kursowe z przeliczenia	31 grudnia 2020	Wynik finansowy	Pozostałe całkowite dochody	Inne zmiany odniesione na kapitały	Różnice kursowe z przeliczenia	Zmiany w Grupie	Pozostałe zmiany	31 grudnia 2021
Aktywa z tytułu podatku odroczonego													
Zobowiązania z tyt. świadczeń pracowniczych	164	17	10	-	-	191	(5)	(11)	-	-	-	-	175
Rezerwa na koszty likwidacji odwiertów*	543	229	-	-	17	789	2	-	-	25	286	-	1 102
Pozostałe rezerwy	64	39	3	-	(9)	97	3	(2)	-	-	-	(1)	97
Wycena instrumentów pochodnych	240	62	-	-	9	311	2 179	-	-	-	-	-	2 490
Utrata wartości aktywów trwałych	108	70	-	-	-	178	(66)	-	-	-	-	2	114
Strata podatkowa	52	(11)	-	-	-	41	120	-	-	-	-	-	161
Pozostałe aktywa z tytułu podatku odroczonego	249	(73)	-	-	-	176	211	-	-	-	-	-	387
Razem aktywa z tytułu podatku odroczonego	1 420	333	13	-	17	1 783	2 444	(13)	-	25	286	1	4 526
Zobowiązania z tytułu podatku odroczonego													
Różnica pomiędzy wartością podatkową i rachunkową aktywów trwałych*	2 346	146	-	-	25	2 517	780	-	-	51	2 734	549	6 631
Wycena pochodnych instrumentów finansowych	512	(12)	(231)	54	9	332	2 094	(659)	(416)	-	-	-	1 351
Pozostałe zobowiązania z tytułu podatku odroczonego	913	188	-	-	19	1 120	1	-	-	55	-	(554)	622
Razem zobowiązania z tytułu podatku odroczonego	3 771	322	(231)	54	53	3 969	2 875	(659)	(416)	106	2 734	(5)	8 604
Kompensata aktywów i zobowiązań	(1 388)					(1 741)							(3 032)
Stan po kompensacie													
Aktywa	32	333				42	2 444						1 494
Zobowiązania	2 383	322				2 228	2 875						5 572
Wpływ netto zmian w okresie		11	244	(54)	(36)		(431)	646	416	(81)	(2 448)	6	

*Na koniec 2021 roku Grupa przeprowadziła analizę poszczególnych pozycji aktywów i zobowiązań z tytułu podatku odroczonego, które są persaldowane w sprawozdaniu z sytuacji finansowej. W wyniku przeprowadzonej analizy, zwiększeniu uległy pozycje „Rezerwa na koszty likwidacji odwiertów” (aktywa z tytułu podatku odroczonego) oraz „Różnica między wartością podatkową i rachunkową aktywów trwałych (zobowiązania z tytułu podatku odroczonego)” Bilans otwarcia dla tych pozycji dla roku 2020 oraz 2021 wzrósł odpowiednio o 346 oraz 539 mln PLN. Pozycje te, zarówno w roku 2020, jak i 2021 zostały wypersaldowane i nie miały wpływu na prezentację aktywów i zobowiązań z tytułu odroczonego podatku dochodowego w sprawozdaniu z sytuacji finansowej.

5. Noty objaśniające do sprawozdania z przepływów pieniężnych oraz informacje dotyczące zadłużenia

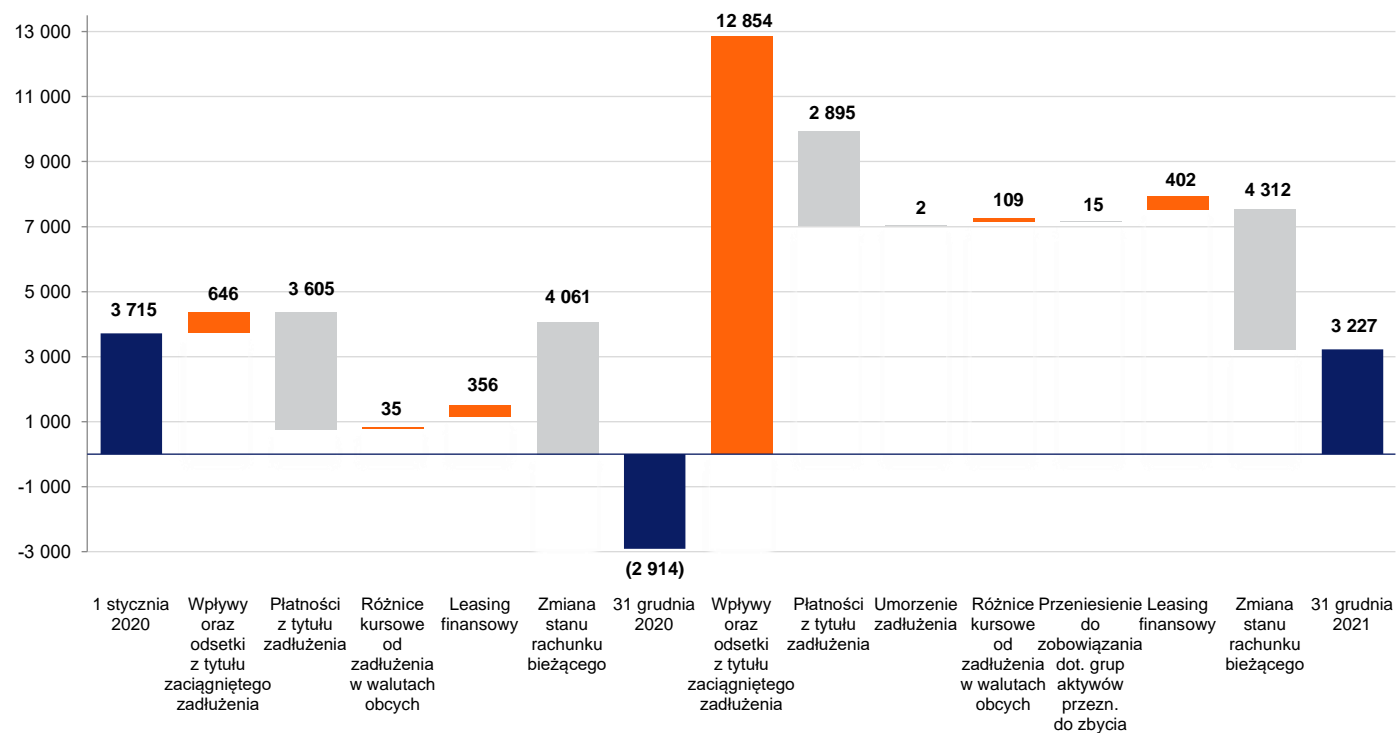
5.1 Uzgodnienie zadłużenia

Zasady rachunkowości

Poprzez **zadłużenie netto** Grupa rozumie sumę posiadanych kredytów bankowych (zarówno krótko jak i długoterminowych), dłużnych papierów wartościowych, zobowiązań z tytułu leasingu oraz pożyczek, pomniejszoną o środki pieniężne i ich ekwiwalenty. Jako wskaźnik zadłużenia, Grupa prezentuje stosunek zadłużenia netto do EBITDA (definicja wskaźnika w nocie 2.2).

Zadłużenie netto	Nota	2021	2020
Kredyty bankowe		2 116	1 764
Zobowiązanie z tytułu leasingu		2 293	2 007
Pozostałe		80	88
Razem zobowiązania z tytułu zadłużenia długoterminowego		4 489	3 859
Kredyty bankowe		10 037	231
Zobowiązanie z tytułu leasingu		101	82
Pozostałe		10	12
Razem zobowiązania z tytułu zadłużenia krótkoterminowego		10 148	325
Razem zadłużenie		14 637	4 184
Środki pieniężne i ich ekwiwalenty	Nota 5.4.	11 410	7 098
Zadłużenie netto		3 227	(2 914)
EBITDA	Nota 2.2.	15 593	13 009
Zadłużenie netto / EBITDA		0,21	(0,22)

Wykres 2 Zmiana zadłużenia netto w GK PGNiG (w mln PLN)



Zmiany zadłużenia	Kredyty bankowe	Zobowiązanie z tytułu leasingu	Pozostałe	Razem
Stan na 1 stycznia 2020	4 893	1 839	20	6 752
Wpływy z tytułu zaciągniętego zadłużenia	431	-	80	511
otrzymane finansowanie	416	-	80	496
koszty transakcyjne	15	-	-	15
Naliczenie odsetek	51	84	-	135
Zwiększenie stanu (nowe umowy)	-	357	-	357
Zmniejszenie stanu (zakończone umowy)	-	(8)	-	(8)
Modyfikacje i zmiany oszacowania	-	7	-	7
Płatności z tytułu zadłużenia	(3 415)	(190)	-	(3 605)
splaty kapitału	(3 347)	(181)	-	(3 528)
odsetki zapłacone	(55)	(9)	-	(64)
provizje zapłacone	(13)	-	-	(13)
Różnice kursowe od zadłużenia w walutach obcych	35	-	-	35
Stan na 31 grudnia 2020	1 995	2 089	100	4 184
Wpływy z tytułu zaciągniętego zadłużenia	12 751	-	3	12 754
otrzymane finansowanie	12 738	-	3	12 741
koszty transakcyjne	13	-	-	13
Naliczenie odsetek	17	81	2	100
Zwiększenie stanu (nowe umowy)	-	418	-	418
Zmniejszenie stanu (zakończone umowy)	-	(23)	-	(23)
Modyfikacje i zmiany oszacowania	-	7	-	7
Płatności z tytułu zadłużenia	(2 709)	(174)	(12)	(2 895)
splaty kapitału	(2 692)	(165)	(12)	(2 869)
odsetki zapłacone	(9)	(9)	-	(18)
provizje zapłacone	(8)	-	-	(8)
Umorzenie zadłużenia	-	-	(2)	(2)
Różnice kursowe od zadłużenia w walutach obcych	103	6	-	109
Przeniesienie do zobowiązań dot. grup aktywów przeznaczonych do zbycia	(4)	(10)	(1)	(15)
Stan na 31 grudnia 2021	12 153	2 394	90	14 637



5.2 Zobowiązania z tytułu zadłużenia

Zasady rachunkowości

Pożyczki i dłużne papiery wartościowe

Zobowiązania z tytułu pożyczek i dłużnych papierów wartościowych w momencie początkowego ujęcia wycenia się w wartości godziwej, pomniejszonej o koszty transakcyjne. Na dzień bilansowy zobowiązania z tytułu zadłużenia wyceniane są według zamortyzowanego kosztu z zastosowaniem efektywnej stopy procentowej.

Zobowiązania z tytułu leasingu

Zgodnie z polityką rachunkowości stosowaną od 1 stycznia 2019 roku, leasingi ujmowane są jako aktywa z tytułu prawa do użytkowania i zobowiązania do zapłaty za te prawa w dniu, w którym leasingowane aktywa dostępne są do użytkowania przez Grupę. Aktywa z tytułu prawa do użytkowania zaprezentowano w [nocie 6.1](#).

W dacie rozpoczęcia leasingu, zobowiązania leasingowe wyceniane są w kwocie równej bieżącej wartości następujących płatności leasingowych za prawo do użytkowania bazowego składnika aktywów w okresie leasingu:

- stałe płatności (w tym zasadniczo stałe płatności), pomniejszone o wszelkie należne zachęty finansowe;
- zmienne opłaty leasingowe zależne od indeksu lub stawki;
- kwoty, których zapłaty przez leasingobiorcę oczekuje się w ramach gwarantowanej wartości końcowej;
- cenę wykonania opcji kupna, jeżeli można z wystarczającą pewnością założyć, że leasingobiorca skorzysta z tej opcji;
- kary pieniężne za wypowiedzenie leasingu, jeżeli w warunkach leasingu przewidziano, że leasingobiorca może skorzystać z opcji wypowiedzenia i jest wysoce prawdopodobne skorzystanie z tej opcji.

Opłaty leasingowe są dyskontowane przy użyciu stopy procentowej leasingu, jeśli stopę tę można z łatwością ustalić, lub krańcowej stopy oprocentowania długu leasingobiorcy.

Każda opłata leasingowa jest alokowana pomiędzy zobowiązanie a koszt finansowy. Po początkowym ujęciu, zobowiązania leasingowe są wyceniane przy zastosowaniu efektywnej stopy procentowej. Wartości bilansowe zobowiązań są aktualizowane w celu odzwierciedlenia zmiany w zakresie szacunku okresu leasingu, opcji wykupu, zmiany w opłatach leasingowych i gwarantowanej wartości końcowej oraz modyfikacji umowy leasingu.

Okres leasingu to nieodwołalny okres leasingu; okresy objęte opcją przedłużenia i wcześniejszego zakończenia leasingu są uwzględnione w okresie leasingu, jeśli istnieje rozsądna pewność, że leasing będzie przedłużony lub umowa nie zostanie wcześniej zakończona.

Istotne szacunki

Okresy obowiązywania leasingu

Ustalając okres leasingu, Zarząd uwzględnia wszystkie fakty i okoliczności tworzące zachętę ekonomiczną do skorzystania z opcji przedłużenia umowy, lub nieskorzystania z opcji zakończenia umowy. Okresy objęte opcją przedłużania umów lub okresem wypowiedzenia są uwzględnione przy ustalaniu okresu leasingu, jeśli istnieje racjonalna pewność, że umowa zostanie przedłużona (opcja przedłużenia), lub nie zostanie wypowiedziana (opcja zakończenia). Ponowna ocena tego, czy istnieje racjonalna pewność, że Grupa skorzysta z opcji przedłużenia lub nie skorzysta z opcji wypowiedzenia następuje, jeśli wystąpi znaczące zdarzenie lub znacząca zmiana okoliczności wpływająca na taką ocenę a będąca pod kontrolą Grupy.

Na dzień 31 grudnia 2021 roku Grupa zobligowana jest do poniesienia przyszłych płatności z tytułu leasingów krótkoterminowych w wysokości 13 mln PLN.

Grupa nie zawarła w bieżącym okresie transakcji sprzedaży i leasingu zwrotnego.

Wartość opłat nieujętych w wycenie zobowiązania z tytułu leasingu wynosi 12 mln PLN i dotyczy głównie nierozpoczętych jeszcze leasingów.

Podpisane na dzień 31 grudnia 2021 roku umowy leasingowe nie nakładają na Grupę kowenantów.

W okresie sprawozdawczym oraz do dnia zatwierdzenia sprawozdania finansowego do publikacji nie wystąpiły przypadki naruszeń istotnych postanowień warunków dłużnych papierów wartościowych, które mogłyby skutkować przyspieszeniem terminu wymagalności zobowiązań.

Z posiadanym przez Grupę zadłużeniem związane jest ryzyko płynności. Szczegółowy opis tych ryzyk oraz analiza wrażliwości zostały opisane w [nocie 7.3](#).

Stan zadłużenia w GK PGNiG przedstawia poniższa tabela.

2021	W walucie funkcjonalnej PLN	W walucie obcej		
		EUR	USD	Pozostałe waluty
Kredyty bankowe	10 157	1 128	868	-
Zobowiązania z tytułu leasingu	2 336	1	52	6
Pozostałe	90	-	-	-
Razem, w tym:	12 583	1 129	920	6
Zmiennoprocentowe	10 375	1 129	920	6
Stałoprocentowe	2 208	-	-	-

2020	W walucie funkcjonalnej PLN	W walucie obcej		
		EUR	USD	Pozostałe waluty
Kredyty bankowe	181	1 044	770	-
Zobowiązania z tytułu leasingu	2 022	1	60	6
Pozostałe	100	-	-	-
Razem, w tym:	2 303	1 045	830	6
Zmiennoprocentowe	395	1 045	830	6
Stałoprocentowe	1 908	-	-	-

Podstawą naliczania oprocentowania zadłużenia zmiennoprocentowego denominowanego w PLN jest WIBOR 1M, WIBOR 3M lub WIBOR 6M; zadłużenia w USD LIBOR 1M i LIBOR 3M; zadłużenia w EUR: EONIA, EURIBOR 1M oraz EURIBOR 3M. Oprocentowanie stałe dotyczy wyłącznie dłużnych papierów wartościowych denominowanych w PLN.

Więcej informacji na temat zarządzania zasobami finansowymi znajduje się w Sprawozdaniu Zarządu z działalności Grupy Kapitałowej PGNiG i PGNiG S.A. za 2021 rok.

Z posiadanym przez Grupę zadłużeniem związane jest ryzyko zmiany stopy procentowej, ryzyko walutowe oraz ryzyko płynności. Dalsze informacje na temat tych ryzyk zostały przedstawione w [nocie 7.3](#).

W bieżącym okresie oraz w okresie porównawczym Grupa terminowo spłacała zobowiązania z tytułu zaciągniętego zadłużenia. W okresie sprawozdawczym oraz do dnia zatwierdzenia sprawozdania finansowego do publikacji nie wystąpiły przypadki naruszeń istotnych postanowień umowy kredytu, dłużnych papierów wartościowych lub pożyczki, które mogłyby skutkować przyspieszeniem terminu wymagalności zobowiązań.

5.3 Kapitał własny, dywidendy i polityka zarządzania kapitałem

Zasady rachunkowości

Kapitał akcyjny wykazywany jest według wartości nominalnej, w wysokości zgodnej ze statutem Jednostki Dominującej oraz wpisem do rejestru sądowego.

Kapitał zapasowy ze sprzedaży akcji powyżej ich wartości nominalnej tworzony jest z nadwyżki ceny emisyjnej akcji powyżej ich wartości nominalnej (agio), a pozostałe po pokryciu kosztów tej emisji.

Na **skumulowane pozostałe całkowite dochody** składają się różnice kursowe z przeliczenia jednostek zagranicznych, odnoszone na kapitał skutki stosowania rachunkowości zabezpieczeń przepływów pieniężnych, zyski i straty aktuarialne dotyczące świadczeń pracowniczych oraz wycena inwestycji w instrumenty kapitałowe wyceniane w wartości godziwej.

Zyski zatrzymane stanowią sumę zysku roku bieżącego oraz zakumulowanych zysków z lat poprzednich, które nie zostały wypłacone w formie dywidendy, ale zostały przekazane na powiększenie kapitału zapasowego lub są niepodzielone.

Głównym celem zarządzania kapitałem Grupy jest zapewnienie zdolności do kontynuowania działalności z uwzględnieniem realizacji planowanych inwestycji, przy jednoczesnym zwiększaniu wartości Grupy dla akcjonariuszy. Ponadto Grupa Kapitałowa PGNiG monitoruje zdolność do pokrycia swoich zobowiązań, stosując wskaźnik relacji długu netto do EBITDA ([nota 5.1.](#)).

5.3.1 Struktura akcjonariatu

Największym akcjonariuszem PGNiG S.A. jest Skarb Państwa, który posiadając na dzień 31 grudnia 2021 roku 71,88% akcji Spółki jest podmiotem kontrolującym Grupę. Szczegóły dotyczące struktury akcjonariatu przedstawiono w Sprawozdaniu Zarządu z działalności Grupy Kapitałowej PGNiG i PGNiG S.A. za 2021 rok.

Na koniec 2021, a także 2020 roku, na kapitał akcyjny Spółki składało się 5 778 314 857 akcji o wartości nominalnej 1 PLN na jedną akcję.

2021	Liczba akcji	Całkowita wartość nominalna akcji	Udział w kapitale akcyjnym / udział w liczbie głosów
Akcjonariusz			
Skarb Państwa	4 153 706 157	4 153 706 157	71,88%
Pozostali akcjonariusze	1 624 608 700	1 624 608 700	28,12%
Razem	5 778 314 857	5 778 314 857	100,00%

2020	Liczba akcji	Całkowita wartość nominalna akcji	Udział w kapitale akcyjnym / udział w liczbie głosów
Akcjonariusz			
Skarb Państwa	4 153 706 157	4 153 706 157	71,88%
Pozostali akcjonariusze	1 624 608 700	1 624 608 700	28,12%
Razem	5 778 314 857	5 778 314 857	100,00%

5.3.2 Dywidendy wypłacone i zaproponowane do wypłaty

W dniu 9 lipca 2021 roku Zwyczajne Walne Zgromadzenie PGNiG podjęło decyzję o podziale kwoty 6 908 548 870,60 PLN, na którą składa się zysk finansowy netto PGNiG S.A. za rok 2020 w kwocie 6 908 551 193,11 PLN oraz niepokryta strata z lat ubiegłych wynikająca z korekty poprzedniego okresu w kwocie 2 322,51 PLN, w następujący sposób:

- kwotę 1 213 446 119,97 PLN przeznaczyć na wypłatę dywidendy dla akcjonariuszy;
- kwotę 5 695 102 750,63 PLN przeznaczyć na zwiększenie kapitału zapasowego Spółki.

Dywidendą objętych jest 5 778 314 857 akcji, a dywidenda przypadająca na jedną akcję wynosi 0,21 zł (słownie: dwadzieścia jeden groszy). Dzień dywidendy uchwalono na 19 lipca 2021 roku, a termin wypłaty dywidendy na 3 sierpnia 2021 roku.

	2021	2020
Dywidendy wypłacone w okresie		
Wypłacona dywidenda na jedną akcję (w złotych)	0,21	0,09
Liczba akcji (szt.)	5 778	5 778
Wartość wypłaconej dywidendy	1 213	520
dywidenda dla akcjonariuszy jednostki dominującej	1 213	520
dywidenda dla akcjonariuszy mniejszościowych	-	-

Szczegółowe informacje na temat polityki dywidendowej przedstawiono w Sprawozdaniu Zarządu z działalności Grupy Kapitałowej PGNiG i PGNiG S.A. za 2021 rok.

5.4 Środki pieniężne i ich ekwiwalenty

Zasady rachunkowości

Środki pieniężne i ich ekwiwalenty obejmują środki pieniężne w banku i w kasie oraz krótkoterminowe aktywa finansowe o dużej płynności, o pierwotnym okresie zapadalności nieprzekraczającym trzech miesięcy, łatwo wymienialne na określone kwoty środków pieniężnych oraz narażone na nieznaczne ryzyko zmiany wartości. W pozycji tej prezentowane są również kwoty zgromadzone na rachunkach dedykowanych dla potrzeb rozliczeń podatku VAT w ramach procedury split payment.

Środki pieniężne i ich ekwiwalenty poddawane są testowi na utratę wartości metodą analizy indywidualnej na podstawie oceny wiarygodności kredytowej instytucji finansowych, którym są powierzane, zgodnie z modelem strat oczekiwanych.

	2021	2020
Środki pieniężne na rachunku bankowym	4 096	1 383
Lokaty bankowe	3 828	4 753
Inne środki pieniężne	3 490	964
Razem wartość brutto	11 414	7 100
Odpis aktualizujący	(4)	(2)
Razem wartość netto	11 410	7 098
w tym środki pieniężne o ograniczonej możliwości dysponowania	4 300	1 208

W ramach kategorii Inne środki pieniężne Grupa wyróżnia posiadane bony (handlowe, skarbowe, NBP), certyfikaty depozytowe, środki pieniężne w drodze oraz czeki i weksle obce o terminie zapadalności poniżej 3 miesięcy. Ze środkami pieniężnymi i ich ekwiwalentami wiąże się ryzyko kredytowe, ryzyko kursowe oraz stopy procentowej. Szczegółowe informacje na temat tych ryzyk przedstawiono w [nocie 7.3](#).

5.5 Pozostałe wyjaśnienia dotyczące skonsolidowanego sprawozdania z przepływów pieniężnych

5.5.1 Uzgodnienie zmian kapitału obrotowego do sprawozdania z przepływów pieniężnych

2021	Różnica wynikająca ze sprawozdania z sytuacji finansowej	Zmiana stanu rozrachunków z tytułu podatku bieżącego	Przepływy pieniężne netto z działalności inwestycyjnej	Przepływy pieniężne netto z działalności finansowej	Zmiany w Grupie	Transakcje bezgotówkowe	Pozostałe	Przepływy pieniężne netto z działalności operacyjnej (zmiana stanu kapitału obrotowego)
Zapasy	(5 551)	-	-	-	19	-	-	(5 532)
Należności	(11 174)	158	(368)	-	538	359	2	(10 485)
Pozostałe aktywa	(119)	-	60	(5)	-	(39)	-	(103)
Zobowiązania z tytułu dostaw i podatków	9 627	(4 685)	72	-	-	(123)	-	4 891
Zobowiązania z tytułu świadczeń pracowniczych	103	-	-	-	(3)	(113)	-	(13)
Rezerwa na koszty likwidacji, rekultywacji oraz koszty naprawy środowiska	33	-	381	-	-	(80)	-	334
Pozostałe rezerwy	(27)	-	-	-	(481)	125	-	(383)
Dotacje	(7)	-	(27)	-	-	-	-	(34)
Pozostałe zobowiązania	1 407	-	(1)	-	(116)	51	-	1 341
Kapitał obrotowy razem	(5 708)	(4 527)	117	(5)	(43)	180	2	(9 984)

2020	Różnica wynikająca ze sprawozdania z sytuacji finansowej	Zmiana stanu rozrachunków z tytułu podatku bieżącego	Przepływy pieniężne netto z działalności inwestycyjnej	Przepływy pieniężne netto z działalności finansowej	Zmiany w Grupie	Transakcje bezgotówkowe	Pozostałe	Przepływy pieniężne netto z działalności operacyjnej (zmiana stanu kapitału obrotowego)
Zapasy	1 358	-	-	-	-	-	-	1 358
Należności	216	59	185	-	(1)	(128)	-	331
Pozostałe aktywa	42	-	(69)	(6)	-	58	-	25
Zobowiązania z tytułu dostaw i podatków	(190)	(35)	(214)	-	1	(21)	-	(459)
Zobowiązania z tytułu świadczeń pracowniczych	70	-	-	-	-	155	-	225
Rezerwa na koszty likwidacji, rekultywacji oraz koszty naprawy środowiska	9	-	(717)	-	-	731	-	23
Pozostałe rezerwy	88	-	-	-	1	11	-	100
Dotacje	1	-	(26)	-	-	(9)	-	(34)
Pozostałe zobowiązania	(514)	-	-	-	-	(41)	-	(555)
Kapitał obrotowy razem	1 080	24	(841)	(6)	1	756	-	1 014



5.5.2 Pozostałe korekty niepieniężne do sprawozdania z przepływów pieniężnych

	2021	2020
Odsetki i dywidendy netto	8	7
Wynik na różnicach kursowych netto	(287)	138
Wynik z inwestycji w jednostkach wycenianych metodą praw własności	(7)	595
Pochodne instrumenty finansowe	462	344
Spisane nakłady inwestycyjne na niefinansowe aktywa trwałe	623	201
Nabycie uprawnień do emisji CO ₂	(470)	(447)
Pozostałe pozycje netto	289	(56)
Pozostałe korekty niepieniężne	618	782

5.5.3 Zmiana różnic kursowych oraz odpisów aktualizujących środki pieniężne i ich ekwiwalenty

	2021	2020
a) Saldo różnic kursowych netto od środków pieniężnych na początek okresu	(152)	(4)
b) Saldo odpisów aktualizujących środki pieniężne na początek okresu	(2)	-
c) Saldo różnic kursowych netto od środków pieniężnych na koniec okresu	159	(152)
d) Saldo odpisów aktualizujących środki pieniężne na koniec okresu	(4)	(2)
I. Zmiana stanu różnic kursowych netto od środków pieniężnych (c-a)	311	(148)
II. Zmiana stanu odpisów aktualizujących środki pieniężne (d-b)	(2)	(2)

6. Noty objaśniające do sprawozdania z sytuacji finansowej

6.1 Aktywa trwałe rzeczowe i niematerialne

6.1.1 Rzeczowe aktywa trwałe i związane z nimi rezerwy

Zasady rachunkowości

Rzeczowe aktywa trwałe

Najistotniejsze pozycje rzeczowych aktywów trwałych stanowią budynki i budowle oraz urządzenia techniczne i maszyny związane przede wszystkim z poszukiwaniem i wydobywaniem gazu ziemnego i ropy naftowej oraz obrotem, magazynowaniem i dystrybucją gazu. Grupa posiada również środki transportu oraz grunty. W ramach środków trwałych w budowie Grupa wykazuje głównie aktywowane koszty prac związanych z poszukiwaniem i rozpoznawaniem złóż gazu ziemnego i ropy naftowej do momentu rozpoczęcia eksploatacji lub odpisania (szczegółowa polityka rachunkowości przedstawiona została w akapicie Nakłady na prace poszukiwawcze i rozpoznawcze).

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.

Pozycje rzeczowych aktywów trwałych wycenia się według ceny nabycia lub kosztu wytworzenia pomniejszonego o umorzenie oraz odpisy aktualizujące z tytułu utraty wartości (odpisy z tytułu utraty wartości ujmują się zgodnie z polityką przedstawioną w [nocie 6.1.3.](#)).

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.

Do ceny nabycia lub kosztu wytworzenia pozycji rzeczowych aktywów trwałych zalicza się koszty finansowania zewnętrznego.

Koszty bieżącego utrzymania rzeczowych aktywów trwałych, remontów i konserwacji ujmowane są w wyniku finansowym w momencie poniesienia. W przypadku rozszczelnienia gazociągu, koszty jego ponownego napełnienia lub uzupełnienia utraconego paliwa są ujmowane bezpośrednio w rachunku zysków i strat w okresie, w którym zostały poniesione.

Metody i okresy amortyzacji dla rzeczowych aktywów trwałych:

Kategoria	Metoda amortyzacji	Przyjęte okresy użytkowania	Średni pozostały okres użytkowania na dzień bilansowy
Budynki i budowle	Liniowa	1 - 79 lat	33
Urządzenia techniczne i maszyny	Liniowa	1 - 50 lat	20
Środki transportu	Liniowa	1 - 18 lat	13
Pozostałe rzeczowe aktywa trwałe	Liniowa	1 - 40 lat	13
Zasoby na norweskim szelfie kontynentalnym	Według jednostki produkcji*	powyżej 10 lat	powyżej 10 lat
Grunty		kategoria nie podlega amortyzacji	
Środki trwałe w budowie		kategoria nie podlega amortyzacji	

*Wielkości wyprodukowanych i sprzedanych produktów są silnie skorelowane, a kontrakty regulujące sprzedaż węglowodorów z norweskiego szelfu kontynentalnego nie pozwalają na znaczne rozbieżności pomiędzy ilością wyprodukowanych a sprzedanych produktów, stąd zastosowana metoda amortyzacji.

Aktywa z tytułu prawa do użytkowania

Leasingi ujmowane są jako aktywa z tytułu prawa do użytkowania i zobowiązania do zapłaty za te prawa w dniu, w którym leasingowane aktywa dostępne są do użytkowania przez Grupę. Zasady dotyczące ujmowania zobowiązania z tytułu leasingu przedstawiono w [nocie 5.2.](#)

Aktywa z tytułu prawa do użytkowania prezentowane są w pozycji Rzeczowe aktywa trwałe w sprawozdaniu z sytuacji finansowej.

Aktywa z tytułu prawa do użytkowania początkowo wycenia się wg kosztu, który obejmuje:

- kwotę początkowej wyceny zobowiązania leasingowego;
- wszelkie opłaty leasingowe zapłacone w dacie rozpoczęcia lub przed tą datą, pomniejszone o wszelkie otrzymane zachęty leasingowe;
- wszelkie początkowe koszty bezpośrednie poniesione przez leasingobiorcę;
- szacunek kosztów demontażu, usunięcia bazowego składnika aktywów i przeprowadzenia renowacji.

Po początkowym ujęciu, aktywa z tytułu prawa do użytkowania są wyceniane wg kosztu pomniejszonego o skumulowaną amortyzację oraz wszelkie skumulowane straty z tytułu utraty wartości i skorygowane z tytułu ponownej wyceny zobowiązania leasingowego ze względu na ponowną ocenę lub modyfikację leasingu.

Aktywa z tytułu prawa do użytkowania amortyzuje się przez okres użytkowania składnika aktywów lub przez okres leasingu, w zależności od tego, który z nich jest krótszy, przy zastosowaniu metody liniowej.

Określając koszt składnika aktywów z tytułu prawa do użytkowania Grupa oszacowała koszty przewidziane do poniesienia na rekultywację gruntów, bazując na informacjach o cenach bieżących usług rekultywacji.

Oplaty związane z wszystkimi leasingami krótkoterminowymi i leasingami niskocennych aktywów są ujmowane liniowo jako koszt w wyniku finansowym. Dla niskocennych aktywów Grupa dokonuje wyboru sposobu ujęcia dla każdej umowy: Grupa przyjęła, że składnik aktywów z tytułu prawa do użytkowania jest ujmowany z odpowiadającym mu zobowiązaniem leasingowym, jeżeli taki składnik aktywów jest oddawany w subleasing, natomiast dla wszystkich pozostałych leasingów niskocennych aktywów opłaty związane z tymi leasingami ujmowane są jako koszt liniowo przez okres leasingu.

Leasingi krótkoterminowe to leasingi o okresie trwania 12 miesięcy lub mniej.

Niskocenne aktywa obejmują m.in. drobny sprzęt biurowy oraz teleinformatyczny.

Okresy amortyzacji dla aktywów z tytułu prawa do użytkowania:

Kategoria	Przyjęte okresy użytkowania
Prawo do użytkowania gruntów	1 - 99 lat
Prawo do użytkowania budynków i budowli	2 - 40 lat
Prawo do użytkowania urządzeń technicznych i maszyn	1 - 40 lat
Prawo do użytkowania środków transportu	2 - 15 lat
Prawo do użytkowania pozostałych rzeczowych aktywów trwałych	1 - 39 lat

Nakłady na prace poszukiwawcze i rozpoznawcze

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

Prace polegające na 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 jako wartości niematerialne.

Wydatki z tytułu badań sejsmicznych są kapitalizowane w wartości aktywów z tytułu poszukiwania i oceny zasobów mineralnych.

Nakłady na poszczególne odwierty początkowo podlegają aktywowaniu w pozycji Środki trwałe w budowie dotyczące poszukiwania i oceny zasobów mineralnych. Gdy prace poszukiwawcze zakończą się stwierdzeniem sukcesu, czyli odkryciem złoża o zasobach dostępnych do eksploatacji, Grupa przeprowadza analizę rejonów i obiektów pod względem ekonomicznej opłacalności eksploatacji. W przypadku, gdy w efekcie rozpoznania złoża podjęto decyzję o jego eksploatacji, w momencie jej rozpoczęcia Grupa przeklasyfikowuje środki trwałe w budowie dotyczące poszukiwania i oceny zasobów mineralnych do rzeczowych aktywów trwałych.

Gdy prace poszukiwawcze zakończą się efektem negatywnym lub po ich zakończeniu, w efekcie analizy rejonów i obiektów pod względem ekonomicznej opłacalności eksploatacji, jednostka Grupy nie wystąpiła o przyznanie koncesji na rozpoznanie złóż gazu ziemnego i/lub ropy naftowej, aktywowane nakłady na wykonane odwierty przeprowadzone w ramach prac poszukiwawczych są odpisywane w całości w koszty (jako odpisy na rzeczowy majątek trwały) w okresie, w którym podjęto decyzję o zakończeniu prac poszukiwawczych. W ciężar rachunku zysków i strat odpisywane są również skapitalizowane wydatki na badania sejsmiczne powiązane z danym obiektem.

Rezerwy związane z rzeczowymi aktywami trwałymi: rezerwa na koszty likwidacji odwiertów oraz Fundusz Likwidacji Zakładu Górniczego (FLZG)

Rezerwę na koszty likwidacji odwiertów tworzy się, gdy na Grupie ciąży obowiązek likwidacji wykonanych odwiertów po zakończeniu eksploatacji. Grupa tworzy rezerwy na koszty likwidacji odwiertów poszukiwawczych, eksploatacyjnych i magazynowych. Wartość zdyskontowanej rezerwy zwiększa wartość początkową odwiertów ujętych w ramach środków trwałych w budowie z tyt. poszukiwania i oceny zasobów mineralnych oraz rzeczowych aktywów trwałych i w przypadku środków trwałych jest amortyzowana w okresie ich ekonomicznego użytkowania.

Wartość rezerwy na przyszłe koszty likwidacji odwiertów kopalnianych i magazynowych korygowana jest o wartość FLZG.

FLZG tworzony jest na mocy Ustawy Prawo geologiczne i górnicze, która nakłada na Grupę obowiązek likwidacji zakładów górniczych po zakończeniu użytkowania. Środki funduszu stanowią środki pieniężne o ograniczonej możliwości dysponowania wg MSR 7 i prezentowane są w grupie aktywów długoterminowych z uwagi na ich wieloletni charakter.

Szczegółowe informacje na temat rezerwy na likwidację odwiertów oraz FLZG znaleźć można w [necie 6.3.2.](#)

Istotne szacunki

Okresy użytkowania rzeczowych aktywów trwałych

Okresy użytkowania rzeczowych aktywów trwałych oparto 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 amortyzacji w przyszłości.

Przyjęte dla określonego składnika rzeczowych aktywów trwałych: wartość końcowa, metoda oraz okres jego użytkowania determinujący przyjętą stawkę amortyzacji weryfikuje się co najmniej na koniec każdego roku finansowego. Zmiany wartości szacunkowej składnika odnoszone są w rachunek zysków i strat w okresie, w którym ma miejsce zmiana szacunków. W wyniku ostatniej weryfikacji na dzień 31 grudnia 2021 roku wartość amortyzacji zmniejszyła się o ok. 71 mln PLN.

Rzeczowe aktywa trwałe ogółem:

	2021			2020		
	Wartość brutto	Umorzenie i odpis z tytułu utraty wartości	Wartość netto	Wartość brutto	Umorzenie i odpis z tytułu utraty wartości	Wartość netto
Grunty	141	(11)	130	144	(13)	131
Budynki i budowle	43 239	(19 901)	23 338	40 481	(19 496)	20 985
Urządzenia techniczne i maszyny	28 984	(13 383)	15 601	20 710	(12 040)	8 670
Środki transportu i pozostałe	3 758	(2 333)	1 425	3 493	(2 188)	1 305
Razem środki trwale własne	76 122	(35 628)	40 494	64 828	(33 737)	31 091
Prawo do użytkowania gruntów	2 965	(310)	2 655	2 641	(217)	2 424
Prawo do użytkowania budynków i budowli	436	(149)	287	403	(123)	280
Prawo do użytkowania urządzeń technicznych i maszyn	235	(46)	189	215	(37)	178
Prawo do użytkowania środków transportu i pozostałych	55	(28)	27	49	(20)	29
Razem aktywa z tytułu prawa do użytkowania	3 691	(533)	3 158	3 308	(397)	2 911
Środki trwale w budowie dotyczące poszukiwania i oceny zasobów mineralnych	3 826	(1 350)	2 476	4 219	(1 511)	2 708
Środki trwale w budowie pozostałe	4 065	(1)	4 064	5 968	(113)	5 855
Razem rzeczowe aktywa trwałe	87 704	(37 512)	50 192	78 323	(35 758)	42 565

Grupa posiada zobowiązania pozabilansowe z tytułu podpisanych umów na nabycie rzeczowych aktywów trwałych, które nie zostały jeszcze ujęte w sprawozdaniu z sytuacji finansowej.

	2021	2020
Zobowiązania wynikające z podpisanych umów nabycia rzeczowych aktywów trwałych	12 187	10 609
Część zrealizowana na dzień bilansowy	(4 457)	(3 904)
Zobowiązania wynikające z umów, do realizacji po dniu bilansowym	7 730	6 705

Zmiany rzeczowych aktywów trwałych – własnych:

Nota	Grunty	Budynki i budowle	Urządzenia techniczne i maszyny	Środki transportu i pozostałe	Razem środki trwałe - własne	Środki trwałe w budowie		Razem rzeczowe aktywa trwałe - własne
						Dotyczące poszukiwania i oceny zasobów mineralnych	Pozostałe	
Wartość brutto na 1 stycznia 2020	142	37 445	18 631	3 303	59 521	3 725	5 357	68 603
Umorzenie skumulowane	(1)	(15 598)	(9 657)	(1 991)	(27 247)	-	-	(27 247)
Odpisy z tytułu utraty wartości	(11)	(2 042)	(776)	(40)	(2 869)	(1 164)	(41)	(4 074)
Wartość netto na 1 stycznia 2020	130	19 805	8 198	1 272	29 405	2 561	5 316	37 282
Różnice kursowe z przeliczenia jednostek zagranicznych	-	-	98	-	98	16	49	163
Nabycie	-	-	-	-	-	882	5 127	6 009
Przyjęte z leasingu/ nowe umowy	-	-	-	-	-	-	2	2
Zbycie	-	(19)	(1)	(2)	(22)	-	-	(22)
Rezerwa na koszty likwidacji odwiertów	Nota 6.3.2.	445	-	-	445	51	210	706
Przeniesienie ze środków trwałych w budowie	2	2 689	2 043	310	5 044	(256)	(4 920)	(132)
Przeniesienie pomiędzy grupami, własnością oraz pomiędzy pozycjami sprawozdania z sytuacji finansowej	-	(3)	9	5	11	(5)	3	9
Amortyzacja	-	(1 206)	(1 258)	(256)	(2 720)	-	-	(2 720)
Odpis z tytułu utraty wartości	(1)	(703)	(405)	(22)	(1 131)	(347)	(72)	(1 550)
Zmiany w Grupie	-	-	-	-	-	-	21	21
Aktywowane odsetki	-	-	-	-	-	12	93	105
Likwidacja	-	(24)	(10)	(4)	(38)	-	-	(38)
Odpisanie środków trwałych w budowie bez efektów gospodarczych	-	-	-	-	-	(198)	(3)	(201)
Pozostałe zmiany	-	1	(4)	2	(1)	(8)	29	20
Wartość brutto na 31 grudnia 2020	144	40 481	20 710	3 493	64 828	4 219	5 968	75 015
Umorzenie skumulowane	(1)	(16 751)	(10 859)	(2 126)	(29 737)	-	-	(29 737)
Odpisy z tytułu utraty wartości	(12)	(2 745)	(1 181)	(62)	(4 000)	(1 511)	(113)	(5 624)
Wartość netto na 31 grudnia 2020	131	20 985	8 670	1 305	31 091	2 708	5 855	39 654
Różnice kursowe z przeliczenia jednostek zagranicznych	-	-	283	-	283	53	95	431
Nabycie	-	-	-	-	-	784	6 151	6 935
Przyjęte z leasingu/ nowe umowy	-	-	-	-	-	-	96	96
Zbycie	(1)	(3)	(8)	(1)	(13)	-	(4)	(17)
Rezerwa na koszty likwidacji odwiertów	Nota 6.3.2.	(305)	-	-	(305)	(22)	(57)	(384)
Przeniesienie ze środków trwałych w budowie	1	3 385	4 367	404	8 157	(169)	(8 351)	(363)
Przeniesienie pomiędzy grupami, własnością oraz pomiędzy pozycjami sprawozdania z sytuacji finansowej	(1)	(60)	(20)	(1)	(82)	(396)	394	(84)
Amortyzacja	-	(1 291)	(1 437)	(291)	(3 019)	-	-	(3 019)
Odpis z tytułu utraty wartości	2	716	96	13	827	161	112	1 100
Zmiany w Grupie	-	-	3 662	-	3 662	-	-	3 662
Aktywowane odsetki	-	-	-	-	-	7	50	57
Likwidacja	(2)	(87)	(13)	(4)	(106)	-	-	(106)
Odpisanie środków trwałych w budowie bez efektów gospodarczych	-	-	-	-	-	(621)	(2)	(623)
Pozostałe zmiany	-	(2)	1	-	(1)	(29)	(275)	(305)
Wartość brutto na 31 grudnia 2021	141	43 239	28 984	3 758	76 122	3 826	4 065	84 013
Umorzenie skumulowane	(1)	(17 872)	(12 298)	(2 284)	(32 455)	-	-	(32 455)
Odpisy z tytułu utraty wartości	(10)	(2 029)	(1 085)	(49)	(3 173)	(1 350)	(1)	(4 524)
Wartość netto na 31 grudnia 2021	130	23 338	15 601	1 425	40 494	2 476	4 064	47 034

Zmiany aktywów z tytułu prawa do użytkowania:

	Grunty	Budynki i budowle	Urządzenia techniczne i maszyny	Środki transportu i pozostałe	Razem aktywa z tytułu prawa do użytkowania	Pozostałe środki trwałe w budowie	Razem rzeczowe aktywa trwałe z tytułu prawa do użytkowania
Wartość brutto na 1 stycznia 2020	2 386	377	186	45	2 994	-	2 994
Umorzenie skumulowane	(72)	(98)	(24)	(10)	(204)	-	(204)
Odpisy z tytułu utraty wartości	(69)	(1)	-	-	(70)	-	(70)
Wartość netto na 1 stycznia 2020	2 245	278	162	35	2 720	-	2 720
Różnice kursowe z przeliczenia jednostek zagranicznych	-	1	2	-	3	-	3
Nabycie	-	-	-	-	-	1	1
Przyjęte z leasingu/ nowe umowy	298	11	4	11	324	2	326
Zbycie	(9)	-	-	-	(9)	-	(9)
Przeniesienie ze środków trwałych w budowie	2	1	1	3	7	(4)	3
Przeniesienie pomiędzy grupami, własnością oraz pomiędzy pozycjami sprawozdania z sytuacji finansowej	(19)	10	(2)	(10)	(21)	-	(21)
Amortyzacja	(69)	(26)	(14)	(11)	(120)	-	(120)
Odpis z tytułu utraty wartości	(8)	-	-	(2)	(10)	-	(10)
Likwidacja	(5)	(2)	-	(1)	(8)	-	(8)
Pozostałe zmiany	(11)	7	25	4	25	1	26
Wartość brutto na 31 grudnia 2020	2 641	403	215	49	3 308	-	3 308
Umorzenie skumulowane	(140)	(122)	(37)	(18)	(317)	-	(317)
Odpisy z tytułu utraty wartości	(77)	(1)	-	(2)	(80)	-	(80)
Wartość netto na 31 grudnia 2020	2 424	280	178	29	2 911	-	2 911
Różnice kursowe z przeliczenia jednostek zagranicznych	-	-	4	-	4	-	4
Przyjęte z leasingu/ nowe umowy	250	33	19	6	308	1	309
Zbycie	(2)	(1)	-	-	(3)	-	(3)
Rezerwa na koszty likwidacji odwiertów	31	-	-	-	31	-	31
Przeniesienie ze środków trwałych w budowie	95	-	-	2	97	(1)	96
Przeniesienie pomiędzy grupami, własnością oraz pomiędzy pozycjami sprawozdania z sytuacji finansowej	(27)	-	-	-	(27)	-	(27)
Amortyzacja	(77)	(28)	(12)	(11)	(128)	-	(128)
Odpis z tytułu utraty wartości	(22)	1	-	-	(21)	-	(21)
Likwidacja	(14)	(1)	-	-	(15)	-	(15)
Pozostałe zmiany	(3)	3	-	1	1	-	1
Wartość brutto na 31 grudnia 2021	2 965	436	235	55	3 691	-	3 691
Umorzenie skumulowane	(211)	(149)	(46)	(26)	(432)	-	(432)
Odpisy z tytułu utraty wartości	(99)	-	-	(2)	(101)	-	(101)
Wartość netto na 31 grudnia 2021	2 655	287	189	27	3 158	-	3 158

6.1.2 Wartości niematerialne

Zasady rachunkowości

Wartości niematerialne

Najistotniejsze pozycje posiadanych przez Grupę wartości niematerialnych są następujące:

- programy komputerowe,
- uprawnienia do emisji CO₂ (nabyte w celu umorzenia i nieodpłatnie otrzymane),
- koncesje wynikające z prawa geologicznego i górniczego, prawo do użytkowania górniczego, informację geologiczną (Koncesje),
- wartość firmy.

Uprawnienia do emisji CO₂

Grupa posiada przydział praw do emisji CO₂ na poszczególne instalacje zgodnie z ustawą o systemie handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych.

Prawa do emisji Grupa dzieli na:

- nabyte w celu umorzenia – ujmowane są w księgach rachunkowych jako wartości niematerialne i wyceniane według zasad podanych poniżej,
- nabyte w celu odsprzedaży – ujmowane są w księgach rachunkowych jako zapas ([nota 6.2.1.](#)),
- nieodpłatnie otrzymane w ramach Krajowego Planu Rozdziału Uprawnień (w latach 2008-2012) – nabyte pierwotnie nieodpłatnie przyznane prawa, ujmowane są w bilansie w cenie ich nabycia (tzn. wartości zerowej) i ewidencjonowane pozabilansowo.

Koncesje oraz prawo do użytkowania górniczego i informacji geologicznej

W działalności poszukiwawczej i wydobywczej Grupa wykorzystuje koncesje na poszukiwanie i rozpoznawanie oraz wydobycie gazu ziemnego i/lub ropy naftowej, udzielone na podstawie prawa geologicznego i górniczego. Ponadto korzysta również z prawa do informacji geologicznej oraz użytkowania górniczego.

Koszty koncesji na poszukiwanie i wydobycie gazu ziemnego i/lub ropy naftowej oraz wynagrodzenie dla Skarbu Państwa za ustanowienie użytkowania górniczego Grupa ujmuje jako nakłady podlegające kapitalizacji.

Wartość firmy

Wartość firmy stanowi nadwyżkę kosztu przejęcia nad kwotą netto ustaloną na dzień przejęcia wartości możliwych do zidentyfikowania nabytych aktywów i przejętych zobowiązań wycenionych zgodnie z MSSF 3. Koszty powiązane z przejęciem rozliczane są, jako koszty okresu, w którym koszty te są ponoszone w zamian za otrzymane usługi, z wyjątkiem kosztów emisji dłużnych i kapitałowych papierów wartościowych.

Wycena

Składnik wartości niematerialnych w momencie początkowego ujęcia wycenia się w cenie nabycia lub koszcie wytworzenia. W przypadku ustanowionego użytkowania górniczego, wartość początkową stanowi wynagrodzenie dla Skarbu Państwa za ustanowienie użytkowania górniczego.

Po początkowym ujęciu składniki wartości niematerialnych wykazuje się w cenie nabycia lub koszcie wytworzenia pomniejszonym o umorzenie i łączną kwotę odpisów aktualizujących z tytułu utraty wartości (zasady rachunkowości dot. utraty wartości przedstawione zostały w [nocie 6.1.3.](#)).

Amortyzacja wartości niematerialnych odbywa się metodą liniową według stawek odzwierciedlających przewidywany okres ich użytkowania. W przypadku nabytych praw do emisji CO₂ amortyzacja dokonywana jest poprzez umarzanie praw zależnie od wielkości emisji.

Wartość firmy podlega corocznie testowi na utratę wartości i jest wykazywana w sprawozdaniu z sytuacji finansowej według wartości początkowej pomniejszonej o skumulowane odpisy z tytułu utraty wartości. Wartość firmy nie podlega amortyzacji.

Istotne szacunki

Okresy ekonomicznej użyteczności wartości niematerialnych

Okresy ekonomicznej użyteczności wartości niematerialnych oparto 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 wartości niematerialnych oraz koszty amortyzacji w przyszłości.

Szacunki okresu i metody amortyzacji weryfikowane są na koniec roku obrotowego. Jeśli oczekiwany okres użytkowania składnika aktywów różni się znacząco od poprzednich szacunków, dokonuje się zmiany okresu amortyzacji. Skutki zmiany wartości szacunkowych ujmowane są w rachunku zysków i strat w okresie, w tej samej pozycji, w której sklasyfikowano wcześniej wartość szacunkową.

W wyniku przeprowadzonej weryfikacji na dzień 31 grudnia 2021 roku roczne koszty amortyzacji wzrosły o ok. 1 mln PLN.

	Uprawnienia do emisji CO ₂	Programy komputerowe	Koncesje	Wartość firmy	Inne wartości niematerialne	Razem
Wartość brutto na 1 stycznia 2020	1 303	561	320	65	550	2 799
Umorzenie skumulowane	(1 041)	(445)	(102)	-	(407)	(1 995)
Odpisy z tytułu utraty wartości	-	(4)	(69)	-	(2)	(75)
Wartość netto na 1 stycznia 2020	262	112	149	65	141	729
Przeniesienie ze środków trwałych w budowie	54	33	5	-	37	129
Przeniesienie pomiędzy grupami oraz pomiędzy pozycjami sprawozdania z sytuacji finansowej	-	(1)	-	-	2	1
Nabycie	447	-	-	-	-	447
Amortyzacja	(464)	(46)	(22)	-	(49)	(581)
Odpis z tytułu utraty wartości	-	(1)	(8)	-	(2)	(11)
Pozostałe zmiany	(6)	-	-	-	(15)	(21)
Wartość brutto na 31 grudnia 2020	1 768	578	320	65	563	3 294
Umorzenie skumulowane	(1 475)	(476)	(119)	-	(445)	(2 515)
Odpisy z tytułu utraty wartości	-	(5)	(77)	-	(4)	(86)
Wartość netto na 31 grudnia 2020	293	97	124	65	114	693
Różnice kursowe z przeliczenia jednostek zagranicznych	-	-	2	30	-	32
Przeniesienie ze środków trwałych w budowie	116	76	16	-	59	267
Nabycie	470	-	-	-	-	470
Amortyzacja	(749)	(53)	(23)	-	(53)	(878)
Odpis z tytułu utraty wartości	-	-	4	-	1	5
Zmiany w Grupie	-	-	-	1 305	-	1 305
Likwidacja	-	-	-	(3)	-	(3)
Pozostałe zmiany	(65)	-	-	-	-	(65)
Wartość brutto na 31 grudnia 2021	2 315	629	328	1 397	614	5 283
Umorzenie skumulowane	(2 250)	(504)	(132)	-	(490)	(3 376)
Odpisy z tytułu utraty wartości	-	(5)	(73)	-	(3)	(81)
Wartość netto na 31 grudnia 2021	65	120	123	1 397	121	1 826

6.1.3 Utrata wartości aktywów niefinansowych

Istotne szacunki

Utrata wartości aktywów niefinansowych

Test na utratę wartości rzeczowych aktywów trwałych i wartości niematerialnych przeprowadza się, gdy wystąpią przesłanki wskazujące na utratę wartości. Test na utratę wartości przeprowadza się poprzez porównanie wartości bilansowej aktywa (lub ośrodka wypracowującego środki pieniężne, jeżeli aktywo nie generuje samodzielnie wpływów pieniężnych) z wartością odzyskiwalną tj. wyższą spośród wartości godziwej pomniejszonej o koszty sprzedaży lub wartości użytkowej.

Jeżeli wartość odzyskiwalna jest niższa od wartości księgowej składnika aktywów (lub ośrodka wypracowującego środki pieniężne), wartość księgowa obniżana jest do wartości odzyskiwalnej danego składnika aktywów (lub ośrodka wypracowującego środki pieniężne). Odpis aktualizujący z tytułu utraty wartości ujmowany jest jako koszt w okresie, w którym wystąpiła utrata wartości.

Kwoty sald odpisów dotyczących rzeczowych aktywów trwałych zostały przedstawione w poniższej tabeli:

	2021			2020		
	Działalność wydobywcza	Działalność obrotu i magazynowania	Pozostałe	Działalność wydobywcza	Działalność obrotu i magazynowania	Pozostałe
Grunt	(23)	-	(86)	(30)	-	(59)
Budynki i budowle	(1 770)	(48)	(211)	(2 459)	(53)	(234)
Urządzenia techniczne i maszyny	(677)	(321)	(87)	(771)	(319)	(91)
Środki transportu i pozostałe	(46)	(1)	(4)	(59)	(1)	(4)
Środki trwałe w budowie:						
dotyczące poszukiwania i oceny zasobów mineralnych	(1 350)	-	-	(1 511)	-	-
pozostałe	47	-	(48)	(68)	-	(45)
Razem	(3 819)	(370)	(436)	(4 898)	(373)	(433)
Razem na koniec okresu		(4 625)			(5 704)	

Odpisy aktualizujące aktywa trwałe są efektem oceny wartości odzyskiwalnej aktywów, która dokonywana jest na podstawie analizy przyszłych przepływów pieniężnych – w szczególności w oparciu o aktualne i prognozowane ścieżki cenowe węglowodorów na międzynarodowych rynkach. W 2021 roku miały miejsce wysokie wzrosty cen na rynku paliw. Wzrosty cen na rynku ropy naftowej silnie powiązane są z sytuacją podaży-popytu o charakterze globalnym, na którą wpływ mogło mieć oczekiwanie dynamicznego odbicia gospodarki światowej po załamaniu w 2020 roku spowodowanym pandemią COVID-19. Z kolei ceny gazu ziemnego i energii elektrycznej były pod silnym wpływem rosnących cen uprawnień do emisji CO₂ i wzrostu cen pozostałych produktów energetycznych, a wzrost ceny gazu dodatkowo wspierały niskie poziomy tego paliwa w magazynach w Europie, zmiany oczekiwań w zakresie rezerwacji mocy przesyłowych oraz planowane i nieplanowane przestoje instalacji.

Kumulacja czynników rynkowych i złożowych spowodowała rozwiązanie odpisów aktualizujących wartość aktywów niefinansowych w 2021 roku. Grupa wskazuje, że ilość i charakter czynników mających wpływ na poziom cen w 2021 roku nie pozwala na zakwalifikowanie tej zmiany w całości jako wpływ COVID-19 ani wyodrębnienie wpływu COVID-19 z wyniku wyceny majątku Spółki.

Na koniec bieżącego okresu sprawozdawczego przeprowadzono test na utratę wartości podstawowych aktywów operacyjnych Grupy, stanowiących: majątek wydobywczy służący eksploatacji gazu ziemnego i ropy naftowej, magazyny paliwa gazowego, majątek dzierżawiony i wynajmowany (w tym: stacje CNG, majątek przesyłowy, pozostałe nieruchomości), stacje regazyfikacji LNG oraz majątek będący środkami trwałymi w budowie (odwierty w budowie).

Poniżej przedstawiono podstawowe informacje na temat przeprowadzonego testu dla obszarów, w których dokonano najistotniejszych wartościowo odpisów.



Opis Ośrodka Wypracowującego Środki Pieniężne:

W przypadku składników aktywów zaliczanych do aktywów jednostek produkcyjnych ropy i gazu testy na utratę wartości przeprowadzone zostały dla poszczególnych Jednostek Generujących Środki Pieniężne („CGU”), którym są określone jednostki produkcyjne.

Opis Ośrodka Wypracowującego Środki Pieniężne	2021		2020	
	rozwiązanie odpisu	zawiązanie odpisu	rozwiązanie odpisu	zawiązanie odpisu
	CGU – 157 jednostek produkcyjnych		CGU – 161 jednostek produkcyjnych	
Przesłanki utraty / zwiększenia wartości	*Zmiana prognoz cenowych - wzrost cen ropy i gazu w okresach eksploatacji	*Wzrost stopy dyskonta WACC w 2021 roku w stosunku do grudnia 2020 * Aktualizacja prognozy produkcji uwzględniająca pogorszenie warunków złożowych na określonych jednostkach produkcyjnych	*Aktualizacja prognozy wydobywania uwzględniająca nowe włączenia odwiertów	* Zmiana prognoz cenowych - spadek cen ropy i gazu * Aktualizacja prognozy produkcji uwzględniająca pogorszenie warunków złożowych na określonych jednostkach produkcyjnych * Aktualizacja rezerwy na likwidację odwiertów
Wartość Użytkowa	29 365		17 300	
Stopa Dyskonta nominalna pre-tax	Kraj: 11,35% - 12,83% Pakistan: 20,53% - 22,33%		Kraj: 10,81% - 11,98% Pakistan: 25,92% - 29,68%	
Kwota ujętego odpisu z tytułu utraty wartości	827	356	210	998

Opis Ośrodka Wypracowującego Środki Pieniężne:

Testy na utratę wartości przeprowadzone zostały dla poszczególnych CGU, którym są określone odwierty.

Opis Ośrodka Wypracowującego Środki Pieniężne	2021		2020	
	rozwiązanie odpisu	zawiązanie odpisu	rozwiązanie odpisu	zawiązanie odpisu
	CGU-67 odwierty		CGU-78 odwiertów	
Przesłanki utraty / zwiększenia wartości	*Aktualizacja prognozy produkcji oraz obniżenie planowanych nakładów *Zmiana prognoz cenowych - wzrost cen ropy i gazu w okresach eksploatacji	*Rezygnacja z realizacji odwiertów w wyniku niezadawalających rezultatów prac geologicznych *Wzrost stopy dyskonta WACC w 2021 roku w stosunku do grudnia 2020 *Aktualizacja prognoz produkcji na podstawie testów na odwiertach	* Aktualizacja prognozy produkcji oraz obniżenie planowanych nakładów	* Rezygnacja z realizacji odwiertów w wyniku niezadawalających rezultatów prac geologicznych *Wzrost stopy dyskonta WACC w 2020 roku w stosunku do grudnia 2019 * Aktualizacja prognoz produkcji na podstawie testów na odwiertach * Zmiana prognoz cenowych - spadek cen ropy i gazu w okresach eksploatacji
Wartość Użytkowa	3 017		2 378	
Stopa Dyskonta nominalna pre-tax	Kraj: 12,05% - 13,73%		Kraj: 11,73% - 12,95%	
Kwota ujętego odpisu z tytułu utraty wartości	51	176	13	463

* nota nie uwzględnia rozwiązania odpisu na ŚTWB, które zostały spisane w koszty (negaty) oraz zawiązania odpisu na sejsmikach

Opis Ośrodka Wypracowującego Środki pieniężne:

W przypadku składników aktywów zaliczanych do aktywów jednostek produkcyjnych ropy i gazu testy na utratę wartości przeprowadzone zostały dla poszczególnych Jednostek Generujących Środki Pieniężne („CGU”), którym są określone jednostki produkcyjne.

Opis Ośrodka Wypracowującego Środki Pieniężne	2021		2020	
	rozwiązanie odpisu	utworzenie odpisu	rozwiązanie odpisu	utworzenie odpisu
	CGU – 9 jednostek produkcyjnych na norweskim szelfie kontynentalnym		CGU – 9 jednostek produkcyjnych na norweskim szelfie kontynentalnym	
Przesłanki utraty / zwiększenia wartości	*Istotna poprawa warunków makroekonomicznych (głównie cen gazu i ropy)		Przyrost udokumentowanych zasobów złóż	
	*Czasowe wstrzymanie zatłaczania gazu do złoża Gina Krog, celem sprzedaży tego gazu w warunkach wysokich cen rynkowych		* Pogorszenie warunków makroekonomicznych (stopa dyskonta, ceny węglowodorów)	
	*Wydłużenie profilu produkcyjnego dla złoża Vale		* Wprowadzone zmiany systemu podatkowego przyspieszyły konsumpcję ulgi podatkowej (wartość pozytywnie wpłynęła na wynik 2020 kosztem przepływów lat przyszłych)	
			* Pogorszenie prognoz produkcji na wybranych złożach	
Wartość Użytkowa (PLN)	9 565		4 120	
Stopa Dyskonta nominalna pre-tax	8,49%		7,22%	
Kwota ujętego odpisu z tytułu utraty wartości (PLN)	158	0	14	380

Opis Ośrodka Wypracowującego Środki pieniężne:

Majątek dzierżawiony, wynajmowany i usługowy (majątek przesyłowy, majątek nieoportowy, stacje LNG i pozostałe).

Opis Ośrodka Wypracowującego Środki Pieniężne	2021		2020	
	rozwiązanie odpisu	zawiązanie odpisu	rozwiązanie odpisu	zawiązanie odpisu
	CGU - 169		CGU – 169 jednostek	
Przesłanki utraty / zwiększenia wartości	*Zmniejszenie wartości majątku z tytułu zmiany wyceny rezerwy na rekultywację terenu *Wzrost przychodów z wynajmu określonych nieruchomości	*Wzrost kosztów głównie przewidywanych remontów oraz kosztów utrzymania nieruchomości	*Wzrost przychodów z wynajmu określonych nieruchomości	*Wzrost kosztów utrzymania nieruchomości
		*Na prawach wieczystego użytkowania gruntu zanieczyszczonych smołą pogazową, zmieniono algorytm dyskontowania szacowanych kosztów rekultywacji (z dyskonta prostego na dyskonto składane) oraz zmniejszono stopę dyskontowania (przyjęta została taka sama stopa jak do rezerwy na likwidację odwiertów).	* Spadek kosztów przewidywanych remontów oraz kosztów utrzymania nieruchomości	*Suma zdyskontowanych przepływów pieniężnych oraz wartości rezydualnej jest niższa od wartości netto środków trwałych
		* zmiana przeznaczenia użytkowania obiektu		
Wartość Użytkowa (PLN)	137		203	
Stopa Dyskonta nominalna pre-tax	4,01% - 8,75%		3,32% - 6,92%	
Kwota ujętego odpisu z tytułu utraty wartości (PLN)	3	11	4	90

Tabela zbiorcza (łącznie wszystkie ośrodki wypracowujące środki pieniężne)

	2021		2020	
	rozwiązanie odpisu	zawiązanie odpisu	rozwiązanie odpisu	zawiązanie odpisu
Wartość użytkowa majątku testowanego na utratę wartości	42 084		24 001	
Kwota ujętego odpisu z tytułu utraty wartości (PLN)	1 040	543	241	1 931

6.2 Kapitał obrotowy

6.2.1 Zapasy

Zasady rachunkowości

Najistotniejsze pozycje zapasów w Grupie stanowią:

- paliwo gazowe oraz paliwa do produkcji energii i ciepła,
- świadectwa pochodzenia energii uzyskane w związku z wytworzeniem energii elektrycznej oraz zakupione w celu przedstawienia ich do umorzenia w związku z ciążącym na Grupie obowiązkiem wynikającym z postanowień ustawy Prawo energetyczne,
- świadectwa efektywności energetycznej zakupione przez Grupę w celu przedstawienia ich do umorzenia oraz uzyskane w związku z prowadzeniem działań proefektywnościowych zgodnie z Ustawą o efektywności energetycznej,
- materiały niezbędne do prowadzenia inwestycji i eksploatacji kopalń, produkcji,
- uprawnienia do emisji CO₂ (nabyte w celu odsprzedaży).

Wartość zapasów ustala się początkowo w cenie nabycia lub koszcie wytworzenia. Na dzień bilansowy wyceny dokonuje się według ceny nabycia lub kosztu wytworzenia lub też według wartości netto możliwej do uzyskania, w zależności od tego, która z kwot jest niższa.

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 wydobywania ze źródeł krajowych, koszt odazotowania oraz koszt regazyfikacji.

Zapas gazu LNG wyceniany jest według rzeczywistego kosztu ceny produkcji lub 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 i sprzedawcy energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych lub wyprodukowanych w kogeneracji, zgodnie z postanowieniami prawa energetycznego, otrzymują lub nabywają **świadectwa pochodzenia energii elektrycznej**, natomiast spółki Grupy jako przedsiębiorstwa sprzedające energię elektryczną, ciepło lub paliwa gazowe odbiorcom końcowym otrzymują **świadectwa efektywności energetycznej**. Podmioty te mają ustawowy obowiązek uzyskać i przedstawić do umorzenia określoną liczbę świadectw.

Do świadectw pochodzenia przypisane są prawa majątkowe, które powstają w momencie uprawdopodobnienia faktu otrzymania tych świadectw i ujmowane są jako zapas w wartości rynkowej, jednocześnie następuje ujęcie przychodu ze sprzedaży energii.

Zakupione świadectwa pochodzenia energii i świadectwa efektywności energetycznej (inne niż zakupione w celach handlowych) ujmowane są jako zapasy w cenie nabycia a ich rozchód wycenia się metodą średniej ważonej.

W przypadku kiedy jednostka na dzień bilansowy nie posiada wystarczającej ilości świadectw tworzy rezerwę na zakup certyfikatów w celu ich umorzenia, w korespondencji z utworzoną rezerwą (nota 6.3.3.).

Grupa ujmuje również jako zapas nabyte prawa do emisji CO₂ w celu odsprzedaży. Prawa te wyceniane są w momencie początkowego ujęcia w cenie nabycia, a na koniec okresu sprawozdawczego w cenie nabycia lub możliwej do uzyskania cenie sprzedaży netto, w zależności od tego, która z kwot jest niższa. W obecnym okresie sprawozdawczym nie jest to istotna wartość.

Istotne szacunki

Odpis aktualizujący wartość zapasów

W przypadku, gdy cena nabycia lub koszt wytworzenia zapasów nie są możliwe do odzyskania, Grupa dokonuje odpisów aktualizujących ich wartość do wartości netto możliwej do uzyskania.

Odpisów aktualizujących wartość świadectw pochodzenia energii i świadectw efektywności energetycznej dokonuje się na podstawie porównania wartości bilansowej do wartości możliwej do uzyskania, pochodzącej z aktywnego rynku.

W przypadku zapasów nie wykazujących zużycia, odpisy wartości ustalane są w wyniku doraźnej oceny ich przydatności, według poniższych założeń:

Materiały zakupione i nie wykazujące ruchu w okresie:	Stawka odpisu aktualizującego
1 – 5 lat	W większości przypadków stosowany jest odpis w wysokości 20%; w przypadkach, w których uwzględniana jest indywidualna ocena przydatności i możliwości wykorzystania grupy asortymentowej materiałów oraz struktury czasowej ich zalegania, stosowane są również odpisy w wysokości 5% i 10%

5 – 10 lat	Stosowany jest odpis w wysokości 20-100%
Powyżej 10 lat	Stosowany jest odpis w wysokości 100% w przypadku materiałów cechujących się brakiem przydatności i przeznaczeniem do zbycia lub złomowania.

Zapasy	2021			2020		
	Wartość brutto	Odpis aktualizujący	Wartość netto	Wartość brutto	Odpis aktualizujący	Wartość netto
Materiały, w tym:	8 357	(211)	8 146	2 650	(99)	2 551
paliwo gazowe	7 636	(106)	7 530	1 812	(18)	1 794
paliwa do produkcji energii i ciepła	151	-	151	314	-	314
ropa naftowa	17	-	17	17	-	17
pozostałe materiały	553	(105)	448	507	(81)	426
Świadectwa pochodzenia energii	82	(1)	81	102	(1)	101
Prawa do emisji CO ₂	-	-	-	23	-	23
Pozostałe zapasy	9	(1)	8	9	-	9
Razem	8 448	(213)	8 235	2 784	(100)	2 684

Zmiany odpisu aktualizującego	2021	2020
Odpis aktualizujący na początek okresu	(100)	(456)
Ujęte w rachunku zysków i strat, w tym:		
Utworzenie	(133)	(28)
Rozwiązanie	22	378
Różnice kursowe z przeliczenia	(2)	2
Pozostałe zmiany	-	2
Zmiany w Grupie	-	2
Odpis aktualizujący na koniec okresu	(213)	(100)

6.2.2 Należności

Zasady rachunkowości

Pozycja należności obejmuje głównie krótkoterminowe należności z tytułu dostaw i usług (głównie ze sprzedaży paliwa gazowego) oraz podatków, ceł i ubezpieczeń społecznych.

Krótkoterminowe należności z tytułu dostaw i usług ujmuje się początkowo w ich cenie transakcyjnej, jeśli nie zawierają istotnego komponentu finansowania.

Po początkowym ujęciu, w przypadku spełnienia testu przepływu kapitału i odsetek oraz w sytuacji, gdy model biznesowy zakłada jedynie utrzymywanie w celu pozyskiwania przepływów pieniężnych, krótkoterminowe należności z tytułu dostaw i usług ujmuje się w kategorii wycenianych według zamortyzowanego kosztu, z uwzględnieniem odpisu aktualizującego.

Należności z tytułu podatków, ceł i ubezpieczeń społecznych wycenia się w kwocie należnej spółkom Grupy zgodnie z obowiązującymi i mającymi zastosowanie przepisami.

Istotne szacunki

Utrata wartości aktywów finansowych

Kwota odpisu aktualizującego należności stanowi różnicę pomiędzy wartością księgową składnika aktywów, a wartością bieżącą oszacowanych przyszłych zdyskontowanych przepływów pieniężnych z zastosowaniem pierwotnej efektywnej stopy procentowej dla tego składnika aktywów.

Grupa monitoruje zmiany poziomu ryzyka kredytowego związanego z danym składnikiem aktywów finansowych oraz klasyfikuje aktywa finansowe do jednej z trzech klas wyznaczania odpisów z tytułu przyszłej oczekiwanej straty:

- Klasa 1** - Ekspozycje bez utraty wartości oraz bez znaczącego wzrostu ryzyka kredytowego, dla których ryzyko utraty wartości w horyzoncie całego życia nie jest istotnie wyższe w stosunku do ryzyka danej ekspozycji na datę udzielenia. Oczekiwana strata kredytowa dla ekspozycji w tej klasie liczona jest w horyzoncie 12 miesięcznym lub krótszym – w zależności od daty zapadalności ekspozycji. Aktywa finansowe klasyfikowane do tej klasy charakteryzują się niskim poziomem ryzyka kredytowego lub wzrost ryzyka nie był znaczny oraz posiadają wysoką ocenę wiarygodności kredytowej (określaną na podstawie wiarygodnych danych finansowych z uwzględnieniem zewnętrznych ocen ratingowych).
- Klasa 2** - Ekspozycje bez utraty wartości oraz ze znaczącym wzrostem ryzyka kredytowego, gdzie ryzyko utraty wartości w horyzoncie życia jest istotnie wyższe w stosunku do ryzyka danej ekspozycji na datę udzielenia oraz niebędące w stanie utraty wartości. Dla tej klasy prawdopodobieństwo wystąpienia zdarzenia niewypłacalności kalkulowane jest w horyzoncie całego życia aktywa.
- Klasa 3** - Ekspozycje z utratą wartości, która powstała w trakcie kiedy aktywo było w posiadaniu Grupy. Dla tych ekspozycji utrata wartości jest liczona w horyzoncie do przewidywanej daty zakończenia okresu windykacji z uwzględnieniem przewidywanej kwoty odzysku.

Dla aktywów z utratą wartości odsetki naliczane są za pomocą efektywnej stopy procentowej w odniesieniu do wartości aktywa netto (pomniejszonej o odpis z tytułu utraty wartości). Skutkuje to ujęciem odsetek netto (pomniejszonych o odpis z tytułu utraty wartości) w rachunku zysków i strat.

W zależności od rodzaju aktywa finansowego stosowana jest jedna z dwóch metod tworzenia odpisów aktualizujących.

Według **metody grupowej** (macierzowej, statystycznej) odpisy aktualizujące aktywa finansowe są tworzone dla dużej liczby stosunkowo niewielkich kwotowo aktywów finansowych o charakterze krótkoterminowym (tzw. portfel homogeniczny). Podstawą tworzenia odpisów jest analiza danych historycznych o spłacie należności przeterminowanych w poszczególnych przedziałach wiekowania oraz wykorzystanie metody macierzy migracji. Na bazie analizy ustalane są wskaźniki spłacalności stanowiące podstawę ustalenia odpisów aktualizujących należności w każdym przedziale wiekowania.

Według **metody indywidualnej** Grupa szacuje oczekiwany poziom strat kredytowych dla tych pozycji, które nie mogły zostać zaklasyfikowane do portfela homogenicznego, takich jak:

- należności leasingowe,
- nabyte emisje papierów dłużnych,
- istotne należności handlowe,
- należności handlowe z terminem zapadalności powyżej roku,
- należności z tytułu sprzedaży udziałów i akcji,
- należności z tytułu dopłat do kapitału.

Grupa identyfikuje instrumenty z rozpoznaną utratą wartości w przypadku wystąpienia następujących przesłanek:

- opóźnienie płatnicze powyżej 90 dni,
- wysokie prawdopodobieństwo upadłości lub innej reorganizacji finansowej kontrahenta,
- toczące się postępowanie upadłościowe / układowe dłużnika,
- spór prawny względem wielkości / zasadności roszczenia będącego podstawą danej należności,
- inne informacje o charakterze jakościowym wskazujące na niemożność pełnego zaspokojenia wszystkich roszczeń finansowych ze strony dłużnika.

Oczekiwana utrata wartości dla takich ekspozycji jest liczona w horyzoncie do przewidywanej daty zakończenia okresu windykacji.

Wartość odpisu zaliczana jest odpowiednio do pozostałych kosztów operacyjnych lub kosztów finansowych – zależnie od rodzaju pozycji, której dotyczy odpis aktualizujący.

Należności	2021			2020		
	Wartość brutto	Odpis aktualizujący	Wartość netto	Wartość brutto	Odpis aktualizujący	Wartość netto
Należności z tytułu dostaw i usług (głównie ze sprzedaży paliwa gazowego)	11 897	(460)	11 437	4 834	(385)	4 449
Należności z tytułu depozytów zabezpieczających	3 250	(1)	3 249	-	-	-
Należności z tytułu podatku od towarów i usług	966	-	966	392	-	392
Należności z tytułu podatku dochodowego od osób prawnych	265	(6)	259	107	(6)	101
Należności z tytułu innych podatków, ceł i ubezpieczeń społecznych	24	(4)	20	60	(18)	42
Należności z tytułu udzielonych pożyczek	258	(172)	86	82	(56)	26
Pozostałe należności	797	(352)	445	624	(346)	278
Razem	17 457	(995)	16 462	6 099	(811)	5 288

Grupa narażona jest na ryzyko kredytowe oraz ryzyko walutowe wynikające z należności z tytułu dostaw i usług. Zarządzanie ryzykiem kredytowym (w tym ocenę jakości kredytowej należności i koncentrację ryzyka kredytowego) przedstawiono w [nocie 7.3.1](#). Informacje na temat ryzyka walutowego związanego z należnościami zaprezentowano w [nocie 7.3.2.2](#).

Zmiana odpisów na należności z tytułu dostaw i usług w bieżącym okresie

	Należności z tytułu dostaw i usług objęte analizą grupową		Należności z tytułu dostaw i usług objęte analizą indywidualną			Wyceniane w wartości godziwej przez wynik finansowy
	oczekiwana strata w okresie całego życia	z rozpoznaną utratą wartości	12-miesięczna oczekiwana strata	oczekiwana strata w okresie całego życia	z rozpoznaną utratą wartości	
Stan na 1 stycznia 2020	7	201	10	-	157	1
Zwiększenia ujęte w rachunku zysków i strat	91	17	4	-	34	-
Zmniejszenia ujęte w rachunku zysków i strat	(34)	(15)	(9)	-	(49)	-
Wykorzystanie odpisów	-	(19)	-	-	(17)	-
Przeniesienia	(16)	16	-	-	-	-
Wpływ zmian kursów walutowych oraz pozostałe	(2)	9	-	-	(1)	-
Stan na 31 grudnia 2020	46	209	5	-	124	1
Zwiększenia ujęte w rachunku zysków i strat	49	8	12	23	141	-
Zmniejszenia ujęte w rachunku zysków i strat	(33)	(8)	(9)	(8)	(100)	-
Wykorzystanie odpisów	-	(19)	-	-	-	-
Przeniesienia	(43)	13	-	-	30	-
Wpływ zmian kursów walutowych oraz pozostałe	1	11	-	-	7	-
Stan na 31 grudnia 2021	20	214	8	15	202	1

Zmiany wartości brutto należności z tytułu dostaw i usług w bieżącym okresie

	Należności z tytułu dostaw i usług objęte analizą grupową		Należności z tytułu dostaw i usług objęte analizą indywidualną			Wyceniane w wartości godziwej przez wynik finansowy
	oczekiwana strata w okresie całego życia	z rozpoznaną utratą wartości	12-miesięczna oczekiwana strata	oczekiwana strata w okresie całego życia	z rozpoznaną utratą wartości	
Wartość brutto na dzień 1 stycznia 2020	3 042	280	1 098	246	220	1
Transfery między grupami	(118)	136	(20)	-	2	-
Splacone aktywa finansowe	(20 076)	(122)	(19 832)	(680)	(224)	(20)
Nowo rozpoznane aktywa finansowe	20 199	19	19 680	717	273	20
Spisanie w ciężar odpisów	(1)	(22)	-	-	(17)	-
Pozostały wpływ	(16)	35	18	1	(5)	-
Wartość brutto na dzień 31 grudnia 2020	3 030	326	944	284	249	1
Transfery między grupami	(169)	(58)	25	117	85	-
Splacone aktywa finansowe	(24 894)	(44)	(13 927)	(477)	(910)	(23)
Nowo rozpoznane aktywa finansowe	26 834	21	17 010	652	830	23
Spisanie w ciężar odpisów	-	(24)	(1)	-	-	-
Zmiany w wyniku modyfikacji parametrów ryzyka	-	-	1	-	(1)	-
Zmiany w Grupie	463	-	-	-	-	-
Pozostały wpływ	1 641	-	(192)	28	53	-
Wartość brutto na dzień 31 grudnia 2021	6 905	221	3 860	604	306	1

Wpływ COVID-19 na poziom oczekiwanych strat kredytowych dla należności handlowych

Oczekuje się, że ekonomiczne skutki COVID-19 będą miały wpływ na jakość portfela aktywów finansowych Grupy i ograniczą poziom spłacalności należności handlowych. Prognozowany wpływ będzie zróżnicowany w zależności od sektora gospodarki, w jakim funkcjonują kontrahenci. Przyjęte przez Grupę modele uwzględniają korektę prawdopodobieństwa niewypłacalności kontrahentów w oparciu o oczekiwania rynkowe implikowane z notowań kontraktów Credit Default Swap (CDS).

W celu uwzględnienia wpływu czynników przyszłych (w tym COVID-19) w ramach ryzyka portfela złożonego z kontrahentów ocenianych indywidualnie, Grupa dokonała korekt prawdopodobieństwa niewykonania zobowiązania w oparciu o notowania instrumentów CDS na datę bilansową. Korekta była zróżnicowana w zależności od sektora i podsektora gospodarki, w którym działa kontrahent, oraz uzależniona od wewnętrznej lub zewnętrznej oceny ratingowej kontrahenta.

W celu uwzględnienia wpływu czynników przyszłych (w tym COVID-19) w ramach ryzyka portfela ocenianego metodą macierzową, Grupa założyła wzrost wskaźników procentowych odzwierciedlający oczekiwaną spłacalność należności w poszczególnych przedziałach wiekowania należności. Wzrost wskaźników był proporcjonalny do oczekiwanego przez rynek (wyrażonego w formie notowań kontraktów CDS) wzrostu prawdopodobieństwa niewypłacalności dla kontrahentów charakteryzujących się ryzykiem zbliżonym do uśrednionego ryzyka portfela, w tym przy uwzględnieniu sektorów gospodarki, z których pochodzą kluczowi kontrahenci Grupy.

Na podstawie przeprowadzonych analiz, szacowany efekt wpływu COVID-19 na poziom odpisów aktualizujących należności handlowe w GK PGNiG na dzień 31 grudnia 2021 roku to ich wzrost o około 5 mln PLN.

Zmiana odpisów na pozostałe aktywa finansowe w bieżącym okresie

	Pozostałe aktywa finansowe objęte analizą grupową		Pozostałe aktywa finansowe objęte analizą indywidualną	
	oczekiwana strata w okresie całego życia	Z rozpoznaną utratą wartości	12-miesięczna oczekiwana strata	Z rozpoznaną utratą wartości
Stan na 1 stycznia 2020	16	295	1	83
Zwiększenia ujęte w rachunku zysków i strat	20	19	-	-
Zmniejszenia ujęte w rachunku zysków i strat	(6)	(26)	-	(1)
Wykorzystanie odpisów	-	(1)	-	(76)
Przeniesienia	(14)	14	-	-
Wpływ zmian kursów walutowych oraz pozostałe	12	64	-	1
Stan na 31 grudnia 2020	28	365	1	7
Zwiększenia ujęte w rachunku zysków i strat	20	17	1	17
Zmniejszenia ujęte w rachunku zysków i strat	(13)	(23)	-	(3)
Wykorzystanie odpisów	-	(11)	-	-
Przeniesienia	(7)	(58)	-	65
Zmiany w wyniku modyfikacji parametrów ryzyka	(1)	-	-	-
Wpływ zmian kursów walutowych oraz pozostałe	14	(1)	-	(12)
Stan na 31 grudnia 2021	41	289	2	74

Zmiany wartości brutto pozostałych aktywów finansowych w bieżącym okresie

	Pozostałe aktywa finansowe objęte analizą grupową		Pozostałe aktywa finansowe objęte analizą indywidualną		Wyceniane w wartości godziwej przez wynik finansowy	Wyceniane w wartości godziwej przez pozostałe całkowite dochody
	oczekiwana strata w okresie całego życia	Z rozpoznaną utratą wartości	12-miesięczna oczekiwana strata	oczekiwana strata w okresie całego życia		
Wartość brutto na dzień 1 stycznia 2020	351	336	31	-	108	31
Transfery między grupami	(26)	26	-	-	-	-
Splacone aktywa finansowe	(472)	(38)	(32)	-	(5)	(126)
Nowo rozpoznane aktywa finansowe	339	104	5	-	5	115
Spisanie w ciężar odpisów	-	(1)	-	-	(76)	-
Pozostały wpływ	(49)	(10)	36	-	(16)	(21)
Wartość brutto na dzień 31 grudnia 2020	143	417	40	-	16	(1)
Transfery między grupami	(11)	(54)	-	-	65	-
Splacone aktywa finansowe	(716)	(13)	(38)	-	(14)	-
Nowo rozpoznane aktywa finansowe	822	9	3 278	-	18	-
Spisanie w ciężar odpisów	-	(11)	-	-	-	-
Zmiany w Grupie	35	-	24	-	-	-
Pozostały wpływ	20	43	35	3	4	-
Wartość brutto na dzień 31 grudnia 2021	293	391	3 339	3	89	(1)

6.2.3 Zobowiązania z tytułu dostaw i usług oraz podatków

Zasady rachunkowości

Krótkoterminowe zobowiązania z tytułu dostaw i usług oraz z tytułu zakupu środków trwałych i wartości niematerialnych ujmuje się początkowo w wartości godziwej, która odpowiada wartości nominalnej i wycenia na dzień bilansowy według zamortyzowanego kosztu.

Zobowiązania z tytułu podatków, ceł i ubezpieczeń społecznych ustala się w kwocie wymagającej zapłaty spółkom Grupy, zgodnie z obowiązującymi i mającymi zastosowanie przepisami.

Zobowiązania z tytułu dostaw i usług oraz podatków	2021	2020
Zobowiązania z tytułu dostaw i usług	4 575	1 199
Zobowiązania z tytułu zakupu środków trwałych i wartości niematerialnych	583	654
Zobowiązania z tytułu podatku od towarów i usług	2 574	963
Zobowiązania z tytułu innych podatków, ceł i ubezpieczeń społecznych	339	313
Zobowiązania z tytułu podatku dochodowego bieżącego	4 853	168
Razem	12 924	3 297

Grupa narażona jest na ryzyko walutowe oraz ryzyko płynności związane ze zobowiązaniami z tytułu dostaw i usług oraz zakupu środków trwałych i wartości niematerialnych. Ryzyka te opisano odpowiednio w [nocie 7.3.2.2.](#) oraz [7.3.3.](#)

6.3 Rezerwy i zobowiązania

6.3.1 Zobowiązania z tytułu świadczeń pracowniczych

Zasady rachunkowości

Krótkoterminowe świadczenia pracownicze

Krótkoterminowe świadczenia pracownicze to świadczenia (inne niż świadczenia z tytułu rozwiązania stosunku pracy), które podlegają w całości rozliczeniu przed upływem dwunastu miesięcy od końca rocznego okresu sprawozdawczego, w którym pracownicy wykonywali związaną z nimi pracę. Krótkoterminowe świadczenia pracownicze nie wymagają stosowania założeń aktuarialnych. Grupa ujmuje przewidywaną, niezdyskontowaną wartość krótkoterminowych świadczeń, które zostaną wypłacone. Wydatki dotyczące świadczeń wypłacanych w okresie zatrudnienia są odnoszone w rachunek wyników bieżącego okresu sprawozdawczego.

Do zobowiązań z tytułu krótkoterminowych świadczeń pracowniczych wypłacanych przez Grupę należą:

- wynagrodzenia oraz składki na ubezpieczenia społeczne,
- krótkoterminowe płatne nieobecności (m.in. płatne urlopy wypoczynkowe, płatne zwolnienia lekarskie urlopy macierzyńskie),
- wypłaty z zysku i premie przypadające do wypłaty w ciągu 12 miesięcy od zakończenia okresu, w którym pracownicy nabyli te prawa,
- świadczenia niepieniężne dla aktualnie zatrudnionych pracowników;

Krótkoterminowe świadczenia pracownicze ujmowane są w okresie, w którym jednostka Grupy otrzymała przedmiotowe świadczenie ze strony pracownika, a w przypadku wypłat z zysku i premii, gdy na jednostce Grupy ciąży obecny prawny lub zwyczajowo oczekiwany obowiązek do dokonania takich wypłat w wyniku zdarzeń przeszłych oraz, gdy można dokonać wiarygodnej wyceny tego zobowiązania.

Grupa ujmuje przewidywane koszty świadczeń pracowniczych w formie krótkoterminowych płatnych nieobecności:

- w przypadku kumulowanych płatnych nieobecności (gdy pracownicy wykonywali pracę, która zwiększa ich uprawnienia do przyszłych płatnych nieobecności), jeśli w bieżącym okresie nie zostały w pełni wykorzystane,
- w przypadku niekumulowanych płatnych nieobecności – z chwilą wystąpienia nieobecności.

Świadczenia po okresie zatrudnienia

Są to świadczenia pracownicze (inne niż świadczenia z tytułu rozwiązania stosunku pracy), które są należne po zakończeniu zatrudnienia. Składają się na nie głównie świadczenia związane z wycofaniem się z życia zawodowego np. emerytura. Grupa prowadzi różne programy świadczeń po okresie zatrudnienia, m.in. programy określonych składek lub programy określonych świadczeń, w zależności od sensu ekonomicznego takiego programu wynikającego z jego podstawowych zasad.

Do świadczeń po okresie zatrudnienia klasyfikowane są między innymi odprawy emerytalne oraz świadczenia z Zakładowego Funduszu Świadczeń Socjalnych.

Inne długoterminowe świadczenia pracownicze

Inne długoterminowe świadczenia pracownicze to wszystkie świadczenia, których okres realizacji przypada w terminie dłuższym niż 12 miesięcy od dnia bilansowego. Grupa klasyfikuje je jako:

- długoterminowe płatne nieobecności,
- nagrody jubileuszowe i inne świadczenia z tytułu długiego stażu pracy,
- długoterminowe renty inwalidzkie,
- inne długoterminowe świadczenia pracownicze.

Zobowiązania na świadczenia po okresie zatrudnienia w formie programów określonych świadczeń (odprawy emerytalne) oraz inne długoterminowe świadczenia pracownicze (np. nagrody jubileuszowe, długoterminowe renty inwalidzkie, świadczenia z tytułu ZFŚS) ustalane są z wykorzystaniem metody prognozowanych uprawnień jednostkowych z wyceny aktuarialnej przeprowadzanej na koniec okresu sprawozdawczego.

Zyski i straty aktuarialne dotyczące określonych świadczeń po okresie zatrudnienia są prezentowane w innych całkowitych dochodach. Natomiast zyski i straty dotyczące pozostałych świadczeń wypłacanych w okresie zatrudnienia są odnoszone w rachunek zysków i strat bieżącego okresu sprawozdawczego.

Świadczenia z tytułu rozwiązania stosunku pracy

Zobowiązanie to powstaje w następstwie decyzji jednostki o rozwiązaniu stosunku pracy z pracownikiem przed osiągnięciem wieku emerytalnego lub decyzji pracownika o przyjęciu proponowanych świadczeń w zamian za rozwiązanie stosunku pracy.

Zobowiązania z tytułu świadczeń pracowniczych	2021		2020	
	Długoterminowe	Krótkoterminowe	Długoterminowe	Krótkoterminowe
Zobowiązania z tytułu nagród jubileuszowych	605	58	639	57
Zobowiązania z tytułu odpraw emerytalnych	239	25	311	4
Zobowiązania z tytułu wynagrodzeń	-	88	-	79
Zobowiązania z tytułu niewykorzystanych urlopów	-	67	-	72
Świadczenia pracownicze z tytułu rozwiązania stosunku pracy	-	7	-	7
Zobowiązania z tytułu wypłat z zysku i premii	-	158	-	148
Zobowiązania z tytułu świadczeń z ZFŚS	84	3	90	4
Pozostałe zobowiązania z tytułu świadczeń pracowniczych	5	165	6	97
Razem	933	571	1 046	468

Zmiany zobowiązań z tytułu odpraw emerytalnych i nagród jubileuszowych przedstawiały się następująco:

	Nagrody jubileuszowe		Odprawy emerytalne	
	2021	2020	2021	2020
Wartość zobowiązania na początek okresu	696	612	315	257
Koszty odsetek	22	16	10	7
Koszty bieżącego zatrudnienia	31	33	10	12
Wypłacone świadczenia	(65)	(56)	(13)	(11)
Aktuarialny zysk/(strata) - zmiany w założeniach finansowych	(92)	52	(48)	34
Aktuarialny zysk/(strata) - zmiany w założeniach demograficznych	72	39	(10)	16
Reklasyfikacja do zobowiązań dotyczących grup aktywów przeznaczonych do sprzedaży	(1)	-	-	-
Wartość zobowiązania na koniec okresu	663	696	264	315

W bieżącym okresie stopa techniczna przyjęta do obliczenia zdyskontowanej wartości przyszłych wypłat należnych z tytułu odpraw emerytalnych ustalona została na poziomie 0%, jako wypadkowa stopy zwrotu z długoletnich obligacji skarbowych o rentowności 3,6% rocznie i planowanej rocznej inflacji wynagrodzeń w wysokości 3,6% (na koniec 2020 roku przyjęto stopę na poziomie -1,4% jako wypadkową stóp odpowiednio 1,2% i 2,7%).

6.3.2 Rezerwa na koszty likwidacji odwiertów, rekultywacji oraz koszty naprawy środowiska

Zasady rachunkowości

Rezerwa na koszty likwidacji odwiertów oraz Fundusz Likwidacji Zakładu Górniczego (FLZG)

Grupa tworzy rezerwę na przyszłe koszty likwidacji odwiertów, gdy na Grupie ciąży obowiązek likwidacji wykonanych odwiertów po zakończeniu eksploatacji. W przypadku, gdy rezerwy dotyczą kosztów likwidacji odwiertów stanowiących rzeczowe aktywa trwałe (nakłady na poszukiwanie i ocenę zasobów mineralnych), wartość zdyskontowanej rezerwy zwiększa wartość tych rzeczowych aktywów trwałych i po przejściu do fazy eksploatacji amortyzowana jest w okresie przewidywanego, ekonomicznego użytkowania odwiertów (zasady rachunkowości w [necie 6.1.1](#)). Późniejsze korekty wysokości rezerwy, będące skutkiem zmian szacunków, są również ujmowane jako korekta wartości tego składnika rzeczowych aktywów trwałych. Korekty wysokości rezerwy wynikające ze zmiany dyskonta ujmują się w rachunku zysków i strat. Wartość rezerwy na przyszłe koszty likwidacji odwiertów kopalnianych i magazynowych korygowana jest o wartość FLZG.

FLZG tworzony jest na mocy Ustawy Prawo geologiczne i górnicze, która nakłada na Grupę obowiązek likwidacji zakładów górniczych po zakończeniu użytkowania. Odpisy na Fundusz Likwidacji Zakładu Górniczego ujmowane są w korespondencji z pozostałymi kosztami operacyjnymi. 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, zrutowych, 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.

Środki funduszu stanowią środki pieniężne o ograniczonej możliwości dysponowania wg MSR 7 i prezentowane są w grupie aktywów długoterminowych z uwagi na ich wieloletni charakter.

Rezerwy związane z rekultywacją składowiska i ochroną środowiska

Grupa tworzy rezerwy na przyszłe zobowiązania z tytułu:

- kosztów rozpoznania i rekultywacji, remediacji i działań naprawczych zanieczyszczeń środowiska gruntowo-wodnego w związku z występowaniem prawnego lub zwyczajowego obowiązku wykonania tych czynności. Tworzona rezerwa odzwierciedla potencjalne koszty przewidziane do poniesienia, szacowane i weryfikowane okresowo, według cen bieżących.
- poniesienia obowiązkowych kosztów rekultywacji, remediacji i działań naprawczych dzierżawionych gruntów/działek przed przekazaniem gruntu leasingodawcy po zakończeniu umowy.

Zmiany stanu rezerw wynikające ze zmiany stopy dyskonta (z tytułu upływu czasu) ujmowane są w rachunku zysków i strat, natomiast zmiany szacowanego kosztu rekultywacji, remediacji i działań naprawczych korygują wartość składnika, którego dotyczy rezerwa. Zmiany stanu wysokości rezerw będące skutkiem zmian szacunków wynikających np. z dokonania wcześniejszej rekultywacji terenu są traktowane jako korekta wartości składnika z tytułu prawa do użytkowania i zwiększenia wartości rezerwy do wartości faktycznie poniesionych kosztów rekultywacji.

Istotne szacunki

Rezerwa na koszty likwidacji odwiertów

Wartość rezerwy oparta jest na szacunkach przyszłych kosztów likwidacji aktywów i rekultywacji gruntów, na które znaczący wpływ ma przyjęta stopa dyskonta oraz szacunek okresu wystąpienia przyszłych przepływów pieniężnych.

Rezerwa na przyszłe koszty likwidacji odwiertów wyliczona jest w oparciu o koszt stanowiący średni koszt likwidacji odwiertów w poszczególnych zakładach 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.

Fundusz Likwidacji Zakładu Górniczego (FLZG)

Odpisy na Fundusz Likwidacji Zakładu Górniczego dokonywane są w wysokości 3% wartości rocznych odpisów amortyzacyjnych od rzeczowych aktywów trwałych zakładu górnego (ustalonych zgodnie z przepisami o podatku dochodowym od osób prawnych).

Rezerwy związane z rekultywacją składowiska i ochroną środowiska

Wartości rezerw oparte są na szacunkach przyszłych kosztów rekultywacji zanieczyszczeń, na które znaczący wpływ ma przyjęta stopa dyskonta oraz szacunek okresu wystąpienia przyszłych przepływów pieniężnych.

	Nota	Rezerwa na koszty likwidacji odwiertów	Rezerwy związane z ochroną środowiska	Rezerwa na rekultywację składowiska	Razem
Stan na 1 stycznia 2020		2 389	122	60	2 571
Utworzenie ujęte w koszcie wytworzenia rzeczowych aktywów trwałych	Nota 6.1.1.	706	-	-	706
Utworzenie ujęte w rachunku zysków i strat	Nota 3.3.	83	10	6	99
Pozostałe zwiększenia - FLZG		1	-	-	1
Wykorzystanie		(28)	-	-	(28)
Rozwiązanie ujęte w rachunku zysków i strat	Nota 3.3.	(45)	(16)	-	(61)
Różnice kursowe z przeliczenia jednostek zagranicznych		23	-	-	23
Stan na 31 grudnia 2020		3 129	116	66	3 311
część długoterminowa		3 094	92	55	3 241
część krótkoterminowa		35	24	11	70
Stan na 1 stycznia 2021		3 129	116	66	3 311
Utworzenie ujęte w koszcie wytworzenia rzeczowych aktywów trwałych	Nota 6.1.1.	(384)	32	-	(352)
Utworzenie ujęte w rachunku zysków i strat	Nota 3.3.	31	9	1	41
Wykorzystanie		(34)	-	-	(34)
Rozwiązanie ujęte w rachunku zysków i strat	Nota 3.3.	(68)	(55)	(47)	(170)
Różnice kursowe z przeliczenia jednostek zagranicznych		41	-	-	41
Zmiany w Grupie		427	-	-	427
Stan na 31 grudnia 2021		3 142	102	20	3 264
część długoterminowa		3 075	78	8	3 161
część krótkoterminowa		67	24	12	103

W 2021 roku do wyliczenia rezerwy na koszt likwidacji odwiertów i infrastruktury towarzyszącej na terenie Polski zastosowano stopę dyskonta w wysokości 0,94%, która jest wypadkową stopy zwrotu z aktywów w wysokości 3,46% oraz stopy inflacji na poziomie ciągłego celu inflacyjnego realizowanego przez NBP w wysokości 2,50% (na koniec 2020 roku stopa dyskonta przyjęta była na poziomie -1,22% jako wypadkowa stóp odpowiednio 1,25% i 2,50%).

6.3.3 Pozostałe rezerwy

Zasady rachunkowości

Istotne szacunki

Rezerwa na świadectwa pochodzenia energii oraz świadectwa efektywności energetycznej

W przypadku braku na dzień bilansowy wystarczającej ilości świadectw wymaganych do wypełnienia obowiązków zgodnie z Ustawą Prawo energetyczne i Ustawą o efektywności energetycznej, Grupa tworzy rezerwę na umorzenie świadectw pochodzenia energii i świadectw efektywności energetycznej lub uiszczenie opłat zastępczych, w zależności od tego, która z kwot jest niższa.

Dla celów wyceny rezerwy uwzględnia się wartość bilansową posiadanych świadectw oraz aktualną cenę rynkową świadectw na Towarowej Giełdzie Energii, które dodatkowo należałoby nabyć, aby pokryć obowiązek wynikający z wielkości sprzedaży energii elektrycznej do końcowych odbiorców.

Rezerwa jest rozliczana z zarejestrowanymi certyfikatami ujętymi jako zapas (patrz [nota 6.2.1.](#)), w momencie zarejestrowania umorzenia w Rejestrze Świadectw Pochodzenia prowadzonym przez Towarową Giełdę Energii S.A. (TGE).

Rezerwa na świadectwa pochodzenia energii tworzona jest na koniec okresu sprawozdawczego w oparciu o ilość energii elektrycznej zużytej (z wyłączeniem energii zużytej z produkcji własnej) i sprzedanej do klientów końcowych oraz w oparciu o wskaźniki procentowe dla poszczególnych świadectw wynikające z Rozporządzenia Ministra Energii i Klimatu (lub w przypadku zmiany struktury administracji rządowej innego właściwego ministra) i cenę poszczególnych świadectw na Towarowej Giełdzie Energii z ostatniego dnia notowań w okresie sprawozdawczym.

Rezerwa na świadectwa efektywności energetycznej tworzona jest na koniec okresu sprawozdawczego w oparciu o ilość zużytej energii elektrycznej (z wyłączeniem energii zużytej z produkcji własnej) oraz ilość sprzedaży do odbiorców końcowych (z uwzględnieniem wyłączeń wynikających z Ustawy o efektywności energetycznej) paliwa gazowego (w jednostkach energii), energii elektrycznej i ciepła oraz w oparciu o wskaźniki procentowe wynikające z przepisów prawa oraz średniej ceny pozyskania całego portfela PMEF (Prawa Majątkowe Efektywności Energetycznej).

Rezerwa na zobowiązania dotyczące prac poszukiwawczych za granicą

W 2013 roku Jednostka Dominująca utworzyła rezerwę na zobowiązania dotyczące prac poszukiwawczych, prowadzonych przez spółkę PGNiG Upstream North Africa B.V. (spółka zależna od PGNiG).

W związku z brakiem prowadzenia przez jednostkę działalności operacyjnej w wyniku wystąpienia czynników ryzyka tzw. Siły Wyższej panującej w Libii, Spółka utrzymuje rezerwę na pokrycie zobowiązań koncesyjnych wobec Rządu Libijskiego wynikającą z zawartych umów koncesyjnych.

Wartość rezerwy oparta jest na podstawie niezrealizowanych zobowiązań, wynikających z podpisanych umów koncesyjnych.

Rezerwa na roszczenia z tytułu bezumownego korzystania z gruntów

W ramach prowadzonej działalności gospodarczej spółki Grupy instalują urządzenia techniczne na nieruchomościach gruntowych, stanowiących własność podmiotów trzecich, często osób fizycznych. W momencie instalacji infrastruktury, gdy istnieje taka możliwość, zawierane są umowy ustanawiające standardowe służebności gruntowe oraz umowy służebności przesytu.

Grupa tworzy rezerwę w odniesieniu do zgłoszonych roszczeń z tytułu bezumownego korzystania z gruntów, o potwierdzonej zasadności (tytuł prawny do gruntu) oraz w przypadku których, w ciągu ostatnich 3 lat, prowadzona była korespondencja ze zgłaszającym roszczenie.

Grupa szacuje kwotę rezerwy z tytułu bezumownego korzystania z gruntów w oparciu o operat szacunkowy wykonany przez rzeczoznawcę, bądź samodzielnie, biorąc pod uwagę powierzchnię strefy kontrolowanej w metrach kwadratowych, wysokość czynszu dzierżawnego za rok za metr kwadratowy podobnego gruntu w danej gminie oraz okres bezumownego korzystania z gruntu (nie więcej niż 10 lat).

W przypadku, gdy uzyskanie wiarygodnych danych wymaganych do zastosowania metody opisanej powyżej nie jest możliwe, Grupa analizuje indywidualnie zgłoszone roszczenia.

Z uwagi na fakt, że wartości przyjęte do ww. kalkulacji wynikają z wielu zmiennych, ostateczne kwoty odszkodowań z tytułu bezumownego korzystania z gruntów, jakie Grupa będzie musiała zapłacić, mogą odbiegać od rozpoznanych rezerw z tego tytułu.

Nota	Rezerwa na świadczenia pochodzenia energii oraz efektywności energetycznej	Rezerwa na zobowiązania dot. prac poszukiwawczych za granicą	Rezerwa na karę UOKiK*	Rezerwa na roszczenia z tytułu bezumownego korzystania z gruntów	Pozostałe rezerwy	Razem
Stan na 1 stycznia 2020	216	177	6	21	405	825
Utworzenie ujęte w rachunku zysków i strat <i>Nota 3.3.</i>	243	-	-	2	460	705
Rozwiązanie ujęte w rachunku zysków i strat <i>Nota 3.3.</i>	(11)	-	-	(6)	(358)	(375)
Wykorzystanie	(179)	-	-	-	(12)	(191)
Zmiany w Grupie	-	-	-	-	(1)	(1)
Pozostałe zmiany	6	(2)	-	1	(44)	(39)
Stan na 31 grudnia 2020	275	175	6	18	450	924
część długoterminowa	-	4	-	10	121	135
część krótkoterminowa	275	171	6	8	329	789
Stan na 1 stycznia 2021	275	175	6	18	450	924
Utworzenie ujęte w rachunku zysków i strat <i>Nota 3.3. **</i>	310	-	-	8	322	640
Rozwiązanie ujęte w rachunku zysków i strat <i>Nota 3.3.</i>	(8)	-	-	(8)	(345)	(361)
Wykorzystanie	(238)	-	(6)	-	(5)	(249)
Zmiany w Grupie	-	-	-	-	54	54
Pozostałe zmiany	3	14	-	-	(3)	14
Stan na 31 grudnia 2021	342	189	-	18	473	1 022
część długoterminowa	-	4	-	12	244	260
część krótkoterminowa	342	185	-	6	229	762

*Więcej informacji na temat postępowania znajduje się w Sprawozdaniu Zarządu z działalności Grupy Kapitałowej PGNiG i PGNiG S.A. za 2021 rok.

**Wartość dotycząca pozostałych rezerw (dotycząca rezerw na gwarancje finansowe) w kwocie -2 mln PLN została ujęta w notcie 3.4 w pozycji pozostałe koszty finansowe netto.

6.3.4 Dotacje

Zasady rachunkowości

Dotacje

Grupa rozpoznaje dotacje do aktywów, których udzieleniu towarzyszy podstawowy warunek mówiący o tym, że Grupa powinna zakupić, wytworzyć lub w inny sposób pozyskać aktywa trwałe.

Dotacje do aktywów są ujmowane w sprawozdaniu z sytuacji finansowej w pozycji Dotacje (część krótkoterminowa i długoterminowa), a następnie systematycznie, drogą równych odpisów rocznych, odnoszone są w rachunek zysków i strat przez przewidywany okres użytkowania tych aktywów.

Dotacje	2021	2020
Dotacje do aktywów, z tego:	738	745
Budowa KPMG Kosakowo	49	53
Rozbudowa PMG Wierzchowice	335	356
Rozbudowa PMG Strachocina	46	49
Rozbudowa PMG Husów	20	23
Budowa systemów dystrybucji gazu ziemnego na terenach niezgazyfikowanych i modernizacja istniejących sieci dystrybucji	131	136
Rozwój inteligentnych systemów magazynowania, przesyłu i dystrybucji energii	116	78
Pozostałe	41	50
Razem	738	745
część długoterminowa	695	695
część krótkoterminowa	42	49

Spółki Grupy prowadzą projekty dofinansowane ze środków Unii Europejskiej. Największe tego typu projekty realizuje Polska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o., która w 2021 roku realizowała umowy o dofinansowanie dla projektów inwestycyjnych związanych z budową nowych gazociągów w celu rozwoju gazyfikacji w miejscowościach na terenie kraju dotychczas niezgazyfikowanych. W związku z realizacją powyższych umów spółka, zarówno w bieżącym okresie jak i porównawczym otrzymała dotacje w kwocie 32 mln PLN.

6.3.5 Pozostałe zobowiązania

Pozostałe zobowiązania	2021		2020	
	Długoterminowe	Krótkoterminowe	Długoterminowe	Krótkoterminowe
Wadia	-	55	-	41
Niezmortyzowana wartość przyłączy gazowych przekazanych przez odbiorców	24	40	64	40
Zaliczki na dostawy	-	344	-	236
Rozliczenia międzyokresowe bierne	-	306	-	160
Zobowiązania z tytułu koncesji, praw do informacji geologicznej i użytkowania górniczego	33	-	34	-
Pozostałe przychody przyszłych okresów	1	625	1	212
Pozostałe	72	1 006	78	280
Razem	130	2 376	177	969



7. Noty dotyczące instrumentów finansowych i zarządzania ryzykiem finansowym

7.1 Instrumenty finansowe

Zasady rachunkowości

Grupa posiada następujące kategorie instrumentów finansowych:

- wyceniane metodą zamortyzowanego kosztu, liczonego przy wykorzystaniu efektywnej stopy procentowej,
- wyceniane do wartości godziwej przez pozostałe całkowite dochody,
- wyceniane do wartości godziwej przez wynik finansowy,
- instrumenty pochodne zabezpieczające.

W przypadku wyceny instrumentów kapitałowych w wartości godziwej przez wynik finansowy lub przez pozostałe całkowite dochody, wybór dokonuje się indywidualnie dla każdego instrumentu.

Klasyfikacja aktywów finansowych dokonywana jest w Grupie na podstawie:

- modelu biznesowego jednostki w zakresie zarządzania aktywami finansowymi. Model biznesowy dotyczy sposobu, w jaki jednostka zarządza aktywami finansowymi, aby wygenerować przepływy pieniężne. Model biznesowy może zakładać utrzymywanie aktywów w celu uzyskiwania przepływów pieniężnych wynikających z umowy (model „utrzymywanie”), celem może być zarówno uzyskiwanie przepływów pieniężnych jak i sprzedaż aktywów finansowych (model „utrzymywanie i sprzedaż”) lub Grupa może zarządzać aktywami finansowymi w celu realizowania przepływów pieniężnych poprzez sprzedaż aktywów (model „sprzedaż”).
- oceny charakterystyki wynikających z umowy przepływów pieniężnych. Jednostki Grupy, na moment początkowy ujęcia aktywa finansowego w księgach, ustalają czy wynikające z umowy przepływy pieniężne są jedynie spłatą kwoty głównej i odsetek od kwoty głównej pozostałej do spłaty, a zatem czy są zgodne z podstawową umową pożyczkową. Odsetki mogą obejmować zapłatę za wartość pieniądza w czasie, ryzyko kredytowe, inne podstawowe ryzyka związane z udzielaniem kredytów oraz koszty i marżę zysku.

W momencie początkowego ujęcia nowego składnika aktywów finansowych spółki Grupy oceniają model biznesowy oraz przeprowadzają test przepływów pieniężnych (SPPI). Ocena modelu biznesowego oraz wynik testu SPPI warunkuje klasyfikację składnika aktywów finansowych do odpowiedniej kategorii, zgodnie z poniższym podziałem:

Aktywa finansowe wyceniane według zamortyzowanego kosztu są to aktywa, które spełniają test SPPI i są klasyfikowane do modelu biznesowego „utrzymywanie”. Grupa zalicza do nich m.in.:

- udzielone pożyczki,
- należności z tytułu dostaw i usług (nota 6.2.2.),
- instrumenty dłużne utrzymywane do terminu wymagalności,
- lokaty terminowe,
- środki pieniężne i ich ekwiwalenty (nota 5.4.).

Aktywa finansowe wyceniane do wartości godziwej przez pozostałe całkowite dochody to aktywa, które spełniają test SPPI i są klasyfikowane do modelu biznesowego „utrzymywanie i sprzedaż”. Grupa zalicza do nich m.in.:

- inwestycje w instrumenty kapitałowe (z wyjątkiem udziałów i akcji spółek zależnych niekonsolidowanych metodą pełną, współkontrolowanych i stowarzyszonych niewycenianych metodą praw własności), dla których Grupa wybrała wycenę przez pozostałe dochody całkowite,
- inwestycje w instrumenty dłużne, spełniające test SPPI i klasyfikowane do modelu biznesowego „sprzedaż”.

Aktywa finansowe wyceniane do wartości godziwej przez wynik finansowy to aktywa, które nie spełniają testu SPPI i są klasyfikowane do modelu biznesowego „sprzedaż”. Zalicza się do nich m.in.:

- inwestycje w notowane akcje,
- pożyczki udzielone i inne dłużne instrumenty finansowe, które nie spełniają testu SPPI,
- jednostki funduszy inwestycyjnych,
- inwestycje w instrumenty kapitałowe (z wyjątkiem udziałów i akcji niekonsolidowanych spółek zależnych oraz niewycenianych metodą praw własności spółek współkontrolowanych i stowarzyszonych), dla których nie wybrano wyceny w wartości godziwej przez pozostałe całkowite dochody,
- inne pozycje (w tym bezzwrotne dopłaty do kapitału w spółce wnoszącej dopłatę, ujemowane jako inwestycja w spółkę zależną).

Zobowiązania finansowe wyceniane według zamortyzowanego kosztu:

- zobowiązania z tytułu dostaw i usług (nota 6.2.3.),
- zobowiązania z tytułu zadłużenia (nota 5.2.),
- wszystkie inne zobowiązania finansowe nie wymienione powyżej (z wyjątkiem zobowiązań z tytułu leasingu ujmowanych zgodnie z MSSF 16).

Aktywa i zobowiązania finansowe wyceniane w wartości godziwej przez wynik finansowy

Do aktywów i zobowiązań finansowych wycenianych w wartości godziwej przez wynik finansowy Grupa klasyfikuje pochodne instrumenty finansowe nie wyznaczone na instrumenty zabezpieczające w rachunkowości zabezpieczeń. Zasady rachunkowości przedstawiono w [nocie 7.2](#).

Instrumenty pochodne zabezpieczające

Kategoria ta obejmuje instrumenty pochodne, w odniesieniu do których Grupa stosuje rachunkowość zabezpieczeń. Opis stosowanych zasad dotyczących rachunkowości zabezpieczeń znajduje się w [nocie 7.2](#).

Modyfikacja przepływów pieniężnych wynikających z umowy

W przypadku zidentyfikowania wystąpienia w zawartych umowach przepływów pieniężnych podlegających renegotjacji lub jakiegokolwiek innej modyfikacji, Grupa dokonuje:

- renegotjacji lub modyfikacji umownych przepływów pieniężnych, która nie prowadzi do zaprzestania ujmowania pierwotnego aktywa finansowego - modyfikacja nieistotna, lub
- renegotjacji lub modyfikacji umownych przepływów pieniężnych, która prowadzi do zaprzestania ujmowania i wyłączenia z bilansu aktywa finansowego - modyfikacja istotna.

Do najistotniejszych kryteriów stosowanych w Grupie dla istotnej modyfikacji przepływów pieniężnych aktywa finansowego należą:

1. Kryterium ilościowe - przekroczenie progu istotności 10% różnicy pomiędzy wyceną bilansową po zmianie harmonogramu oraz wyceną przed uwzględnieniem zmiany.
2. Kryteria jakościowe:
 - zmiana stopy zmiennej na stałą i na odwrot;
 - głęboka restrukturyzacja pożyczki w sytuacji, gdy pożyczkobiorca ma problemy finansowe, obejmująca m.in. podział pożyczki, zmianę terminów spłaty, zmianę profilu wypłaty, zwiększająca poziom przepływów;
 - istotna zmiana warunków skutkująca zmianą w zakresie spełnienia testu SPPI.

W dacie, w której następuje zmiana, poprzedni instrument finansowy jest usuwany z bilansu oraz jest ujmowany nowy instrument - wg wartości godziwej.

Różnica pomiędzy wartością bilansową pierwotnego składnika aktywów finansowych a wartością godziwą zmodyfikowanego składnika aktywów, określona na dzień modyfikacji, odnoszona jest do wyniku finansowego.

W momencie początkowego ujęcia nowego składnika aktywów finansowych Grupa ocenia model biznesowy oraz przeprowadza test SPPI, biorąc pod uwagę nowe warunki zmodyfikowanego aktywa finansowego. Jeżeli zmodyfikowany składnik aktywów finansowych po początkowym ujęciu wyceniany jest według zamortyzowanego kosztu, wówczas do wyceny Grupa stosuje nowo ustaloną efektywną stopę procentową.

7.1.1 Główne pozycje bilansowe aktywów finansowych w podziale na kategorie

Pozycja bilansowa	Pozycja szczegółowa w nocie	Nota	2021				2020			
			Aktywa finansowe wyceniane według zamortyzowanego kosztu	Aktywa finansowe wyceniane w wartości godziwej przez wynik finansowy	Instrumenty finansowe w rachunkowości zabezpieczeń	Razem	Aktywa finansowe wyceniane według zamortyzowanego kosztu	Aktywa finansowe wyceniane w wartości godziwej przez wynik finansowy	Instrumenty finansowe w rachunkowości zabezpieczeń	Razem
Należności	Należności z tytułu dostaw i usług	Nota 6.2.2.	11 437	-	-	11 437	4 449	-	-	4 449
Pochodne instrumenty finansowe		Nota 7.2.	-	7 077	1 891	8 968	-	1 004	449	1 453
Środki pieniężne i ich ekwiwalenty		Nota 5.4.	11 410	-	-	11 410	7 098	-	-	7 098
Razem			22 847	7 077	1 891	31 815	11 547	1 004	449	13 000

7.1.2 Główne pozycje bilansowe zobowiązań finansowych w podziale na kategorie

Pozycja bilansowa	Pozycja szczegółowa w nocie	Nota	2021				2020			
			Zobowiązania finansowe wyceniane wg zamortyzowanego kosztu	Zobowiązania finansowe wyceniane w wartości godziwej przez wynik finansowy	Instrumenty finansowe w rachunkowości zabezpieczeń	Razem	Zobowiązania finansowe wyceniane wg zamortyzowanego kosztu	Zobowiązania finansowe wyceniane w wartości godziwej przez wynik finansowy	Instrumenty finansowe w rachunkowości zabezpieczeń	Razem
Zobowiązania z tytułu zadłużenia	Kredyty bankowe	Nota 5.2.	12 153	-	-	12 153	1 995	-	-	1 995
Zobowiązania z tytułu dostaw i podatków	Zobowiązania z tytułu dostaw i usług	Nota 6.2.3.	4 575	-	-	4 575	1 199	-	-	1 199
Pochodne instrumenty finansowe		Nota 7.2.	-	9 362	5 669	15 031	-	780	618	1 398
Razem			16 728	9 362	5 669	31 759	3 194	780	618	4 592

7.1.3 Przychody i koszty dotyczące aktywów i zobowiązań finansowych

			2021			2020		
Pozycja rachunku zysków i strat oraz sprawozdania z całkowitych dochodów	Pozycja szczegółowa w notcie / dodatkowe objaśnienia	Nota	Pożyczki, należności i zobowiązania wyceniane wg zamortyzowanego kosztu	Pochodne instrumenty finansowe nieobjęte rachunkowością zabezpieczeń	Pochodne instrumenty finansowe w rachunkowości zabezpieczeń przepływów pieniężnych	Pożyczki, należności i zobowiązania wyceniane wg zamortyzowanego kosztu	Pochodne instrumenty finansowe nieobjęte rachunkowością zabezpieczeń	Pochodne instrumenty finansowe w rachunkowości zabezpieczeń przepływów pieniężnych
Wpływ na rachunek zysków i strat								
Koszty finansowe netto	Odsetki od zadłużenia	Nota 3.4.	(60)	-	-	7	-	-
	Różnice kursowe	Nota 3.4.	7	-	-	(6)	-	-
	Wycena i realizacja pochodnych instrumentów finansowych nieobjętych rachunkowością zabezpieczeń	Nota 3.4.	-	-	-	-	12	-
Pozostałe przychody i koszty operacyjne	Różnice kursowe	Nota 3.3.	169	-	-	68	-	-
	Odpis z tytułu utraty wartości	Nota 3.3.	(89)	-	-	(54)	-	-
	Wycena i realizacja pochodnych instrumentów finansowych nieobjętych rachunkowością zabezpieczeń	Nota 3.3.	-	410	-	-	202	-
Przychody ze sprzedaży w podziale na produkty	Korekta sprzedaży gazu z tytułu transakcji zabezpieczających	Nota 3.1.	-	-	(697)	-	-	1 062
Zużycie surowców i materiałów	Korekta kosztu gazu z tytułu transakcji zabezpieczających	Nota 3.2.	-	-	1 590	-	-	(296)
			27	410	893	15	214	766
Wpływ na pozostałe całkowite dochody								
Zyski/straty z wyceny instrumentów pochodnych w rachunkowości zabezpieczeń przepływów pieniężnych (część skuteczna)					(4 164)	(155)		
Reklasyfikacja wyceny do rachunku zysków i strat w związku z realizacją (rachunkowość zabezpieczeń przepływów pieniężnych)					697	(1 062)		
					(3 467)	(1 217)		
Wpływ na całkowite dochody			27	410	(2 574)	15	214	(451)
Zmiana w kapitałach odniesiona na zapasy brutto					(2 190)	285		

Wynik skuteczny zabezpieczenia odnoszony na kapitał przez okres trwania zabezpieczenia, w momencie realizacji jest przenoszony z kapitału do początkowego kosztu wartości zapasów lub wpływa na wynik ze sprzedaży gazu.

Wynik odniesiony na zapas gazu wpływa na wynik finansowy w momencie rozchodu zapasu gazu do sprzedaży.

Wpływ transakcji zabezpieczających na zapas gazu	2021	2020
Wpływ transakcji zabezpieczających na wartość zapasu gazu na początek okresu*	(12)	(1)
Przeniesienie zmiany wartości instrumentów zabezpieczających z kapitału	(2 190)	285
Rozliczenie w koszty bieżącego okresu w związku z rozchodem zapasów**	1 590	(296)
Wpływ transakcji zabezpieczających na wartość zapasu gazu na koniec okresu*	(612)	(12)

* Ujemna wartość oznacza zmniejszenie kosztu wytworzenia zapasu (zmniejszenie wartości bilansowej zapasu), natomiast dodatnia wartość oznacza zwiększenie kosztu wytworzenia (zwiększenie wartości bilansowej zapasu).

** Dodatnia wartość oznacza zmniejszenie kosztu gazu w rachunku zysków i strat (pozytywny wpływ na wynik finansowy), natomiast ujemna wartość oznacza zwiększenie kosztu gazu w rachunku zysków i strat (negatywny wpływ na wynik finansowy).

7.2 Pochodne instrumenty finansowe

Zasady rachunkowości

Pochodne instrumenty finansowe nieobjęte rachunkowością zabezpieczeń

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. Instrumenty te stanowią zabezpieczenie w sensie ekonomicznym. Grupa dopuszcza też zawieranie transakcji spekulacyjnych, jednak są one ściśle kontrolowane i ograniczone przez limity ryzyka.

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

Instrumenty pochodne ujmuje się początkowo w wartości godziwej i wycenia na każdy dzień bilansowy w wartości godziwej z ujęciem skutków wyceny w rachunku zysków i strat w pozycji koszty finansowe netto (m.in. wyceny instrumentów zabezpieczających działalność finansową, np. zaciągnięte zobowiązania dłużne) oraz pozostałe przychody i koszty operacyjne (np. transakcje zabezpieczające nie objęte rachunkowością zabezpieczeń, m.in. kontrakty forward).

Rachunkowość zabezpieczeń

Grupa stosuje rachunkowość zabezpieczeń w celu odpowiedniego ujęcia w księgach zabezpieczanego ryzyka zmian cen zakupu gazu oraz kursu walutowego (EUR/PLN i USD/PLN) związanego z przyszłymi zakupami/sprzedażą gazu. Ryzyko zmiany cen gazu wynika z wysoce prawdopodobnych prognozowanych przyszłych transakcji zakupu gazu przez Grupę. W odniesieniu do tych transakcji stosowana jest rachunkowość zabezpieczeń przepływów pieniężnych.

Instrumentami zabezpieczającymi są instrumenty pochodne.

Zyski i straty wynikające ze zmiany wartości godziwej instrumentu zabezpieczającego przepływy pieniężne ujmowane są w odrębnej pozycji kapitałów własnych (Kapitał z tytułu stosowania rachunkowości zabezpieczeń), w takiej części, w jakiej dany instrument stanowi skuteczne zabezpieczenie związanej z nim pozycji zabezpieczanej. Część nieskuteczną odnosi się w rachunek zysków i strat. Wynik skuteczny zabezpieczenia odnoszony na kapitał przez okres trwania zabezpieczenia, w momencie realizacji jest przenoszony z kapitału do początkowego kosztu wartości zapasów lub wpływa na wynik ze sprzedaży gazu.

Grupa zaprzestaje klasyfikowania instrumentów jako zabezpieczające, jeżeli instrument pochodny wygaśnie, zostanie sprzedany, rozwiązany lub zrealizowany albo jeśli zabezpieczenie przestaje spełniać kryteria rachunkowości zabezpieczeń oraz zaprzestano oczekiwać realizacji planowanej transakcji.

Grupa zawiera transakcje dotyczące następujących instrumentów pochodnych:

Instrumenty pochodne objęte rachunkowością zabezpieczeń

Opis oraz cel wykorzystania instrumentu przez Grupę

Kontrakty forward walutowe /kontrakty forward rozliczane do średniej /swap walutowy	Forward to transakcja na sprzedaż bądź zakup waluty za z góry określoną cenę wykonania z datą realizacji większą niż dwa dni robocze od daty, w której ustalane są warunki transakcji forward. Grupa korzysta z kontraktów walutowych forward w celu zabezpieczenia przed wahaniami kursów walutowych w USD i EUR w kontraktach na przyszłe zakupy/sprzedaż towaru. Kontrakt forward rozliczany do średniej (swap walutowy) ma rozliczenie nierzeczywiste wynikające z różnicy pomiędzy ceną wykonania a uśrednioną ceną z danego miesiąca.
Swap towarowy	Instrument dotyczący transakcji, w której strony zobowiązują się do wymiany płatności w ustalonym dniu. Płatności te naliczane są w oparciu o ustalone ilości określonego towaru i jego cenę. W ramach transakcji jedna ze stron zobowiązuje się płacić stałą cenę, natomiast druga cenę zmienną. Nie dochodzi jednakże do fizycznej wymiany towarów będących przedmiotem transakcji. Spółki z Grupy wykorzystują instrument jako zabezpieczenie przed zmiennością ceny zakupu/sprzedaży gazu.

Instrumenty pochodne nieobjęte rachunkowością zabezpieczeń

Opis oraz cel wykorzystania instrumentu przez Grupę

CCIRS	Cross Currency Interest Rate Swap - to instrument, w którym dla danej umówionej kwoty bazowej następuje zamiana przepływów dotyczących stopy procentowej i waluty po stałym ustalonym kursie wymiany. Instrumenty te zamieniają zmienne oprocentowanie wyrażone w NOK na zmienne oprocentowanie wyrażone w PLN.
-------	---

Kontrakty forward walutowe /kontrakty forward rozliczane do średniej /swap walutowy	Opis oraz cel instrumentu został podany w poprzedniej tabeli.
---	---

Kontrakty futures na energię elektryczną ¹ , gaz, uprawnienia do emisji CO ₂ , ropę naftową	Futures to wystandaryzowana transakcja, umożliwiająca sprzedaż bądź zakup towaru na rynku regulowanym za cenę wykonania określoną z góry, z datą realizacji większą niż dwa dni robocze od daty, w której ustalane są warunki transakcji futures. Spółki z Grupy wykorzystują instrument w celu ekonomicznego zabezpieczenia przed zmianami cen przyszłych zakupów/sprzedaży poszczególnych aktywów.
---	--

Kontrakty forward na energię elektryczną, gaz ² oraz uprawnienia do emisji CO ₂	Forward to transakcja umożliwiająca sprzedaż bądź zakup towaru za z góry określoną cenę wykonania z datą realizacji większą niż dwa dni robocze od daty, w której ustalane są warunki transakcji forward. Spółki z Grupy wykorzystują instrument w celu ekonomicznego zabezpieczenia przed zmianami cen przyszłych zakupów/sprzedaży poszczególnych aktywów.
---	--

Swap towarowy	Opis oraz cel instrumentu został podany w poprzedniej tabeli.
---------------	---

1. EE- futures Phelix na energię elektryczną zawierany na giełdzie EEX

2. Kontrakty forward na energię elektryczną oraz gaz zawierane na Towarowej Giełdzie Energii S.A.

	Nota	2021		2020	
		Aktywa	Zobowiązania	Aktywa	Zobowiązania
Instrumenty pochodne, dla których stosowana jest rachunkowość zabezpieczeń	Nota 7.2.	1 891	5 669	449	618
Instrumenty pochodne, dla których nie jest stosowana rachunkowość zabezpieczeń	Nota 7.2.	7 077	9 362	1 004	780
Razem		8 968	15 031	1 453	1 398

**Instrumenty pochodne
zabezpieczające w
rachunkowości
zabezpieczeń**

2021

2020

Typ instrumentu pochodnego	Wartość bazowa instrumentu (w mln)	Okres wystąpienia przepływów pieniężnych i ich wpływu na wynik finansowy	Cena lub przedział ceny realizacji instrumentu	Średnia ważona cena wykonania	Zapadalność wartości godziwej		Wartość bazowa instrumentu (w mln)	Okres wystąpienia przepływów pieniężnych i ich wpływu na wynik finansowy	Wartość godziwa
					do 1 roku	powyżej 1 roku			
Pochodne instrumenty zabezpieczające ryzyko walutowe w kontraktach na zakup i sprzedaż gazu									
Forward									
USD	478 USD	do 12 m-cy	3,6600-4,0595	3,7870	149	-	263 USD	do 3 lat	11
USD	140 USD	do 3 lat	4,0675-4,0779	4,0724	(1)	-	340 USD	do 3 lat	(38)
EUR/USD	735 EUR	do 3 lat	1,1671-1,2575	1,2167	9	172	32 EUR	do 3 lat	-
EUR/USD	13 EUR	do 12 m-cy	1,1258	1,1258	(1)	-	229 EUR	do 4 lat	(41)
Swap walutowy									
EUR	45 EUR	do 3 lat	4,6060-4,9385	4,6882	1	1	38 EUR	do 3 lat	-
EUR	718 EUR	do 3 lat	4,4746-4,9069	4,6299	(24)	(66)	528 EUR	do 3 lat	(73)
					133	107			(141)
Pochodne instrumenty zabezpieczające ceny zakupu i sprzedaży gazu									
Swap TTF DA	3 MWh	do 3 lat	22,75-176,00	113,64	763	-	24 MWh	do 3 lat	286
Swap TTF MA	2 MWh	1 - 3 m-cy	60,85-98,10	91,98	105	-	5 MWh	1 - 3 m-cy	11
Swap TTF DA	52 MWh	do 4 lat	12,52-89,20	20,33	(824)	(3 691)	29 MWh	do 4 lat	(446)
Swap TTF MA	6 MWh	do 3 lat	64,30-167,50	104,19	(1 026)	-	-	-	-
Swap BRENT	2 bbl	do 12 m-cy	43,58-43,87	43,67	207	-	4 bbl	do 3 lat	117
HH NYMEX	171 mmBtu	do 3 lat	2,24-3,70	2,67	60	424	31 mmBtu	do 4 lat	24
HH NYMEX	29 mmBtu	do 3 lat	2,86-3,70	3,36	-	(36)	33 mmBtu	do 4 lat	(20)
					(715)	(3 303)			(28)
				Razem	(582)	(3 196)		Razem	(169)
			W tym:	Aktywa	1 294	597	W tym:	Aktywa	449
				Zobowiązania	1 876	3 793		Zobowiązania	618



2021										
Typ instrumentu zabezpieczającego	Wartość nominalna	Wartość bilansowa		Nazwa pozycji w bilansie, która zawiera instrument zabezpieczający	Zmiana wartości godziwej instrumentu zabezpieczającego stosowanego jako podstawa ujęcia nieefektywności zabezpieczenia w danym okresie	Zyski lub straty z tytułu zabezpieczenia dla okresu sprawozdawczego, które zostały ujęte w innych całkowitych dochodach	Kwota nieefektywności zabezpieczenia ujęta w rachunku zysków i strat	Pozycja zestawienia całkowitych dochodów (rachunku zysków i strat), w której ujęto kwotę nieefektywności	Kwota przeklasyfikowana z kapitału z tytułu zabezpieczenia przepływów pieniężnych do wyniku finansowego jako korekta z tytułu przeklasyfikowania	Pozycja w sprawozdaniu z całkowitych dochodów (rachunku zysków i strat), która zawiera korektę z tytułu przeklasyfikowania
		Aktywa	Zobowiązania							
ZABEZPIECZENIA PRZEPŁYWÓW PIENIĘŻNYCH										
RYZIKO WALUTOWE										
Kontrakty forward na kupno waluty (USD/PLN)	2 507	149	2	Pochodne instrumenty finansowe	221	247	-	Przychody / koszty operacyjne	-	nie dotyczy
Kontrakty forward na kupno waluty USD w zamian za EUR (EUR/USD)	3 690	181	1	Pochodne instrumenty finansowe	174	216	-	Przychody / koszty operacyjne	(1)	Przychody ze sprzedaży gazu
Kontrakty forward rozliczane do średniej na sprzedaż waluty (EUR/PLN)	3 507	2	89	Pochodne instrumenty finansowe	(133)	(41)	-	Przychody / koszty operacyjne	36	Przychody ze sprzedaży gazu
RYZIKO CEN TOWARÓW										
Kontrakty basis swap na indeksy cen gazu	445	327	-	Pochodne instrumenty finansowe	(258)	(231)	-	Przychody / koszty operacyjne	584	Przychody ze sprzedaży gazu
Kontrakty swap na indeksy cen gazu	21 497	541	5 541	Pochodne instrumenty finansowe	(5 070)	(5 116)	1	Przychody / koszty operacyjne	78	Przychody ze sprzedaży gazu
Kontrakty swap na indeksy cen HH	3 035	484	36	Pochodne instrumenty finansowe	465	460	2	Przychody / koszty operacyjne	-	nie dotyczy
Kontrakty swap na indeksy cen produktów ropopochodnych	507	207	-	Pochodne instrumenty finansowe	421	304	-	Przychody / koszty operacyjne	-	nie dotyczy
Razem	35 188	1 891	5 669		(4 180)	(4 161)	3		697	

2020		Wartość bilansowa		Nazwa pozycji w bilansie, która zawiera instrument zabezpieczający	Zmiana wartości godziwej instrumentu zabezpieczającego stosowanego jako podstawa ujęcia nieefektywności zabezpieczenia w danym okresie	Zyski lub straty z tytułu zabezpieczenia dla okresu sprawozdawczego, które zostały ujęte w innych całkowitych dochodach	Kwota nieefektywności zabezpieczenia ujęta w rachunku zysków i strat	Pozycja zestawienia całkowitych dochodów (rachunku zysków i strat), w której ujęto kwotę nieefektywności	Kwota przeklasyfikowana z kapitału z tytułu zabezpieczenia przepływów pieniężnych do wyniku finansowego jako korekta z tytułu przeklasyfikowania	Pozycja w sprawozdaniu z całkowitych dochodów (rachunku zysków i strat), która zawiera korektę z tytułu przeklasyfikowania	
Typ instrumentu zabezpieczającego	Wartość nominalna	Aktywa	Zobowiązania								
ZABEZPIECZENIA PRZEPŁYWÓW PIENIĘŻNYCH											
RYZYKO WALUTOWE											
Kontrakty forward na kupno waluty (USD/PLN)	2 267	11	38	Pochodne instrumenty finansowe	75	60	-	Przychody / koszty operacyjne	-	nie dotyczy	
Kontrakty forward na kupno waluty USD w zamian za EUR (EUR/USD)	1 183	-	41	Pochodne instrumenty finansowe	(38)	(39)	-	Przychody / koszty operacyjne	2	Przychody ze sprzedaży gazu	
Kontrakty forward rozliczane do średniej na sprzedaż waluty (EUR/PLN)	2 611	-	73	Pochodne instrumenty finansowe	(41)	(172)	-	Przychody / koszty operacyjne	(51)	Przychody ze sprzedaży gazu	
RYZYKO CEN TOWARÓW											
Kontrakty basis swap na indeksy cen gazu	403	11	37	Pochodne instrumenty finansowe	(100)	(99)	-	Przychody / koszty operacyjne	38	Przychody ze sprzedaży gazu	
Kontrakty swap na indeksy cen gazu	4 274	286	409	Pochodne instrumenty finansowe	889	(48)	32	Przychody / koszty operacyjne	(1 051)	Przychody ze sprzedaży gazu	
Kontrakty swap na indeksy cen HH	610	24	20	Pochodne instrumenty finansowe	(19)	(7)	-	Przychody / koszty operacyjne	-	nie dotyczy	
Kontrakty swap na indeksy cen produktów ropopochodnych	699	117	-	Pochodne instrumenty finansowe	151	151	-	Przychody / koszty operacyjne	-	nie dotyczy	
Razem	12 047	449	618		917	(154)	32		(1 062)		

Wpływ zabezpieczenia przepływów pieniężnych przedstawia poniższa tabela.

Pozycje zabezpieczane	2021			2020		
	Zmiana wartości pozycji zabezpieczanej stosowanej jako podstawa ujęcia nieefektywności zabezpieczenia w danym okresie	Saldo kapitału z tytułu zabezpieczenia przepływów pieniężnych dla kontynuowanych zabezpieczeń	Saldo pozostające w kapitale z tytułu zabezpieczenia przepływów pieniężnych z tytułu wszelkich powiązań zabezpieczających, dla których nie stosuje się już rachunkowości zabezpieczeń	Zmiana wartości pozycji zabezpieczanej stosowanej jako podstawa ujęcia nieefektywności zabezpieczenia w danym okresie	Saldo kapitału z tytułu zabezpieczenia przepływów pieniężnych dla kontynuowanych zabezpieczeń	Saldo pozostające w kapitale z tytułu zabezpieczenia przepływów pieniężnych z tytułu wszelkich powiązań zabezpieczających, dla których nie stosuje się już rachunkowości zabezpieczeń
RYZIKO WALUTOWE						
Zabezpieczenie gazu (USD)	(221)	147	-	(75)	(26)	-
Zabezpieczenie gazu (EUR/USD)	(174)	180	-	38	(41)	-
Zabezpieczenie gazu (EUR)	133	(75)	(22)	41	(69)	(24)
RYZIKO CEN TOWARÓW						
Kontrakty na gaz indeksowane do europejskich indeksów cen gazu (dziennych lub miesięcznych)	5 330	(4 644)	(1 916)	(807)	(176)	195
Kontrakty na gaz indeksowane do miesięcznych indeksów cen Henry Hub	(462)	448	(1)	24	3	-
Kontrakty na gaz indeksowane do miesięcznych indeksów cen produktów ropopochodnych	(421)	207	-	(151)	117	-
Razem	4 185	(3 737)	(1 939)	(930)	(192)	171

Zmiany stanu kapitału z tytułu zabezpieczenia przepływów pieniężnych przedstawia poniższa tabela.

	2021	2020
Stan na początek okresu	(21)	910
RYZIKO WALUTOWE		
Zyski lub straty wynikające z zabezpieczenia, ujęte w pozostałych całkowitych dochodach w ciągu okresu sprawozdawczego	422	(152)
Kwota przeklasyfikowana z kapitału z tytułu zabezpieczenia przepływów pieniężnych do rachunku zysków i strat jako korekta z tytułu przeklasyfikowania	34	(49)
Kwota przeniesiona z kapitału z tytułu zabezpieczenia przepływów pieniężnych i ujęta jako korekta wartości bilansowej zapasów	(66)	(107)
RYZIKO CEN TOWARÓW		
Zyski lub straty wynikające z zabezpieczenia, ujęte w pozostałych całkowitych dochodach w ciągu okresu sprawozdawczego	(4 584)	(4)
Kwota przeklasyfikowana z kapitału z tytułu zabezpieczenia przepływów pieniężnych do rachunku zysków i strat jako korekta z tytułu przeklasyfikowania	662	(1 012)
Kwota przeniesiona z kapitału z tytułu zabezpieczenia przepływów pieniężnych i ujęta jako korekta wartości bilansowej zapasów	(2 123)	393
Stan na koniec okresu	(5 676)	(21)



Instrumenty pochodne nieobjęte rachunkowością zabezpieczeń

2021

2020

Typ instrumentu pochodnego	Wartość bazowa instrumentu (w mln)	Zapadalność wartości godziwej		Wartość bazowa instrumentu (w mln)	Wartość godziwa
		do 1 roku	powyżej 1 roku		
Pochodne instrumenty dotyczące ryzyka stopy procentowej oraz ryzyka kursowego					
CCIRS					
NOK	3 818 NOK	-	(141)	3 818 NOK	(45)
Forward					
EUR	206 EUR	15	-	77 EUR	10
EUR	142 EUR	(4)	-	2 EUR	-
EUR/USD	204	3	-	-	-
EUR/USD	15	(1)	(3)	-	-
USD	-	-	-	16 USD	5
Swap walutowy					
EUR	503 EUR	35	-	558 EUR	78
EUR	338 EUR	(36)	-	534 EUR	(78)
		12	(144)		(30)
Pochodne instrumenty ekonomicznie zabezpieczające ceny zakupu energii elektrycznej					
Forward					
Energia Elektryczna TGE	1 MWh	442	-	2 MWh	44
Energia Elektryczna TGE	6 MWh	(308)	(2)	15 MWh	5
Energia Elektryczna OTC	0,15 MWh	79	13	1 MWh	14
Energia Elektryczna OTC	0,42 MWh	(256)	(31)	1 MWh	(23)
Futures					
Energia Elektryczna EEX AG	0,38 MWh	230	32	1 MWh	26
Energia Elektryczna EEX AG	0,11 MWh	(55)	(12)	1 MWh	(17)
		132	-		49
Pochodne instrumenty zabezpieczające ceny zakupu i sprzedaży gazu					
Forward					
Gaz	-	-	-	0,04 MWh	(1)
Gaz OTC	78 MWh	1 652	482	20 MWh	204
Gaz OTC	16 MWh	(2 179)	(599)	19 MWh	(239)
Futures					
Gaz TGE	2 MWh	352	68	3 MWh	50
Gaz TGE	-	(15)	-	-	-
Gaz ICE ENDEX B.V.	1 MWh	157	15	3 MWh	59
Gaz ICE ENDEX B.V.	-	(40)	(5)	3 MWh	(61)
Gaz POWERNEXT SA	2 MWh	317	84	1 MWh	12
Gaz POWERNEXT SA	2 MWh	(238)	(45)	2 MWh	(19)
Swap					
HH NYMEX	3 mmBtu	7	1	-	-
HH NYMEX	6 mmBtu	(5)	(7)	-	-
GASPOOL DA	-	-	-	1 MWh	17
GASPOOL DA	-	-	-	1 MWh	(5)
BRENT	0,29 bbl	(31)	-	0,31 bbl	(2)
Swap TTF DA	14 MWh	2 463	90	28 MWh	431
Swap TTF DA	28 MWh	(4 991)	(230)	19 MWh	(248)
Swap TTF MA	4 MWh	436	-	-	-
Swap TTF MA	1 MWh	(34)	-	3 MWh	(4)
		(2 149)	(146)		194
Pochodne instrumenty zabezpieczające ceny ropy naftowej					
Futures					
Ropa naftowa ICE Futures Europe	0,01 bbl	1	-	-	-
Ropa naftowa ICE Futures Europe	0,01 bbl	(1)	-	-	-
		-	-		-
Pochodne instrumenty zabezpieczające ceny zakupu praw do emisji CO2					
Forward	1 t	(93)	-	1 t	(43)
Futures	1 t	87	-	2 t	38
		(6)	-		(5)

Pochodne instrumenty zabezpieczające ceny zakupu akcji

Opcje	7 mln szt akcji	1	15	7 mln szt akcji	16
	Razem	(2 010)	(275)	Razem	224
	W tym:			W tym:	
	Aktywa	6 278	799	Aktywa	1 004
	Zobowiązania	8 288	1 074	Zobowiązania	780

Wycena aktywów oraz zobowiązań z tytułu pochodnych instrumentów finansowych klasyfikowana jest do poziomu 1 i 2 w hierarchii wartości godziwej. W 1 poziomie hierarchii wartości godziwej do wyceny wykorzystywane są notowania rynkowe cen instrumentów natomiast w 2 poziomie wycena przy zastosowaniu obserwowalnych danych wejściowych innych niż ceny notowane.

Instrument	Metoda wyceny	Główne dane w modelu wyceny
Opcje na akcje	Model Blacka-Scholsa-Merthona.	Dane rynkowe dotyczące: stóp procentowych, kursów walutowych, basis spread'ów cen towarów i i krzywych terminowych oraz zmienności towarowej (volatility)
Kontrakty forward, swapy walutowe, swapy towarowe oraz transakcje CCIRS i IRS	Metoda dyskontowa	

7.3 Zasady zarządzania ryzykiem finansowym

Grupa prowadząc swoją działalność gospodarczą narażona jest w szczególności na następujące rodzaje ryzyka finansowego:

- Ryzyko kredytowe (nota 7.3.1.)
- Ryzyko rynkowe, w tym:
 - Ryzyko cen towarów (nota 7.3.2.1.)
 - Ryzyko walutowe (nota 7.3.2.2.)
 - Ryzyko stopy procentowej (nota 7.3.2.3.)
- Ryzyko płynności (nota 7.3.3.)

W celu efektywnego zarządzania ryzykiem finansowym, w Jednostce Dominującej realizowana jest Polityka zarządzania ryzykiem finansowym w PGNiG S.A. (Polityka), określająca podział kompetencji i zadań pomiędzy poszczególne jednostki organizacyjne Spółki w procesie zarządzania i kontroli ryzyka finansowego. Za przestrzeganie Polityki oraz jej okresową aktualizację odpowiada Komitet Ryzyka Finansowego, który przedstawia propozycje zasad oraz na bieżąco ocenia, czy Polityka dotycząca ryzyka jest realizowana, jak również wprowadza niezbędne jej modyfikacje.

7.3.1 Ryzyko kredytowe

Przez **ryzyko kredytowe** Grupa rozumie w szczególności możliwość nieterminowego lub całkowitego braku wywiązania się kontrahentów spółek Grupy z zobowiązań umownych, bądź możliwość nieodzyskania środków pieniężnych ulokowanych w bankach.

Grupa Kapitałowa PGNiG posiada ekspozycję na ryzyko kredytowe głównie z tytułu niżej zaprezentowanych pozycji.

Maksymalna ekspozycja na ryzyko, odpowiadająca wartości bilansowej pozycji	2021	2020
Środki pieniężne i ich ekwiwalenty	11 410	7 098
Należności z tyt. dostaw i usług	11 437	4 449
Aktywa z tytułu pochodnych instrumentów finansowych	8 968	1 453
Razem	31 815	13 000

Grupa stosuje zasadę zawierania transakcji dotyczących instrumentów finansowych z wieloma podmiotami, charakteryzującymi się wysoką zdolnością kredytową. Przy wyborze partnerów finansowych Grupa kieruje się przede wszystkim ich standingiem finansowym, zweryfikowanym przez agencje ratingowe, a także udziałem w rynku oraz posiadaną reputacją.

Ekspozycja na ryzyko kredytowe poszczególnych pozycji wskazanych powyżej wynika z wartości bilansowej tych pozycji.

7.3.1.1 Ryzyko kredytowe związane ze środkami pieniężnymi i ich ekwiwalentami

Grupa dąży do minimalizacji ekspozycji kredytowej, w szczególności poprzez dywersyfikację podmiotów (głównie banków), z którymi zawierane są transakcje lokacyjne.

Na dzień bilansowy nie występuje koncentracja ryzyka kredytowego. Udział procentowy trzech banków, w których ulokowano najwięcej środków pieniężnych na koniec 2021 roku wynosi: 28%, 18% oraz 14% całego salda środków pieniężnych (w 2020 roku udział procentowy trzech banków kształtował się na poziomie: 46%, 19% oraz 13%).

Ponadto Jednostka Dominująca podpisała ze wszystkimi bankami, w których lokuje środki finansowe, Umowy Ramowe szczegółowo regulujące warunki zawierania i rozliczania wszelkich transakcji finansowych.

Grupa ocenia ryzyko kredytowe w opisywanym obszarze poprzez ciągłą weryfikację kondycji finansowej banków, odzwierciedlającej się w zmianach ratingu finansowego przyznawanego przez zewnętrzne agencje ratingowe.

Grupa lokuje swoje środki w zdywersyfikowany portfel lokat w bankach o uznanej renomie, zgodnie z poniższą strukturą, uwzględniającą również zawarte z daną instytucją finansową transakcje dotyczące instrumentów pochodnych (w pozycji aktywa).

	Rating wg agencji	2021		2020	
		Środki pieniężne i ich ekwiwalenty	Instrumenty pochodne (aktywa)	Środki pieniężne i ich ekwiwalenty	Instrumenty pochodne (aktywa)
Bank\Instytucja Finansowa	A-	4 546	1 651	1 385	192
Bank\Instytucja Finansowa	A3	2 006	877	-	-
Bank\Instytucja Finansowa	AA-	1 546	135	72	-
Bank\Instytucja Finansowa	A	1 537	1 126	3 235	287
Bank\Instytucja Finansowa	BBB+	788	99	1 997	22
Bank\Instytucja Finansowa	A2 (Rating wg agencji Moodys)	287	977	124	263
Bank\Instytucja Finansowa	BB-	144	-	27	-
Bank\Instytucja Finansowa	BBB-	3	8	1	-
Bank\Instytucja Finansowa	A+	-	3	-	226
Bank\Instytucja Finansowa	AA	-	50	-	-
Bank\Instytucja Finansowa	BBB	-	15	-	-
Giełdy	-	-	1 325	-	185
Rynek OTC	-	-	2 686	-	262
Bank\Instytucja Finansowa, pozostałe	-	553	16	257	16
Razem		11 410	8 968	7 098	1 453

7.3.1.2 Ryzyko kredytowe związane z należnościami

Ryzyko kredytowe w odniesieniu do należności z tytułu dostaw i usług rozumiane jest jako ryzyko rozliczeniowe, mogące narazić Grupę na poniesienie straty lub niekorzystną zmianę sytuacji finansowej w wyniku niewykonania zobowiązania przez kontrahenta, w tym ryzyko koncentracji związane z nadmierną ekspozycją wobec jednego podmiotu.

Część transakcji dotyczących sprzedaży gazu zawieranych jest na Towarowej Giełdzie Energii (TGE). Transakcje zawierane na TGE nie powodują powstania ekspozycji na ryzyko kredytowe, ponieważ system gwarantowania rozliczeń za pośrednictwem Izby Rozliczeniowej Giełdy Towarowych (IRGiT) zapewnia bezpieczeństwo rozliczeń każdemu Członkowi Izby w razie niewypłacalności poszczególnych uczestników rynku. Salda z tytułu rozliczenia transakcji zawieranych za pośrednictwem TGE na dzień bilansowy nie są istotne.

W celu zminimalizowania ryzyka niespłacalności wierzytelności z tytułu sprzedaży poza TGE wprowadzane są jednolite zasady zawierania umów kompleksowych sprzedaży, obejmujące odpowiednie zapisy, mające na celu zabezpieczenie należności handlowych.

W 2019 roku Jednostka Dominująca wprowadziła w Grupie jednolity model zarządzania ryzykiem kredytowym w odniesieniu do swoich kontrahentów, mający na celu zagwarantowanie odpowiednich standardów w zakresie oceny wiarygodności kredytowej partnerów handlowych, stosowania zabezpieczeń umownych oraz zagwarantowanie bezpieczeństwa procesu w całej Grupie.

Wdrożone jednolite zasady zarządzania ryzykiem kredytowym w Grupie Kapitałowej, mają na celu uregulowanie procesu przyznawania limitów kredytowych kontrahentom (w tym kontrahentom wspólnym) oraz odpowiednie zabezpieczenie ściągłości należności handlowych. Dodatkowo, cały proces został objęty wewnętrznym systemem raportowania ekspozycji na ryzyko kredytowe oraz poziomu należności przeterminowanych. Grupa ogranicza ekspozycję na ryzyko kredytowe związane z należnościami handlowymi poprzez regularne dokonywanie oceny wiarygodności kredytowej swoich kontrahentów, ustalanie limitów kredytowych oraz stosowanie odpowiednich zabezpieczeń wierzytelności.

W przypadku kontrahentów indywidualnych służby windykacyjne na bieżąco monitorują stan należności przeterminowanych. W ramach realizowanego wewnętrznie procesu przedsądowego stosowane są standardowe sekwencje czynności windykacyjnych, m.in.: powiadomienie o istniejących zaległościach, wezwanie do zapłaty, zawiadomienie oraz wstrzymanie dostaw paliwa gazowego na podstawie art. 6b ust 1 pkt. 2) Ustawy Prawo energetyczne. W ostateczności Grupa wypowiada umowy z powodu braku zapłaty. W dalszej kolejności sprawy kierowane są na drogę postępowania sądowego i egzekucyjnego. Wierzytelności nieodzyskane w ramach przewidzianych procedurami działań windykacyjnych kierowane są do sprzedaży.

W Grupie nie występuje koncentracja ryzyka kredytowego. Na dzień 31 grudnia 2021 roku saldo należności z tytułu dostaw i usług od największych trzech odbiorców stanowiło odpowiednio 10%, 8%, 3% salda należności z tytułu dostaw i usług (na dzień 31 grudnia 2020 roku odpowiednio: 6%, 4%, 2%).

7.3.1.3 Ryzyko kredytowe związane z zawartymi transakcjami dotyczącymi pochodnych instrumentów finansowych

Pochodne transakcje finansowe są zawierane z bankami o uznanej renomie i wysokim standingu finansowym. Ponadto ze współpracującymi bankami zawarte są Umowy Ramowe lub umowy ISDA, regulujące szczegółowe zasady współpracy i określające kwoty progowe na maksymalną ekspozycję z tytułu wartości godziwej zawartych instrumentów pochodnych. W związku z powyższym, Grupa nie przewiduje poniesienia istotnych strat z tytułu ryzyka kredytowego, związanego z zawartymi transakcjami zabezpieczającymi.

Ocena jakości kredytowej banków na podstawie ratingów kredytowych została zaprezentowana w tabeli w [necie 7.3.1.1.](#)

Na dzień 31 grudnia 2021 roku udział procentowy trzech banków, z którymi zawarto najwięcej (wartościowo) transakcji dotyczących instrumentów pochodnych, których wycena jest pozytywna, wynosi: 11%, 11% oraz 10% (na dzień 31 grudnia 2020 roku: 18%, 14% oraz 13%).

7.3.2 Ryzyko rynkowe

Przez **ryzyko rynkowe** Grupa rozumie możliwość niekorzystnego wpływu zmiany warunków na rynkach finansowych i towarowych na wartość ekonomiczną lub wynik finansowy Grupy.

Zgodnie z przyjętą polityką, celami procesu zarządzania ryzykiem rynkowym w Grupie są:

- ograniczenie zmienności przepływów pieniężnych związanych z działalnością Grupy do akceptowalnych poziomów w krótkim i średnim horyzoncie czasowym;
- budowanie wartości firmy w długim okresie czasu.

Biorąc pod uwagę potencjalną skalę wpływu na wyniki finansowe, Grupa wyodrębnia następujące czynniki ryzyka rynkowego:

	Ryzyko rynkowe	Podejście do zarządzania ryzykiem
Wpływ na wyniki finansowe	Ceny gazu i produktów ropopochodnych	Ryzyko zarządzane jest poprzez zakup instrumentów pochodnych zabezpieczających ceny gazu.
	Kurs EUR/PLN, USD/PLN oraz NOK/PLN	Ryzyko wynika głównie z zobowiązań z tytułu dostaw i usług. Ryzyko jest zabezpieczane ekonomicznie poprzez zawieranie pochodnych instrumentów zabezpieczających.
	Stopy procentowe	Ryzyko jest zabezpieczane poprzez zawieranie pochodnych instrumentów zabezpieczających.
	Ceny pozostałych towarów	Ryzyko uznane za nieistotne.

7.3.2.1 Ryzyko cen towarów

Przez **ryzyko cen towarów** Grupa rozumie możliwość niekorzystnego wpływu zmiany cen towarów na wynik finansowy Grupy.

Ryzyko cen towarów w Grupie związane jest głównie z kontraktami na zakup paliwa gazowego oraz kontraktami sprzedaży paliwa gazowego, wynikającymi z codziennego ofertowania i sprzedaży na TGE. Czynnikiem ryzyka jest zmienność cen gazu i produktów ropopochodnych na światowych giełdach paliwowych. W niektórych kontraktach formuła wyliczenia ceny zakupu paliwa gazowego ogranicza zmienność poprzez zastosowanie średnioważonych cen z poprzednich miesięcy.

Ryzyko cen towarów jest także związane z obrotem energią elektryczną, prawami majątkowymi wynikającymi ze świadectw pochodzenia energii oraz uprawnieniami do emisji dwutlenku węgla. Handel energią elektryczną odbywa się na giełdowych rynkach regulowanych w Polsce i za granicą. Grupa zawiera także transakcje poza rynkiem regulowanym w oparciu o umowy ramowe. Zarządzanie ekspozycją na ryzyko cen towarów odbywa się poprzez wdrożenie mechanizmów identyfikacji, kalkulacji i monitorowania wysokości ekspozycji, wycenę otwartej pozycji, pomiar wartości narażonej na ryzyko oraz wdrożenie systemu limitów na ryzyko rynkowe.

Grupa stosuje rachunkowość zabezpieczeń przepływów pieniężnych w odniesieniu do przyszłych, wysoce prawdopodobnych przepływów pieniężnych wynikających z zakupu/sprzedaży gazu i produktów ropopochodnych. W odniesieniu do prognozowanych zakupów i sprzedaży po cenach wynikających z przyszłych indeksów TGE, Grupa zabezpiecza niejawni komponent ryzyka stanowiący wielkość indeksu TTF DA.

Na podstawie przeprowadzonych analiz historycznych za okres 3 ostatnich lat, Grupa oceniła, że historycznie zmiana indeksu TTF odpowiadała średnio za około 120% zmienności ceny zakupu/sprzedaży gazu po cenie bieżącej na TGE. Grupa sprawdziła też, że występuje ujemne skorelowanie indeksu TTF i kursu walutowego.

Szczegóły dotyczące rachunkowości zabezpieczeń przedstawiono w [nocie 7.2](#).

W odniesieniu do cen energii elektrycznej, praw do emisji CO₂ i świadectw pochodzenia Grupa stosuje instrumenty pochodne stanowiące ekonomiczne zabezpieczenie, lecz nie stosuje rachunkowości zabezpieczeń. Dalsze informacje na temat instrumentów pochodnych nie objętych rachunkowością zabezpieczeń przedstawiono w [nocie 7.2](#).

W poniższych tabelach została zaprezentowana analiza wrażliwości dla istotnych towarowych transakcji na surowcach energetycznych (tj. TTF) na zmiany cen dla 2021 i 2020 roku.

2021	Wartość bilansowa	TTF,EE - zmiana ceny o:			
		+80%		-80%	
		Zysk/(strata)	Inne całkowite dochody	Zysk/(strata)	Inne całkowite dochody
Aktywa z tytułu pochodnych instrumentów finansowych dla towarowych transakcji na surowcach energetycznych	8 567	11 775	2 273	2 084	4 807
Zobowiązania z tytułu pochodnych instrumentów finansowych dla towarowych transakcji na surowcach energetycznych	14 754	(7 594)	(315)	(11 764)	(1 870)
Wpływ zmian cen TTF, EE*		4 181	1 958	(9 680)	2 937

*TTF, EE - objaśnienia skrótów podano w [nocie 7.2](#).

2020	Wartość bilansowa	TTF,EE - zmiana ceny o:			
		+45%		-45%	
		Zysk/(strata)	Inne całkowite dochody	Zysk/(strata)	Inne całkowite dochody
Aktywa z tytułu pochodnych instrumentów finansowych dla towarowych transakcji na surowcach energetycznych	1 333	380	509	442	870
Zobowiązania z tytułu pochodnych instrumentów finansowych dla towarowych transakcji na surowcach energetycznych	1 123	(447)	(1 021)	(365)	(418)
Wpływ zmian cen TTF, EE*		(67)	(512)	77	452

*TTF, EE - objaśnienia skrótów podano w [nocie 7.2](#).

7.3.2.2 Ryzyko walutowe

Przez **ryzyko walutowe** Grupa rozumie możliwość niekorzystnego wpływu zmiany kursów walutowych na wynik finansowy Grupy.

W ramach realizacji strategii zarządzania ryzykiem polegającej w szczególności na zarządzaniu ryzykiem otwartej pozycji netto w kontraktach dotyczących zakupu i sprzedaży gazu oraz produktów ropopochodnych, Grupa zabezpiecza ryzyko walutowe wynikające z obrotu gazem i produktami ropopochodnymi w kontraktach rozliczanych w walucie obcej poprzez zawieranie transakcji na odpowiednich walutowych instrumentach pochodnych.

Grupa narażona jest głównie na ryzyko zmiany kursów EUR/PLN, USD/PLN oraz NOK/PLN. Ryzyko walutowe występuje przede wszystkim w Jednostce Dominującej. Kluczowe źródła ekspozycji na ryzyko walutowe to:

- Zobowiązania z tytułu dostaw i usług (głównie zobowiązania za dostawy zakupionego przez Grupę gazu ([nota 6.2.3.](#)),
- Instrumenty pochodne typu CCIRS ([nota 7.2.](#)),
- Środki pieniężne i ich ekwiwalenty ([nota 5.4.](#)).

Głównym celem działań Grupy w zakresie zabezpieczania ryzyka walutowego jest ograniczenie zmienności przychodów netto związanych z obrotem gazem i produktami ropopochodnymi (zakupy, sprzedaż), wynikających z płatności dokonywanych w EUR lub USD oraz z płatności dokonywanych w PLN, ale wynikających z ekonomicznej indeksacji cen towarów do EUR.

Jednostka dominująca stosuje rachunkowość zabezpieczeń przepływów pieniężnych w odniesieniu do przyszłych, wysoce prawdopodobnych walutowych kosztów zakupu gazu i produktów ropopochodnych w kontraktach rozliczanych w EUR lub USD oraz ekonomicznie indeksowanych do EUR. Grupa wyznacza jako pozycję zabezpieczaną komponent ryzyka stanowiący kurs EUR/PLN w tych kontraktach zakupu i/lub sprzedaży gazu, dla których cena nie jest ustalona w żadnej z walut, ale powoduje powstanie ekspozycji m.in. na kurs EUR/PLN. Szczegóły dotyczące zawartych transakcji zabezpieczających przedstawiono w [nocie 7.2.](#)

Na podstawie przeprowadzonych analiz Grupa potwierdziła, że zmiany kursu walutowego mają istotny wpływ na kształtowanie się cen gazu na polskim rynku TGE. W związku z powszechną wiedzą, że ceny gazu w Polsce są silnie powiązane z cenami gazu w Niemczech oraz na podstawie przeprowadzonych analiz, pomimo że komponent walutowy nie jest wprost określony w cenie gazu na rynku polskim, Grupa uznaje taki komponent za możliwy do wyodrębnienia i wiarygodnej wyceny.

W oparciu o analizy historyczne za okres 3 ostatnich lat, Grupa oceniła, że historycznie zmiana kursu walutowego odpowiadała średnio za około 8% zmienności ceny zakupu/sprzedaży gazu po cenie bieżącej (tj. innych, niż wynikających z kontraktów kupna/sprzedaży gazu po cenie ustalonej w momencie zawarcia kontraktu / zmiany warunków).

W odniesieniu do ryzyka walutowego wynikającego ze zobowiązań handlowych z tytułu płatności/należności w obcych walutach (głównie USD i EUR), w 2021 roku Grupa stosowała zabezpieczenie poprzez wykorzystanie instrumentów pochodnych typu forward oraz forward rozliczany do średniej/swap walutowy. Szczegółowe informacje na temat zawartych instrumentów pochodnych (tj. instrumentów pochodnych w rachunkowości zabezpieczeń oraz stanowiących zabezpieczenie ekonomiczne poza rachunkowością zabezpieczeń) przedstawione zostały w [nocie 7.2.](#)

Poniższa tabela prezentuje ekspozycję Grupy na ryzyko walutowe wynikające z istotnych pozycji wyrażonych w walutach obcych oraz analizę wrażliwości Grupy na ryzyko zmiany kursu walut obcych, która w ocenie Grupy byłaby rozsądnie możliwa na dzień bilansowy (stan na 31 grudnia 2021 roku).

2021	Nota	Wartość bilansowa	Wartość narażona na ryzyko walutowe	EUR/PLN				USD/PLN				NOK/PLN			
				zmiana kursu +10%		zmiana kursu -10%		zmiana kursu +10%		zmiana kursu -10%		zmiana kursu +10%		zmiana kursu -10%	
				Zysk/ (strata)	Inne całkowite dochody	Zysk/ (strata)	Inne całkowite dochody	Zysk/ (strata)	Inne całkowite dochody	Zysk/ (strata)	Inne całkowite dochody	Zysk/ (strata)	Inne całkowite dochody	Zysk/ (strata)	Inne całkowite dochody
Aktywa finansowe															
Należności z tytułu dostaw i usług	Nota 6.2.2.	11 437	6 726	334	-	(334)	-	149	-	(149)	-	7	-	(7)	-
Pochodne instrumenty finansowe (aktywa)	Nota 7.2.	8 968	385	124	-	-	266	-	203	-	-	-	-	146	-
Środki pieniężne i ich ekwiwalenty	Nota 5.4.	11 410	3 766	103	-	(103)	-	135	-	(135)	-	24	-	(24)	-
Zobowiązania finansowe															
Zobowiązanie z tytułu zadłużenia	Nota 5.2.	14 638	2 054	(91)	-	91	-	(74)	-	74	-	-	-	-	-
Zobowiązania z tytułu dostaw i usług	Nota 6.2.3.	4 575	4 479	(188)	-	188	-	(156)	-	156	-	(17)	-	17	-
Pochodne instrumenty finansowe (zobowiązania)	Nota 7.2.	15 031	277	-	(266)	(124)	-	-	-	-	(203)	(146)	-	-	-
Wpływ zmian kursów				282	(266)	(282)	266	54	203	(54)	(203)	(132)	-	132	-

2020	Nota	Wartość bilansowa	Wartość narażona na ryzyko walutowe	EUR/PLN				USD/PLN				NOK/PLN			
				zmiana kursu +10%		zmiana kursu -10%		zmiana kursu +10%		zmiana kursu -10%		zmiana kursu +10%		zmiana kursu -10%	
				Zysk/ (strata)	Inne całkowite dochody	Zysk/ (strata)	Inne całkowite dochody	Zysk/ (strata)	Inne całkowite dochody	Zysk/ (strata)	Inne całkowite dochody	Zysk/ (strata)	Inne całkowite dochody	Zysk/ (strata)	Inne całkowite dochody
Aktywa finansowe															
Należności z tytułu dostaw i usług	Nota 6.2.2.	4 449	990	52	-	(52)	-	18	-	(18)	-	6	-	(6)	-
Pochodne instrumenty finansowe (aktywa)	Nota 7.2.	1 453	59	-	-	14	203	-	183	5	-	-	-	134	-
Środki pieniężne i ich ekwiwalenty	Nota 5.4.	7 098	3 544	25	-	(25)	-	260	-	(260)	-	-	-	-	-
Zobowiązania finansowe															
Zobowiązanie z tytułu zadłużenia	Nota 5.2.	4 184	1 881	(85)	-	85	-	(67)	-	67	-	-	-	-	-
Zobowiązania z tytułu dostaw i usług	Nota 6.2.3.	1 199	681	(28)	-	28	-	(23)	-	23	-	(3)	-	3	-
Pochodne instrumenty finansowe (zobowiązania)	Nota 7.2.	1 398	276	(14)	(203)	-	-	(5)	-	-	(183)	(134)	-	-	-
Wpływ zmian kursów				(50)	(203)	50	203	183	183	(183)	(183)	(131)	-	131	

7.3.2.3 Ryzyko stopy procentowej

Przez **ryzyko stopy procentowej** Grupa rozumie możliwość niekorzystnego wpływu zmiany stóp procentowych na wynik finansowy Grupy.

Głównym źródłem ryzyka stopy procentowej w Grupie są:

- środki pieniężne i ich ekwiwalenty (lokaty bankowe) ([nota 5.4.](#)),
- zobowiązania z tytułu zadłużenia ([nota 5.2.](#)),
- pochodne instrumenty finansowe na stopę procentową - CCIRS, IRS poza rachunkowością zabezpieczeń ([nota 7.2.](#)).

Grupa monitoruje ryzyko rynkowe (walutowe i stopy procentowej) poprzez analizę wrażliwości i miarę wartości narażonej na ryzyko VaR. VaR (value at risk) czyli wartość zagrożona oznacza, że maksymalna strata z tytułu zmiany wartości rynkowej (godziwej) z określonym prawdopodobieństwem (np. 99%) nie będzie większa niż ta wartość w okresie kolejnych n dni roboczych. VaR szacowany jest metodą wariancji – kowariancji.

Pozycje oprocentowane według stopy zmiennej narażają Grupę na ryzyko zmiany przepływów pieniężnych z danej pozycji w wyniku zmiany stóp procentowych, poprzez wpływ na wysokość przychodów lub kosztów odsetkowych ujmowanych w wyniku finansowym. Pozycje oprocentowane według stałej stopy narażają Grupę na ryzyko wartości godziwej danej pozycji, jednakże ze względu na fakt, że pozycje te (z wyjątkiem instrumentów pochodnych) są wyceniane według zamortyzowanego kosztu, zmiana wartości godziwej nie wpływa na wycenę tych pozycji wycenianych wg zamortyzowanego kosztu oraz na wynik finansowy.

Główne pozycje narażone na ryzyko stóp procentowych oraz analizę wrażliwości na ryzyko zmiany stóp procentowych w odniesieniu do pozycji oprocentowanych według stopy zmiennej, która w ocenie Grupy byłaby rozsądnie możliwa na dzień bilansowy przedstawiono w poniższej tabeli.

		2021				2020			
		Wartość bilansowa	Saldo oprocentowane wg stopy zmiennej	Zmiana oprocentowania o +50 pb	Zmiana oprocentowania o - 50 pb	Wartość bilansowa	Saldo oprocentowane wg stopy zmiennej	Zmiana oprocentowania o +20 pb	Zmiana oprocentowania o - 20 pb
Środki pieniężne i ich ekwiwalenty	Nota 5.4.	11 410	3 828	19	(19)	7 098	4 753	10	(10)
Instrumenty pochodne CCIRS poza rachunkowością zabezpieczeń - zobowiązania	Nota 7.2.	141	1 759	-	-	45	1 680	-	-
Zobowiązania z tytułu zadłużenia	Nota 5.2.	14 638	12 430	(62)	62	4 178	2 270	(5)	5
Wpływ po uwzględnieniu rachunkowości zabezpieczeń				(43)	43			5	(5)

7.3.3 Ryzyko płynności

Przez **ryzyko płynności** Grupa rozumie możliwość utraty płynności wpływającej na brak możliwości sfinansowania potrzeb kapitałowych i obrotowych lub możliwość wystąpienia strukturalnej nadpłynności niekorzystnie wpływającej na rentowność prowadzonej przez Grupę działalności.

Głównym zadaniem Grupy w procesie zarządzania ryzykiem płynności jest bieżąca kontrola i planowanie poziomu płynności. Poziom płynności jest kontrolowany poprzez przygotowywanie prognozy przepływów pieniężnych obejmującej okres co najmniej 12 miesięcy i aktualizowanej co miesiąc. Realizacja planowanych przepływów jest cyklicznie weryfikowana i obejmuje m.in. analizę niezrealizowanych przepływów pieniężnych, ich przyczyny i skutki.

Zagrożenia związanego z ryzykiem płynności nie należy wyłącznie utożsamiać z ryzykiem utraty płynności przez Grupę. Równie istotnym zagrożeniem może być strukturalna nadpłynność, która niekorzystnie wpływa na rentowność prowadzonej przez Grupę działalności. Grupa na bieżąco kontroluje i planuje poziom swojej płynności finansowej.

Dla zwiększenia bezpieczeństwa płynności Grupa posiada program emisji obligacji. Szczegóły na temat programu emisji obligacji przedstawiono w [nocie 5.2.](#)

Ponadto, spółki Grupy Kapitałowej posiadają umowy na linie kredytowe, których limity przedstawiono w [nocie 5.2.1.](#)

W Jednostce Dominującej ryzyko płynności jest znacząco ograniczone przez stosowanie Procedury zarządzania płynnością w PGNiG S.A.. Procedura zapewnia prawidłowe zarządzanie płynnością finansową, poprzez:

- realizację płatności,
- prognozowanie przepływów pieniężnych,
- optymalne zarządzanie wolnymi środkami pieniężnymi,

- pozyskanie i restrukturyzację finansowania działalności bieżącej i przedsięwzięć inwestycyjnych,
- zabezpieczenie ryzyka chwilowej utraty płynności wskutek niespodziewanych zakłóceń oraz obsługę zawartych umów kredytowych.

Wycena ryzyka płynności oparta jest o bieżącą i szczegółową kontrolę przepływów pieniężnych, uwzględniającą prawdopodobieństwo terminu realizacji danych przepływów oraz planowaną pozycję gotówkową netto.

Analiza wymagalności zobowiązań finansowych w wartościach umownych niezdyktowanych przedstawiona została w poniższych tabelach.

2021	Umowne terminy wymagalności od końca okresu sprawozdawczego					Razem	Wartość bilansowa
	do 3 m-cy	3-12 m-cy	1-3 lata	3 - 5 lat	powyżej 5 lat		
Zobowiązania z tytułu zadłużenia	10 078	95	1 260	1 371	2 868	15 672	14 637
Kredyty bankowe	10 011	19	956	1 111	48	12 145	12 153
Zobowiązania z tytułu leasingu	67	66	304	180	2 820	3 437	2 394
Pozostałe	-	10	-	80	-	90	90
Zobowiązania z tytułu dostaw	6 433	68	66	11	27	6 605	6 605
Zobowiązania z tytułu instrumentów pochodnych							
CCIRS							
- wpływy	14	1 672	-	-	-	1 686	
- wypływy	(14)	(1 810)	-	-	-	(1 824)	141
Forward							
- wpływy	3 184	4 118	771	11	-	8 084	
- wypływy	(3 698)	(5 713)	(911)	(14)	-	(10 336)	3 478
Futures							
- wpływy	265	792	189	10	-	1 256	
- wypływy	(95)	(254)	(56)	(7)	-	(412)	411
Swap towarowy							
- wpływy	-	-	-	-	-	-	
- wypływy	(3 004)	(3 907)	(3 937)	(27)	-	(10 875)	10 875
Pozostałe instrumenty pochodne							
- wpływy	-	-	-	-	-	-	
- wypływy	(37)	(24)	(66)	-	-	(127)	126
Zobowiązania finansowe – wpływy	23 292	11 805	5 992	1 250	75	42 414	
Zobowiązania finansowe z uwzględnieniem wpływów z instrumentów pochodnych	19 829	5 223	5 032	1 229	75	31 388	36 273

2020	Umowne terminy wymagalności od końca okresu sprawozdawczego					Razem	Wartość bilansowa
	do 3 m-cy	3-12 m-cy	1-3 lata	3 - 5 lat	powyżej 5 lat		
Zobowiązania z tytułu zadłużenia	77	247	281	1 282	2 335	4 222	4 184
Kredyty bankowe	16	215	83	1 067	614	1 995	1 995
Zobowiązania z tytułu leasingu	61	20	198	127	1 721	2 127	2 089
Pozostałe	-	12	-	88	-	100	100
Zobowiązania z tytułu dostaw	2 252	81	62	11	39	2 445	2 445
Zobowiązania z tytułu instrumentów pochodnych							
CCIRS							
- wpływy	11	34	1 566	-	-	1 611	
- wypływy	(11)	(34)	(1 742)	-	-	(1 787)	45
Forward							
- wpływy	1 637	3 848	1 772	281	-	7 538	
- wypływy	(1 682)	(4 004)	(1 833)	(424)	-	(7 943)	385
Futures							
- wpływy	42	160	28	-	-	230	
- wypływy	(7)	(59)	(7)	-	-	(73)	97
Swap towarowy							
- wpływy	-	-	-	-	-	-	
- wypływy	(390)	(221)	(105)	(8)	-	(724)	725
Pozostałe instrumenty pochodne							
- wpływy	-	-	-	-	-	-	
- wypływy	(59)	(38)	(54)	-	-	(151)	151
Zobowiązania finansowe – wpływy	4 417	4 664	3 886	1 598	653	15 218	
Zobowiązania finansowe z uwzględnieniem wpływów z instrumentów pochodnych	2 727	622	520	1 317	653	5 839	8 032

8. Noty pozostałe

8.1 Aktywa przeznaczone do sprzedaży

Zasady rachunkowości

Grupa klasyfikuje składnik aktywów trwałych (lub grupę aktywów przeznaczonych do zbycia) jako przeznaczony do sprzedaży, jeśli jego wartość bilansowa zostanie odzyskana przede wszystkim w drodze transakcji sprzedaży, a nie poprzez jego dalsze wykorzystanie. Aktywa trwałe przeznaczone do sprzedaży wyceniane są w kwocie niższej spośród dwóch wartości: wartości księgowej netto i wartości godziwej pomniejszonej o koszty związane ze sprzedażą. Jeśli wartość godziwa jest niższa od wartości księgowej netto, różnicę ujmuje się jako odpis aktualizujący w rachunku zysków i strat.

Składnik aktywów (grupa) przeznaczony do sprzedaży	Warunki zbycia i jego oczekiwany termin	Wartość bilansowa	
		2021	2020
Aktywa dotyczące przeznaczonej do sprzedaży spółki zależnej Geovita S.A.	-	74	-
Prawo wieczystego użytkowania gruntów	Przetarg (sprzedaż luty 2021)	-	23
Pozostałe aktywa trwałe przeznaczone do sprzedaży	Przetarg (oczekiwany termin zbycia 2022 rok)	7	8
Razem		81	31

8.2 Pozostałe aktywa

Zasady rachunkowości

Udzielone pożyczki wycenia się początkowo według wartości godziwej, a na każdy dzień bilansowy według zamortyzowanego kosztu z zastosowaniem metody efektywnej stopy procentowej.

Środki pieniężne o długoterminowym ograniczeniu możliwością dysponowania to głównie środki Funduszu Likwidacji Zakładu Górniczego (FLZG), które Jednostka Dominująca gromadzi na wyodrębnionym rachunku bankowym, dokonując wpłat na fundusz począwszy od dnia rozpoczęcia działalności, do rozpoczęcia likwidacji zakładu górniczego. Środki funduszu pochodzącego z odpisów zwiększa się o wpływy pochodzące z oprocentowania aktywów funduszu. Z uwagi na ograniczenia formalno-prawne związane z możliwością wykorzystania tych środków tylko na określony cel realizowany w okresie wieloletnim, środki FLZG prezentowane są w sprawozdaniu z sytuacji finansowej Grupy w części aktywów trwałych jako Pozostałe aktywa. O sumę niewykorzystanych odpisów na FLZG korygowana jest wartość rezerwy na przyszłe koszty likwidacji odwiertów kopalnianych i magazynowych (nota 6.3.2).

Opłata przyłączeniowa jest ewidencjonowana jako rozliczenia międzyokresowe czynne. Wartość poniesionej opłaty rozliczana jest w średnim okresie ekonomicznej użyteczności aktywów, których ta opłata dotyczy.

Udziały i akcje nienotowane na giełdzie dotyczące niekonsolidowanych spółek zależnych oraz niewycenianych metodą praw własności udziałów w jednostkach współzależnych i stowarzyszonych są wyceniane według ceny nabycia (MSR 27.10.a.). Pozostałe udziały i akcje nienotowane na giełdzie wyceniane są według wartości godziwej, chyba, że można stwierdzić, że koszt jest lepszym szacunkiem wartości godziwej.

Kwoty należne od klientów z tytułu kontraktów długoterminowych stanowią nadwyżkę kwot zarachowanych przychodów (ustalonych przy zastosowaniu metody zaawansowania procentowego) nad kwotą zafakturowaną.

Pozostałe aktywa trwałe i obrotowe obejmują głównie koszty rozliczane w czasie.

Należności z tytułu leasingu finansowego ujmowane są w kwocie odpowiadającej sumie minimalnych, należnych Grupie opłat leasingowych zdyskontowanych o stopę procentową leasingu. Różnica pomiędzy wartością księgową majątku oddanego w leasing, a wartością godziwą tego majątku odnoszona jest na przychody przyszłych okresów.

	2021	2020
Pozostałe aktywa trwałe	1 588	1 834
Udzielone pożyczki	422	819
Środki pieniężne o długoterminowym ograniczeniu możliwością dysponowania	176	188
Opłata przyłączeniowa	129	115
Udziały i akcje nienotowane na giełdzie	93	60
Nieruchomości inwestycyjne	165	147
Zaliczki na środki trwałe w budowie pozostałe, niedot.poszukiwania	68	8
Należności finansowe (przekazane kaucje, gwarancje i inne)	61	38
Pozostałe aktywa trwałe	474	459
Pozostałe aktywa obrotowe	336	217
Papiery wartościowe i inne inwestycje dłużne	65	47
Ubezpieczenia majątkowe	46	56
Pozostałe aktywa obrotowe	225	114

Zmiana wartości brutto pożyczek udzielonych w bieżącym okresie

	Pożyczki udzielone		
	12-miesięczna oczekiwana strata	oczekiwana strata w okresie całego życia	Z rozpoznaną utratą wartości
Wartość brutto na dzień 1 stycznia 2020	704	29	55
Splacone aktywa finansowe	(16)	(4)	(2)
Nowo rozpoznane aktywa finansowe	107	16	-
Pozostały wpływ	26	-	3
Wartość brutto na dzień 31 grudnia 2020	821	41	56
Transfery między grupami	(378)	-	378
Splacone aktywa finansowe	(3)	(3)	(3)
Nowo rozpoznane aktywa finansowe	6	28	-
Pozostały wpływ	5	-	52
Wartość brutto na dzień 31 grudnia 2021	451	66	483

Zmiana odpisów z tytułu utraty wartości udzielonych pożyczek w bieżącym okresie

	Pożyczki udzielone		
	12-miesięczna oczekiwana strata	oczekiwana strata w okresie całego życia	Z rozpoznaną utratą wartości
Stan na 1 stycznia 2020	11	-	55
Zwiększenia ujęte w rachunku zysków i strat	7	1	3
Zmniejszenia ujęte w rachunku zysków i strat	(1)	(1)	(2)
Stan na 31 grudnia 2020	17	-	56
Zwiększenia ujęte w rachunku zysków i strat	1	2	416
Zmniejszenia ujęte w rachunku zysków i strat	(1)	-	(3)
Przeniesienia	(9)	-	9
Wpływ zmian kursów walutowych oraz pozostałe	-	-	4
Stan na 31 grudnia 2021	8	2	482

8.3 Aktywa i zobowiązania warunkowe

Tytuł aktywa warunkowego	2021	2020
	Szacunek kwoty	
Przyznane dofinansowanie	144	182
Pozostałe aktywa warunkowe	13	13
Razem	157	195

Wartość aktywów warunkowych w bieżącym okresie wynika głównie z dofinansowania (uzyskanego przez Polską Spółkę Gazownictwa Sp. z o.o.) do projektów związanych z budową gazociągów w celu rozwoju gazyfikacji.

Tytuł zobowiązania warunkowego	2021	2020
	Szacunek kwoty	
Gwarancje i poręczenia	8 276	4 830
Wystawione weksle	558	554
Pozostałe	14	9
Razem	8 848	5 393

Największą pozycją zobowiązań warunkowych na koniec 2021 roku stanowi gwarancja wystawiona przez Jednostkę Dominującą na rzecz państwa norweskiego z tytułu wykonywania przez spółkę PUN prac na norweskim szelfie kontynentalnym, której wartość na koniec 2021 roku wg. kursu NBP z dnia 31 grudnia 2021 roku, ujęta w pozycji Gwarancje i poręczenia, wynosi 2 286 mln PLN (2 896 mln PLN na koniec 2020 roku).

Wzrost wartości zobowiązań warunkowych z tytułu udzielonych poręczeń i gwarancji w bieżącym okresie związany jest przede wszystkim z wystawieniem gwarancji w wysokości 1 592 mln PLN (według kursu NBP z dnia 31 grudnia 2021 roku), będących zabezpieczeniem zawartych umów czarterów statków do przewozu gazu LNG oraz wystawienia nowych gwarancji, będących zabezpieczeniem dostaw gazu, na łączną kwotę 1 842 mln PLN (według kursu NBP z dnia 31 grudnia 2021 roku).



8.4 Informacje o transakcjach z podmiotami powiązanymi

Jednostkami powiązanymi dla Grupy są: między innymi jednostki współzależne od Grupy, jej jednostki stowarzyszone, spółki zależne niekonsolidowane ze względu na nieistotność, spółki z udziałem Skarbu Państwa (zależne, współzależne i stowarzyszone) oraz kluczowy personel zarządzający Grupą (tj. Zarząd i Rada Nadzorcza Jednostki Dominującej i jej jednostek zależnych).

Podmiotem kontrolującym Grupę jest Skarb Państwa.

8.4.1 Transakcje z jednostkami, których udziałowcem/akcjonariuszem jest PGNiG lub jednostka zależna

	2021			2020		
	Wspólne przedsięwzięcia i jednostki stowarzyszone	Pozostałe podmioty powiązane	Razem	Wspólne przedsięwzięcia i jednostki stowarzyszone	Pozostałe podmioty powiązane	Razem
Obroty i przychody/koszty za okres						
Sprzedaż produktów i usług	655	17	672	266	16	282
Przychody z tytułu odsetek od pożyczek	39	23	62	37	4	41
Razem	694	40	734	303	20	323
Zakup usług, towarów i materiałów	(131)	(44)	(175)	(290)	(66)	(356)
Zakup środków trwałych w budowie	(162)	(60)	(222)	(88)	(37)	(125)
Zakup zapasów	(388)	(22)	(410)	(461)	(20)	(481)
Inne transakcje zakupu	-	-	-	-	-	-
Razem	(681)	(126)	(807)	(839)	(123)	(962)
Saldo na koniec okresu						
Należności z tytułu dostaw i usług i pozostałe (netto)	280	7	287	199	3	202
W tym, kwota odpisów z tytułu utraty wartości	(80)	-	(80)	(95)	-	(95)
Udzielone pożyczki (netto)	425	81	506	792	51	843
W tym, kwota odpisów z tytułu utraty wartości	(413)	(80)	(493)	(17)	(56)	(73)
Razem	705	88	793	991	54	1 045
Zobowiązania z tytułu dostaw i usług	159	14	173	106	13	119
Otrzymane pożyczki	-	-	-	-	-	-
Zobowiązania pozostałe	93	1	94	43	-	43
Razem	252	15	267	149	13	162

W 2021 roku Jednostka Dominująca ani spółki od niej zależne podlegające konsolidacji nie zawarły żadnych istotnych transakcji z podmiotami powiązanymi na innych warunkach niż warunki rynkowe.

8.4.2 Transakcje z jednostkami, których udziałowcem/akcjonariuszem jest Skarb Państwa

Główne transakcje prowadzone z jednostkami, których udziałowcem/akcjonariuszem jest Skarb Państwa (posiadający kontrolę, współkontrolę lub znaczący wpływ nad tymi jednostkami) dotyczą bieżącej działalności Grupy, czyli obrotu gazem ziemnym, sprzedaży ropy naftowej oraz energii elektrycznej.

	2021	2020
Przychody	12 524	4 584
Koszty	(2 361)	(1 716)
Należności	3 458	839
Zobowiązania	15	23

Powyższe dane dotyczą transakcji z podmiotami nadzorowanymi przez Prezesa Rady Ministrów oraz wymienionymi w Rozporządzeniu Prezesa Rady Ministrów z dnia 26 stycznia 2021 roku w sprawie wykazu spółek, w których prawa z akcji Skarbu Państwa wykonują inni niż Prezes Rady Ministrów członkowie Rady Ministrów, pełnomocnicy Rządu lub państwowe osoby prawne, w tym jednoosobowe spółki Skarbu Państwa.

8.4.3 Informacje o świadczeniach dla kluczowego personelu Grupy Kapitałowej

	2021			2020		
	Zarząd	Rada Nadzorcza	Razem	Zarząd	Rada Nadzorcza	Razem
Jednostki dominującej*	8,1	0,7	8,8	10,9	0,8	11,7
Krótkoterminowe świadczenia pracownicze	8,0	0,7	8,7	9,2	0,8	10,0
Świadczenia z tytułu rozwiązania stosunku pracy	0,1	-	0,1	1,7	-	1,7
Jednostek zależnych	24,6	3,9	28,5	23,8	3,7	27,5
Krótkoterminowe świadczenia pracownicze	23,5	3,9	27,4	22,4	3,7	26,1
Świadczenia po okresie zatrudnienia	0,4	-	0,4	0,2	-	0,2
Pozostałe świadczenia długoterminowe	0,3	-	0,3	0,3	-	0,3
Świadczenia z tytułu rozwiązania stosunku pracy	0,4	-	0,4	0,9	-	0,9
Razem	32,7	4,6	37,3	34,7	4,5	39,2

*W przypadku, gdzie ma to zastosowanie kwoty podane są w wartościach brutto, tj. z kwotą podatku VAT z tytułu pełnienia funkcji w PGNiG S.A.

Więcej informacji na temat wynagrodzeń kluczowego personelu kierowniczego oraz polityki wynagrodzeń w Jednostce Dominującej zaprezentowano w Sprawozdaniu Zarządu z działalności Grupy Kapitałowej PGNiG i PGNiG S.A. za 2021 rok.

8.4.4 Pożyczki udzielone osobom zarządzającym oraz osobom nadzorującym w spółkach Grupy Kapitałowej

W 2021 roku, a także w 2020 roku osoby zarządzające i nadzorujące jednostki GK PGNiG nie otrzymały pożyczek.



8.5 Wspólne działania

Zasady rachunkowości

W związku z udziałami we **wspólnych działaniach** Grupa jako wspólnik wspólnego działania ujmuje w swoim sprawozdaniu finansowym:

- swoje aktywa, w tym udział w aktywach posiadanych wspólnie,
- swoje zobowiązania, w tym udział w zobowiązaniach zaciągniętych wspólnie,
- przychody ze sprzedaży swojego udziału produkcji w wynikach wspólnego działania,
- swoją część przychodów ze sprzedaży produkcji w ramach wspólnego działania,
- swoje koszty, w tym udział we wspólnie poniesionych kosztach.

W związku z tym, że aktywa, zobowiązania, przychody i koszty związane ze wspólnym działaniem są wykazane w jednostkowym sprawozdaniu finansowym wspólnika, nie dokonuje się korekt oraz nie stosuje się innych procedur konsolidacyjnych w odniesieniu do tych pozycji podczas sporządzania skonsolidowanego sprawozdania finansowego przez wspólnika wspólnego działania.

Rysunek 2: Kraje w których Grupa prowadzi wspólne działania



Wspólne działania prowadzone są przez Grupę głównie na terenie Polski, a także na obszarze Norwegii oraz Pakistanu. W szczególności polegają na poszukiwaniu i wydobywaniu gazu ziemnego oraz ropy naftowej, z wyjątkiem działań prowadzonych w południowo-wschodniej Polsce, mających charakter początkowej fazy poszukiwań niekonwencjonalnych złóż gazu.

Istotne szacunki

Na dzień kończący okres sprawozdawczy Grupa posiadała wspólne działania w rozumieniu MSSF 11 w ramach inwestycji realizowanych w Norwegii na licencjach PL 127C, PL146, PL146B, PL333, PL460, PL941, PL1009, PL1009B, PL1013, PL1013B, PL1055, PL1055B, PL1088 oraz PL1111, na których sprawowała współkontrolę.

Na dzień 31 grudnia 2021 roku Grupa posiadała ponadto udziały w innych licencjach na Norweskim Szelfie Kontynentalnym, które obejmują między innymi złoża Ormen Lange, Skarv, Gina Krog, Morvin, Vilje, Vale, Marul, Alve, Tommeliten Alpha oraz Duva. Biorąc pod uwagę kryteria MSSF 11, działalność Grupy na wymienionych wyżej złożach 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.

Więcej informacji na temat wspólnych działań znajduje się w Sprawozdaniu Zarządu z działalności Grupy Kapitałowej PGNiG i PGNiG S.A. za 2021 rok.

Szczegółowy wykaz wspólnych działań, w które zaangażowana jest Grupa, przedstawiono w tabelach poniżej.

2021

Nazwa wspólnego ustalenia umownego	Kraj prowadzenia wspólnego działania	Udziały we wspólnym działaniu	Charakter wspólnych działań
Wspólne działanie na obszarze koncesyjnym „Sieraków”	Polska	PGNiG S.A. 51%; Orlen Upstream Sp. z o.o. 49%	Poszukiwanie i wydobywanie gazu ziemnego oraz ropy naftowej
Wspólne działanie na obszarze koncesyjnym „Plotki”	Polska	PGNiG S.A. 51%; ORLEN Upstream sp. z o.o. 49%	Poszukiwanie i wydobywanie gazu ziemnego oraz ropy naftowej
Wspólne działanie na obszarze koncesyjnym „Poznań”	Polska	PGNiG S.A. 51%; ORLEN Upstream sp. z o.o. 49%	Poszukiwanie i wydobywanie gazu ziemnego oraz ropy naftowej
Wspólne działanie na obszarze koncesji Kirthar	Pakistan	PGNiG S.A. 70%; Pakistan Petroleum Ltd. 30%	Poszukiwanie i wydobywanie gazu ziemnego oraz ropy naftowej
Wspólne działanie na obszarze koncesyjnym PL460	Norwegia	PGNiG Upstream Norway AS 35%; AkerBP 65%	Poszukiwanie i wydobywanie gazu ziemnego oraz ropy naftowej
Wspólne działanie na obszarze koncesyjnym PL1009/PL1009B	Norwegia	PGNiG Upstream Norway AS 30%; ConocoPhillips 65%	Poszukiwanie i wydobywanie gazu ziemnego oraz ropy naftowej
Wspólne działanie na obszarze koncesyjnym PL146/PL333/PL146B/PL1088	Norwegia	PGNiG Upstream Norway AS 22.2%; Equinor 77.8%	Poszukiwanie i wydobywanie gazu ziemnego oraz ropy naftowej
Wspólne działanie na obszarze koncesyjnym PL127C	Norwegia	PGNiG Upstream Norway AS 11.9175%; Aker BP 88.0825%	Poszukiwanie i wydobywanie gazu ziemnego oraz ropy naftowej
Wspólne działanie na obszarze koncesyjnym PL941	Norwegia	PGNiG Upstream Norway AS 20%; Aker BP 80%	Poszukiwanie i wydobywanie gazu ziemnego oraz ropy naftowej
Wspólne działanie na obszarze koncesyjnym PL1013/1013B	Norwegia	PGNiG Upstream Norway AS 40%; Pertolia NOCO 60%	Poszukiwanie i wydobywanie gazu ziemnego oraz ropy naftowej
Wspólne działanie na obszarze koncesyjnym PL1055/1055B	Norwegia	PGNiG Upstream Norway AS 60%; Norske Shell 40%	Poszukiwanie i wydobywanie gazu ziemnego oraz ropy naftowej
Wspólne działanie na obszarze koncesyjnym PL1111	Norwegia	PGNiG Upstream Norway AS 60%; Lime Petroleum 40%	Poszukiwanie i wydobywanie gazu ziemnego oraz ropy naftowej

2020

Nazwa wspólnego ustalenia umownego	Kraj prowadzenia wspólnego działania	Udziały we wspólnym działaniu	Charakter wspólnych działań
Wspólne działanie na obszarze koncesyjnym „Sieraków”	Polska	PGNiG S.A. 51%; Orlen Upstream Sp. z o.o. 49%	Poszukiwanie i wydobywanie gazu ziemnego oraz ropy naftowej
Wspólne działanie na obszarze koncesyjnym „Plotki”	Polska	PGNiG S.A. 51%; ORLEN Upstream sp. z o.o. 49%	Poszukiwanie i wydobywanie gazu ziemnego oraz ropy naftowej
Wspólne działanie na obszarze koncesyjnym „Poznań”	Polska	PGNiG S.A. 51%; ORLEN Upstream sp. z o.o. 49%	Poszukiwanie i wydobywanie gazu ziemnego oraz ropy naftowej
Wspólne działanie na obszarze koncesyjnym „Bieszczady”	Polska	PGNiG S.A. 51%; ORLEN Upstream sp. z o.o. 49%	Poszukiwanie i wydobywanie gazu ziemnego oraz ropy naftowej
Wspólne działanie na obszarze koncesyjnym w zakresie wydobywania gazu ziemnego ze złoża „Karmin”	Polska	PGNiG S.A. 51%; ORLEN Upstream sp. z o.o. 49%	Wydobywanie gazu ziemnego
Wspólne działanie na obszarze koncesyjnym w zakresie wydobywania gazu ziemnego ze złoża „Miłosław E”	Polska	PGNiG S.A. 51%; ORLEN Upstream sp. z o.o. 49%	Wydobywanie gazu ziemnego
Wspólne działanie na obszarze koncesji Kirthar	Pakistan	PGNiG S.A. 70%; Pakistan Petroleum Ltd. 30%	Poszukiwanie i wydobywanie gazu ziemnego oraz ropy naftowej
Wspólne działanie na obszarze koncesyjnym PL460	Norwegia	PGNiG Upstream Norway AS 35%; AkerBP 65%	Poszukiwanie i wydobywanie gazu ziemnego oraz ropy naftowej
Wspólne działanie na obszarze koncesyjnym PL939	Norwegia	PGNiG Upstream Norway AS 30%; Equinor 70%	Poszukiwanie i wydobywanie gazu ziemnego oraz ropy naftowej
Wspólne działanie na obszarze koncesyjnym PL1009/PL1009B	Norwegia	PGNiG Upstream Norway AS 30%; ConocoPhillips 65%	Poszukiwanie i wydobywanie gazu ziemnego oraz ropy naftowej
Wspólne działanie na obszarze koncesyjnym PL1017	Norwegia	PGNiG Upstream Norway AS 50%; Equinor 50%	Poszukiwanie i wydobywanie gazu ziemnego oraz ropy naftowej
Wspólne działanie na obszarze koncesyjnym PL146/PL333	Norwegia	PGNiG Upstream Norway AS 22.2%; Equinor 77.8%	Poszukiwanie i wydobywanie gazu ziemnego oraz ropy naftowej
Wspólne działanie na obszarze koncesyjnym PL127C	Norwegia	PGNiG Upstream Norway AS 11.9175%; Aker BP 88.0825%	Poszukiwanie i wydobywanie gazu ziemnego oraz ropy naftowej
Wspólne działanie na obszarze koncesyjnym PL941	Norwegia	PGNiG Upstream Norway AS 20%; Aker BP 80%	Poszukiwanie i wydobywanie gazu ziemnego oraz ropy naftowej

8.6 Zmiany w strukturze Grupy w okresie sprawozdawczym

8.6.1 Nabycie przedsiębiorstwa INEOS E&P Norge AS (MSSF 3)

W dniu 25 marca 2021 roku PGNiG Upstream Norway AS (PUN), spółka zależna PGNiG, zawarła warunkową umowę zakupu (Umowa) przedsiębiorstwa INEOS E&P Norge AS (INEOS) od Grupy INEOS. Spółką przejmującą, w rozumieniu zapisów MSSF 3 jest PUN. Umowa obejmowała swym zakresem min: udziały w 22 koncesjach na Norweskim Szelfie Kontynentalnym, terminal gazowy Nyhamna oraz przejęcie pracowników INEOS. Umowna cena nabycia określona w Umowie wynosi 615 mln USD, przy efektywnej dacie transakcji przypadającej na dzień 1 stycznia 2021 roku. Zgodnie z mechanizmem zapisanym w umowie, płatność na rzecz INEOS miała zostać skorygowana o dochody uzyskane przez INEOS w okresie od efektywnej daty transakcji do dnia przejęcia, jak również o saldo pozycji over/undercall i rozrachunków na dzień efektywnej daty transakcji oraz o wartość pieniądza w czasie. Warunki zawieszające Umowy obejmowały między innymi uzyskanie zgód korporacyjnych w ramach Grupy PGNiG oraz uzyskanie zgód administracyjnych w Norwegii.

Szacowana wielkość zasobów węglowodorów wynikająca z posiadanych przez INEOS udziałów w koncesjach wynosi ok. 117 mln baryłek ekwiwalentu ropy naftowej (na dzień 1 stycznia 2021 roku), z czego ponad 94% stanowią zasoby gazu ziemnego. Szacowany średni poziom wydobywania gazu ziemnego przez PGNiG w Norwegii może w wyniku transakcji wzrosnąć o ok. 1,5 mld m³ rocznie w najbliższych 5 latach. Dodatkowo, PUN w ramach transakcji ma przejąć portfel koncesji poszukiwawczych, w ramach którego INEOS pełnił rolę operatora na 6 koncesjach.

Zakup INEOS stanowi realizację Strategii Grupy Kapitałowej PGNiG na lata 2017-2022 z perspektywą do 2026 roku, w zakresie zwiększania bazy udokumentowanych zasobów i poziomu wydobywania węglowodorów. W efekcie nabycia INEOS poziom produkcji gazu przez PUN w Norwegii może osiągnąć szczytowy poziom 4 mld m³ gazu ziemnego rocznie w 2027 roku.

W dniu 24 września 2021 roku spełnione zostały wszystkie warunki zawieszające oraz warunki przejęcia kontroli dotyczące umowy zakupu przez PUN przedsiębiorstwa INEOS. Przekazana zapłata, w wysokości 1 309 mln PLN (po przeliczeniu według kursów wymiany walut na dzień 31 grudnia 2021 roku), została zapłacona w dniu 30 września 2021 roku, który to dzień jest dniem przejęcia dla tej transakcji w rozumieniu zapisów MSSF 3. Zgodnie z Umową, ostateczne rozliczenie transakcji nastąpi w ciągu 60 dni od dnia przejęcia. Ostateczne rozliczenie księgowe połączenia, zgodnie z MSSF 3 nastąpi w ciągu 12 miesięcy od dnia przejęcia.

Poniesione przez Grupę koszty związane z transakcją wynoszą 11,3 mln PLN i zostały ujęte w pozycji Pozostałe przychody i koszty operacyjne w skonsolidowanym rachunku zysków i strat Grupy za rok 2021.

Poniżej przedstawiono wartości godziwe zidentyfikowanych aktywów i zobowiązań oraz kalkulację wartości firmy zidentyfikowanej dla przedmiotowego przejęcia.

A. Przekazana zapłata

Środki pieniężne	1 309
Razem przekazana zapłata	1 309
Razem przekazana zapłata wykazana w sprawozdaniu z przepływów pieniężnych	1 309

B. Możliwe do zidentyfikowania nabyte aktywa i przejęte zobowiązania

Rzeczowe aktywa trwałe	3 746
Zapasy	19
Należności	513
Pozostałe aktywa	24
Aktywa z tytułu odroczonego podatku dochodowego	286
Zobowiązania z tytułu dostaw i podatków	(1 270)
Zobowiązania z tytułu świadczeń pracowniczych	(3)
Rezerwy	(492)
Pozostałe zobowiązania	(116)
Zobowiązanie z tytułu podatku odroczonego	(2 734)
Możliwe do zidentyfikowania aktywa netto ogółem	(27)
Aktywa	4 588
Zobowiązania	(4 615)
Aktywa netto	(27)

C. Wartość firmy

Cena nabycia ogółem (A)	1 309
Wartość godziwa możliwych do zidentyfikowania aktywów netto (B)	(26)
Wartość firmy (A) - (B)	1 283

Przychody ze sprzedaży oraz zysk netto uzyskane przez INEOS od dnia przejęcia do końca bieżącego okresu sprawozdawczego, ujęte w skonsolidowanym sprawozdaniu zysków i strat wynoszą odpowiednio: 2 198 mln PLN oraz 374 mln PLN.

Szacowane przychody oraz zysk netto uzyskane przez INEOS za bieżący okres sprawozdawczy, wyliczone w taki sposób, jak gdyby datą przejęcia był początek rocznego okresu sprawozdawczego wynoszą odpowiednio: 4 248 mln PLN oraz 624 mln PLN.

Istotne szacunki

Klasyfikacja transakcji nabycia aktywów jako połączenie przedsięwzięć (MSSF 3) lub jako nabycie aktywów (MSR 16)

Jednostka sprawozdawcza ustala, czy dana transakcja lub inne zdarzenie jest połączeniem przedsięwzięć, posługując się w tym celu definicją zawartą w MSSF 3. Jeśli nabyte aktywa nie stanowią połączenia przedsięwzięć, jednostka sprawozdawcza rozlicza transakcję lub inne zdarzenie jako nabycie aktywów, stosując w tym wypadku zapisy MSR 16.

Zgodnie z MSSF 3, przedsięwzięcie to zintegrowany zespół działań i aktywów, który można prowadzić i którym można zarządzać w celu dostarczania towarów lub usług konsumentom, generowania dochodu z inwestycji (np. w formie dywidend lub odsetek) lub generowania innego dochodu ze zwykłych działań.

W celu ustalenia, czy dana transakcja powinna być sklasyfikowana jako przedsięwzięcie zgodnie z MSSF 3 (i rozliczana metodą przejęcia) lub nabycie aktywów zgodnie z MSR 16, jednostka sprawozdawcza bardzo często musi zastosować profesjonalny osąd.

W segmencie Poszukiwań i wydobywania ropy naftowej i gazu ziemnego, projekty znajdujące się w fazie produkcyjnej, co do zasady traktuje się jako przedsięwzięcia, natomiast projekty będące w fazie poszukiwawczej traktuje się jako nabycie aktywów. Przedmiotowa transakcja dotycząca nabycia przedsiębiorstwa INEOS obejmuje swym zakresem aktywa produkcyjne (głównie licencje) oraz obsługujący te aktywa personel pracowniczy, co jest przesłanką, by potraktować przedmiotowe nabycie jako przedsięwzięcie i rozliczać je zgodnie z zapisami MSSF 3.

Wartość firmy techniczna i rezydualna

Jeżeli przy rozliczaniu danej transakcji metodą przejęcia okaże się, że wartość przekazanej zapłaty jest wyższa od wartości netto ustalonych na dzień przejęcia wartości możliwych do zidentyfikowania nabytych aktywów i przejętych zobowiązań, to różnicę tą ujmuje się jako wartość firmy. W celu przeprowadzenia testu na utratę wartości przy późniejszej wycenie, wartość firmy powstała w wyniku połączenia przedsięwzięć zostaje w chwili przejęcia przypisana do poszczególnych ośrodków lub zespołów ośrodków wypracowujących środki pieniężne w jednostce przejmującej, które zgodnie z oczekiwaniami mają odnieść korzyści z tytułu synergii uzyskanej w wyniku takiego połączenia. W norweskim systemie podatkowym, przy nabyciu przedsięwzięcia, jednostka przejmująca dla celów podatkowych przejmuje wartości aktywów i zobowiązań w wartościach podatkowych na dzień przejęcia jednostki przejmowanej. W związku z tym, że przy zastosowaniu metody przejęcia w celu rozliczenia transakcji nabycia, wszystkie przejmowane aktywa i zobowiązania wycenia się w wartości godziwej na moment przejęcia, w księgach jednostki przejmującej powstaje saldo zobowiązania z tytułu podatku odroczonego, odzwierciedlające różnicę pomiędzy wartością godziwą przejmowanych aktywów a ich wartością rozpoznawaną dla celów podatkowych. W księgach jednostki przejmującej wartość powstałego w ten sposób zobowiązania z tytułu podatku odroczonego można bezpośrednio odnieść jako powstałą na skutek transakcji wartość firmy i przyporządkować bezpośrednio do odpowiednich ośrodków wypracowujących środki pieniężne, będących przedmiotem transakcji. Powstała w ten sposób wartość firmy określa się jako techniczną wartość firmy.

W przedmiotowej transakcji rozpoznano techniczną wartość firmy w wysokości 2 814 mln PLN.

Różnica pomiędzy wartością firmy, która dla przedmiotowej transakcji wynosi 1 283 mln PLN, a techniczną wartością firmy dla danej transakcji jest rezydualną wartością firmy. W związku z tym, że ceny węglowodorów, wpływające na ostateczne rozliczenie transakcji nabycia przedsiębiorstwa INEOS były znacząco wyższe od cen, kiedy warunki transakcji były ustalane pomiędzy stronami transakcji, rezydualna wartość firmy, powstała na skutek przedmiotowej transakcji, ma wartość ujemną i wynosi 1 531 mln PLN. Wartość ta została przypisana do poszczególnych ośrodków wypracowujących środki pieniężne proporcjonalnie do ich wartości.

Powyższa alokacja wartości firmy pomiędzy techniczną wartość firmy oraz rezydualną wartość firmy będzie miała swoje implikacje w przeprowadzanych w okresach późniejszych testach na utratę wartości pozycji bilansowej wartość firmy. Po początkowym ujęciu transakcji nabycia przedsiębiorstwa INEOS w księgach PUN, różnica pomiędzy amortyzacją księgową przejętych w wartości godziwej aktywów, a amortyzacją skalkulowaną dla celów podatkowych, będzie powodowała rozwiązywanie się zobowiązania z tytułu podatku odroczonego. Aby uniknąć objęcia odpisem z tytułu utraty wartości tej części wartości firmy, która ma swoje odzwierciedlenie w aktualnym saldzie zobowiązania z tytułu podatku odroczonego w księgach PUN, wartość firmy podlegająca okresowym testom na utratę wartości będzie zawsze pomniejszana o saldo ujętego na moment przeprowadzania testu zobowiązania z tytułu podatku odroczonego, przypisanego do danego ośrodka wypracowującego środki pieniężne.

Wartość firmy powstała w przedmiotowej transakcji nabycia przedsiębiorstwa INEOS nie stanowi kosztów uzyskania przychodów.

8.6.2 Pozostałe zmiany w strukturze Grupy w okresie sprawozdawczym

Data	Spółka	Zdarzenie
8 stycznia 2021 roku	PST Europe Sales GmbH (spółka zależna od PGNiG Supply & Trading GmbH)	W dniu 8 stycznia 2021 roku w wyniku połączenia PST Verwaltungs GmbH z PST Europe Sales GmbH, spółka PST Verwaltungs GmbH przestała istnieć. Nie nastąpiły żadne zmiany w kapitale zakładowym PST Europe Sales GmbH, w tym w ilości i wartości udziałów. Z dniem 1 stycznia 2022 roku spółka PST Europe Sales GmbH została postawiona w stan likwidacji i od tego dnia firma spółki jest następująca: PST Europe Sales GmbH in liquidation.
1 kwietnia 2021 roku	PGNiG TERMIKA Energetyka Przemysłowa - Technika Sp. z o.o.* (spółka zależna od PGNiG TERMIKA Energetyka Przemysłowa S.A.)	Z dniem 1 kwietnia 2021 roku nastąpiła zmiana firmy spółki SEJ-SERWIS spółka z ograniczoną odpowiedzialnością na PGNiG TERMIKA Energetyka Przemysłowa - Technika spółka z ograniczoną odpowiedzialnością.
22 kwietnia 2021 roku	Polskie Centrum Brokerskie Sp. z o.o.* (spółka zależna od PGNiG Serwis Sp. z o.o.)	W dniu 22 kwietnia 2021 roku Nadzwyczajne Zgromadzenie Wspólników spółki PGNiG Serwis Doradztwo Ubezpieczeniowe sp. z o.o. z siedzibą w Warszawie postanowiło o zmianie firmy spółki na Polskie Centrum Brokerskie Sp. z o.o. Rejestracja w KRS nastąpiła w dniu 11 czerwca 2021 roku.
5 sierpnia 2021 roku	PGNiG SPV 8 Sp. z o.o.*	W dniu 5 sierpnia 2021 roku została zawiązana Spółka PGNiG SPV 8 Sp. z o.o. Wszystkie udziały (100%) w kapitale zakładowym tej spółki objęła spółka Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo S.A., tj. 15 000 udziałów o wartości nominalnej 1 udziału - 100 PLN, o łącznej wartości nominalnej 1 500 000 PLN. Rejestracja Spółki w KRS nastąpiła w dniu 2 września 2021 roku.
5 sierpnia 2021 roku	PGNiG SPV 9 Sp. z o.o.*	W dniu 5 sierpnia 2021 roku została zawiązana Spółka PGNiG SPV 9 Sp. z o.o. Wszystkie udziały (100%) w kapitale zakładowym tej spółki objęła spółka Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo S.A., tj. 2 500 udziałów o wartości nominalnej 1 udziału - 100 PLN, o łącznej wartości nominalnej 250 000 PLN. Rejestracja Spółki w KRS nastąpiła w dniu 31 sierpnia 2021 roku.
5 sierpnia 2021 roku	PGNiG SPV 10 Sp. z o.o.*	W dniu 5 sierpnia 2021 roku została zawiązana Spółka PGNiG SPV 10 Sp. z o.o. Wszystkie udziały (100%) w kapitale zakładowym tej spółki objęła spółka Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo S.A., tj. 2 500 udziałów o wartości nominalnej 1 udziału - 100 PLN, o łącznej wartości nominalnej 250 000 PLN. Rejestracja Spółki w KRS nastąpiła w dniu 6 września 2021 roku.
30 sierpnia 2021 roku	LLC "Karpategazvydobuvannya" *	W dniu 30 sierpnia 2021 roku PGNiG S.A. nabyło 85% udziałów w spółce Limited Liability Company "Karpategazvydobuvannya" z siedzibą w Kijowie (Ukraina). W dniu 15 lutego 2022 roku odbyło się Zgromadzenie Wspólników LLC „Karpategazvydobuvannya”, na którym podjęto decyzję o podwyższeniu kapitału podstawowego (zakładowego) tej spółki o kwotę 160 362 000 UAH. PGNiG S.A. objęło dodatkowe udziały za kwotę 136 307 700 UAH, natomiast ERU Management Services LLC (ERU) za kwotę 24 054 300 UAH. Zachowane zostały udziały w kapitale zakładowym w proporcji: 85% PGNiG SA i 15% ERU. Kapitał zakładowy LLC

„Karpátgazvívóbuvarnyya” po podwyższeniu wynosi: 160 363 000 UAH, w tym udział kapitałowy PGNiG S.A. wynosi 136 308 550 UAH

Podwyższenie kapitału zostało zarejestrowane w dniu 18 lutego 2022 roku.

16 grudnia
2021 roku

Geovita S.A.

W dniu 16 grudnia 2021 roku PGNiG S.A. oraz Polski Holding Hotelowy sp. z o.o. z siedzibą w Warszawie (PHH) zawarły Warunkową Umowę Sprzedaży wszystkich akcji Geovita S.A. z siedzibą w Jadwisinie. Zgodnie z Umową Sprzedający (PGNiG S.A.) pod warunkiem spełnienia się Warunków Zawieszających, sprzedaje Kupującemu (PHH) łącznie 113 407 782 akcji spółki Geovita S.A. o wartości nominalnej 1 PLN każda, o łącznej wartości nominalnej 113 407 782 PLN, które stanowią łącznie 100% kapitału zakładowego Spółki Geovita S.A. za łączną kwotę 56 307 000 PLN.

W dniu 28 lutego 2022 roku spełnił się ostatni z Warunków Zawieszających. Aktualnie trwają czynności związane z przeniesieniem własności wszystkich akcji Geovita S.A. z PGNiG S.A. na rzecz PHH.

* Jednostka niekonsolidowana ze względu na nieistotność

8.7 Inne istotne informacje

8.7.1 Wynagrodzenie podmiotu uprawnionego do badania sprawozdań finansowych

	2021	2020
Badanie rocznych jednostkowych sprawozdań finansowych i rocznego skonsolidowanego sprawozdania finansowego Grupy Kapitałowej	1,81	1,70
Inne usługi poświadczające, w tym za przegląd sprawozdań finansowych	0,59	0,49
Pozostałe usługi	0,48	0,80
Razem	2,88	2,99

W bieżącym i porównawczym okresie sprawozdawczym, podmiotem uprawnionym do badania i przeglądu sprawozdań finansowych Jednostki Dominującej i części spółek zależnych oraz skonsolidowanych sprawozdań Grupy Kapitałowej PGNiG była firma PKF Consult Spółka z ograniczoną odpowiedzialnością Sp.k.

Obecnie obowiązująca umowa została zawarta w dniu 20 maja 2020 roku i obejmuje lata 2021-2022. Poprzednio obowiązująca umowa została zawarta w dniu 12 kwietnia 2019 roku i obejmowała lata 2019 – 2020.

PKF Consult Spółka z ograniczoną odpowiedzialnością Sp.k. świadczyła ponadto usługi przeglądu i inne dozwolone usługi dla spółek z Grupy Kapitałowej.

8.8 Zdarzenia po dniu bilansowym

Data	Spółka	Zdarzenie
5 stycznia 2022 roku	PGNiG S.A.	W dniu 5 stycznia 2022 roku PGNiG SA zawarła umowę kredytu otwartego w rachunku bieżącym z bankiem Societe Generale SA Oddział w Polsce, pozyskując dodatkowe finansowanie krótkoterminowe na łączną kwotę 750 mln PLN na okres do 9 miesięcy począwszy od dnia zawarcia umowy.
14 stycznia 2022 roku	PGNiG S.A.	<p>W dniu 14 stycznia 2022 roku PGNiG SA otrzymała za pośrednictwem poczty elektronicznej od pełnomocnika PAO Gazprom i OOO Gazprom Export (Gazprom) wezwanie na arbitraż przed Trybunałem Arbitrażowym ad hoc z siedzibą w Sztokholmie (Wezwanie Gazpromu), obejmujące żądanie zmiany warunków cenowych gazu dostarczanego przez Gazprom na podstawie kontraktu kupna-sprzedaży gazu ziemnego do Rzeczypospolitej Polskiej z dnia 25 września 1996 roku (Kontrakt Jamalski). Wezwanie Gazpromu obejmuje żądanie podwyższenia ceny kontraktowej w ramach wniosku Gazpromu o renegotiację ceny kontraktowej z dnia 8 grudnia 2017 roku (Wniosek Gazpromu 2017) oraz wniosku Gazpromu o renegotiację ceny kontraktowej z dnia 9 listopada 2020 roku (Wniosek Gazpromu 2020).</p> <p>Wniosek Gazpromu 2017 został złożony w odpowiedzi na wniosek PGNiG z dnia 1 listopada 2017 roku o obniżenie ceny kontraktowej (Wniosek PGNiG 2017).</p> <p>Wniosek Gazpromu 2020 został złożony w odpowiedzi na wniosek PGNiG z dnia 1 listopada 2020 roku o obniżenie ceny kontraktowej, zmodyfikowany następnie przez PGNiG w dniu 28 października 2021 roku (Wniosek PGNiG 2020/2021).</p> <p>W ocenie PGNiG, żądanie podwyższenia ceny kontraktowej w ramach Wniosku Gazpromu 2017 oraz Wniosku Gazpromu 2020, zawarte w Wezwaniu Gazpromu, jest całkowicie bezzasadne, czemu PGNiG dała wyraz składając Wniosek PGNiG 2017 oraz Wniosek 2020/2021, obejmujący żądanie obniżenia ceny kontraktowej.</p> <p>Zgodnie z regulaminem postępowania arbitrażowego znajdującym zastosowanie do postępowania arbitrażowego wszczętego wskutek Wezwania Gazpromu, Spółka jest zobowiązana do podjęcia dalszych kroków w sprawie (w tym do złożenia odpowiedzi na Wezwanie Gazpromu) w terminie 30 dni od dnia otrzymania Wezwania Gazpromu. PGNiG podejmuje stosowne kroki procesowe w przepisany terminie.</p>
31 stycznia 2022 roku	PGNiG S.A.	<p>W dniu 31 stycznia 2022 roku PGNiG S.A. otrzymała decyzję Prezesa UOKiK w sprawie wyrażenia zgody na dokonanie koncentracji, polegającej na utworzeniu przez ORLEN Południe i PGNiG wspólnego przedsiębiorcy, tj. PGNiG SPV 7 Sp. z o.o., którego przedmiotem działalności będzie m.in. pozyskiwanie i budowa instalacji biometanowych, rozwój technologii wykorzystywanych do produkcji biometanu oraz produkcja, obrót i wykorzystanie biometanu w różnych obszarach działalności PGNiG i Grupy ORLEN.</p> <p>W tworzonej podmiocie ORLEN Południe S.A. i PGNiG S.A. będą mieć odpowiednio 51% i 49% udziałów.</p>
2 lutego 2022 roku	PGNiG S.A.	<p>W dniu 2 lutego 2022 roku PGNiG S.A. otrzymała od pełnomocnika PJSC Gazprom (Gazprom) wezwanie na arbitraż zgodnie z Regulaminem Arbitrażowym UNCITRAL (Wezwanie Gazpromu), obejmujące żądanie uznania przez PGNiG: (1) prawa Gazprom jako akcjonariusza do otrzymania dywidend z zysków spółki EuRoPol GAZ s.a. z siedzibą w Warszawie (EPG), oraz (2) praw wynikających z zasad nadzoru korporacyjnego przysługujących Gazpromowi oraz członkom zarządu EPG powoływanym przez Gazprom.</p> <p>Drugim pozwanym w Wezwaniu Gazpromu, poza PGNiG, jest EPG. W ocenie Spółki, żądania zawarte w Wezwaniu Gazpromu są całkowicie bezzasadne. PGNiG wykonuje prawa i obowiązki akcjonariusza EPG zgodnie z przepisami obowiązującego prawa, natomiast decyzje dotyczące podziału zysku netto za dany rok obrotowy podejmuje Walne Zgromadzenie EPG.</p>

		<p>PGNiG posiada, bezpośrednio i pośrednio poprzez spółkę zależną GAS-TRADING S.A., 51,18% akcji w kapitale zakładowym EPG, natomiast 48,82% akcji należy do Gazprom. Skumulowany zysk EPG z lat ubiegłych, możliwy do przeznaczenia na poczet dywidend dla akcjonariuszy, wynosi 1,74 mld PLN.</p> <p>Zgodnie z regulaminem postępowania arbitrażowego znajdującym zastosowanie do postępowania arbitrażowego wszczętego wskutek Wezwania Gazpromu, Spółka jest zobowiązana do podjęcia dalszych kroków w sprawie (w tym do złożenia odpowiedzi na Wezwanie Gazpromu) w terminie 30 dni od dnia otrzymania Wezwania Gazpromu. PGNiG podejmie stosowne kroki procesowe w przepisany terminie.</p>
11 lutego 2022 roku	PGNiG S.A.	<p>W dniu 11 lutego 2022 roku Spółka złożyła odpowiedź na Wezwanie Gazpromu, w której wniosła o oddalenie jako niedopuszczalnych pod względem formalnym, ewentualnie jako bezzasadnych merytorycznie, roszczeń Gazpromu obejmujących żądanie podwyższenia ceny kontraktowej w ramach wniosków Gazpromu o renegotiację ceny kontraktowej z dnia 8 grudnia 2017 roku oraz z dnia 9 listopada 2020 roku.</p> <p>Dodatkowo, w przypadku stwierdzenia przez Trybunał Arbitrażowy ad hoc dopuszczalności zmiany ceny kontraktowej w 2017 roku, Spółka zgłosiła roszczenie wzajemne o obniżenie ceny kontraktowej od dnia 1 listopada 2017 roku, na podstawie wniosku PGNiG z dnia 1 listopada 2017 roku o obniżenie ceny kontraktowej.</p> <p>Ponadto, Spółka zgłosiła roszczenie wzajemne o obniżenie ceny kontraktowej od dnia 1 listopada 2021 roku, w ramach wniosku PGNiG z dnia 1 listopada 2020 roku o obniżenie ceny kontraktowej, zmodyfikowanego następnie przez PGNiG w dniu 28 października 2021 roku.</p>
23 lutego 2022 roku	PGNiG S.A.	<p>W dniu 23 lutego 2022 roku PGNiG S.A. zawarła umowy kredytów z konsorcjum banków Bank of China Limited działającego poprzez Bank of China Limited Luxembourg Branch i Bank of China (Europe) S.A. działającego poprzez Bank of China (Europe) S.A. Oddział w Polsce na kwotę 1 200 mln PLN oraz z bankami: Deutsche Bank Polska S.A. na kwotę 400 mln PLN i Credit Agricole Bank Polska S.A. na kwotę 200 mln PLN, pozyskując dodatkowe finansowanie krótkoterminowe na okres do 9 miesięcy począwszy od dnia zawarcia umów.</p>
24 lutego 2022 roku	PGNiG S.A.	<p>24 lutego 2022 roku doszło do inwazji wojsk Federacji Rosyjskiej na terytorium Ukrainy.</p> <p>Grupa Kapitałowa PGNiG prowadzi działalność na terenie Ukrainy poprzez Przedstawicielstwo PGNiG SA w Kijowie, GK Exalo Drilling S.A. (Exalo Drilling Ukraine LLC) oraz LLC „Karpatgazvydobuvannya” (działalność poszukiwawczo-wydobywczą we współpracy z ERU Management Services). Na dzień sprawozdania wartość aktywów zaangażowanych na Ukrainie nie stanowi istotnej wartości aktywów GK PGNiG. Pracownicy GK PGNiG i ich rodziny zostali ewakuowani z rejonów zagrożonych działaniami zbrojnymi.</p> <p>Więcej na temat wpływu na działalność Grupy Kapitałowej znaleźć można w Sprawozdaniu Zarządu z działalności Grupy Kapitałowej PGNiG i PGNiG S.A. za 2021 rok.</p>
28 lutego 2022 roku	Elektrociepłownia Stalowa Wola S.A. (spółka zależna od PGNiG TERMIKA S.A.)	<p>W dniu 28 lutego 2022 roku spółki ECSW S.A. oraz Abener Energia S.A. podpisały aneks do zawartej 31 grudnia 2021 roku ugody mającej na celu określenie zasad na jakich ECSW oraz Abener Energia dokonają wzajemnych rozliczeń wynikających z wszelkich sporów sądowych i arbitrażowych toczących się pomiędzy Stronami wynikających z kontraktu na budowę bloku gazowo-parowego (Ugoda).</p> <p>Zgodnie z Aneksem termin na spełnienie obowiązków Abener Energia, których niewykonanie w terminie stanowiłoby warunek rozwiązujący Ugodę, w tym przekazanie dokumentów opatrzonych w apostille potwierdzających zgodę zastawników (których zastawy obciążają wierzytelności należne Abener Energia</p>

		<p>na podstawie Wyroku Sądu Arbitrażowego) na zawarcie Aneksu został wydłużony z 28 lutego 2022 roku do 7 marca 2022 roku.</p> <p>Na mocy Aneksu Abener Energia jest zobowiązana do przedstawienia bezwarunkowej i nieodwołalnej zgody organu nadzoru sądowego, komisarza sądowego, administratora lub innego właściwego organu wskazanego przez sąd hiszpański prowadzący postępowanie upadłościowe wobec Abengoa S.A., na zawarcie i wykonanie niniejszego Aneksu do 4 marca 2022 roku.</p> <p>ECSW jest zobowiązana do przedstawienia uchwały Rady Nadzorczej zatwierdzającej zawarcie Aneksu do dnia 4 marca 2022 roku.</p> <p>PGNiG posiada, pośrednio poprzez spółkę zależną PGNiG TERMIKA S.A. 50% akcji w kapitale zakładowym ECSW.</p> <p>W dniu 8 marca 2022 roku Zarząd PGNiG S.A. powziął wiadomość że warunki ugody zostały spełnione i strony przystąpiły do jej wykonania.</p>
2 marca 2022 roku	PGNiG S.A.	<p>W dniu 2 marca 2022 roku PGNiG złożyło odpowiedź na Wezwanie Gazpromu na arbitraż dotyczący EuRoPol GAZ S.A. w której odrzuciło wszystkie roszczenia Gazpromu ze względów merytorycznych i proceduralnych.</p>
4 marca 2022 roku	PGNiG S.A.	<p>W dniu 4 marca 2022 roku PGNiG S.A. podjęła uchwałę dotyczącą wyrażenia zgody na zawarcie przez Spółkę umowy w przedmiocie zlecenia Rządowej Agencji Rezerw Strategicznych (RARS) wykonywania zadań w zakresie utrzymywania zapasów obowiązkowych gazu ziemnego (Umowa).</p> <p>Zgodnie z art. 70c ust. 3 pkt 1 ustawy z dnia 16 lutego 2007 roku o zapasach ropy naftowej, produktów naftowych i gazu ziemnego oraz zasadach postępowania w sytuacjach zagrożenia bezpieczeństwa paliwowego państwa i zakłóceń na rynku naftowym (Ustawa), z chwilą zawarcia Umowy RARS nabędzie od PGNiG na rzecz Skarbu Państwa gaz ziemny stanowiący zapas obowiązkowy po cenie wskazanej w Ustawie oraz wstąpi w prawa i obowiązki PGNiG wynikające z umów o świadczenie usług magazynowania zawartych z operatorem systemu magazynowania w zakresie dotyczącym zapasów obowiązkowych.</p> <p>Sprzedaż gazu na potrzeby wykonywania przez RARS zadań w zakresie utrzymywania zapasów obowiązkowych nastąpi po cenie określonej w Ustawie, odpowiadającej średniej arytmetycznej cen rozliczeniowych w kontraktach z dostawą planowaną w II i III kwartale 2022 roku, notowanych w ostatnich 30 dniach kalendarzowych bezpośrednio poprzedzających dzień przeniesienia własności gazu ziemnego, publikowanych na stronie podmiotowej spółki prowadzącej Towarową Giełdę Energii. Zgodnie z przepisami ustawy o szczególnych rozwiązaniach służących ochronie odbiorców paliw gazowych w związku z sytuacją na rynku gazu z dnia 26.01.2022 r., maksymalny limit wydatków RARS na realizację działania, o którym mowa w art. 70c ust. 3 pkt 1 ustawy wynosi w 2022 roku 6 mld PLN.</p> <p>Działające w Polsce przedsiębiorstwa energetyczne wykonujące działalność gospodarczą w zakresie obrotu gazem ziemnym z zagranicą i podmioty dokonujące przywozu gazu ziemnego zobowiązane są do utrzymywania zapasów obowiązkowych gazu ziemnego w wielkości odpowiadającej co najmniej 30-dniowemu średniemu dziennemu przywozowi.</p>
7 marca 2022 roku	PGNiG Obrót Detaliczny Sp. z o.o.	<p>W dniu 7 marca 2022 roku PGNiG Obrót Detaliczny Sp. z o.o. otrzymała pierwszą transzę z tytułu rekompensaty (1,255 mld PLN) z Funduszu Wyплаты Różnicy Ceny na podstawie art. 8 ust. 1 ustawy z dnia 26 stycznia 2022 roku o szczególnych rozwiązaniach służących ochronie odbiorców paliw gazowych w związku z sytuacją na rynku gazu.</p> <p>PGNiG Obrót Detaliczny jest jednym z podmiotów uprawnionych do otrzymania wyżej wymienionej rekompensaty.</p>

<p>9 marca 2022 roku</p>	<p>PGNiG S.A.</p>	<p>W dniu 9 marca 2022 roku zapadł wyrok Sądu Apelacyjnego w Sztokholmie w sprawie skargi złożonej przez PAO Gazprom i OOO Gazprom export (Gazprom) o uchylenie wyroku końcowego Trybunału Arbitrażowego ad hoc w Sztokholmie z dnia 30 marca 2020 roku, wydanego w postępowaniu arbitrażowym z powództwa PGNiG przeciwko Gazpromowi, dotyczącym obniżenia ceny kontraktowej za gaz dostarczany na podstawie kontraktu kupna-sprzedaży gazu ziemnego do Polski z dnia 25 września 1996 roku (Kontrakt Jamalski).</p> <p>Na mocy wyroku, sąd Apelacyjny w Sztokholmie:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. oddalił jako bezzasadną skargę Gazpromu w całości, tj. w zakresie zarzucającym, że Trybunał Arbitrażowy ad hoc orzekając o obniżeniu ceny kontraktowej za gaz dostarczany w ramach Kontraktu Jamalskiego wykroczył poza uprawnienia przyznane Trybunałowi przez PGNiG i Gazprom w Kontrakcie Jamalskim; oraz 2. zasądził od Gazpromu na rzecz PGNiG koszty zastępstwa procesowego. <p>Wyrok nie jest prawomocny. Zgodnie bowiem z art. 43 ust. 2 Szwedzkiego Prawa Arbitrażowego z 1999 roku, Sąd Apelacyjny w Sztokholmie udzielił zezwolenia na złożenie apelacji od Wyroku do Sądu Najwyższego, uznając, że sprawa ma charakter precedensowy.</p>
<p>16 marca 2022 roku</p>	<p>PGNiG S.A.</p>	<p>W dniu 16 marca 2022 roku Zarząd Spółki otrzymał pozytywną warunkową decyzję Prezesa UOKiK w przedmiocie zgody na dokonanie koncentracji polegającej na połączeniu ze spółką PKN ORLEN S.A. (ORLEN).</p> <p>Pozytywna decyzja Prezesa UOKiK została wydana pod warunkiem wykonania przez PGNiG i ORLEN środka zaradczego w postaci zobowiązania do zbycia na rzecz niezależnego inwestora kontroli nad spółką zależną Gas Storage Poland sp. z o.o. z siedzibą w Dębogórze (GSP) w ciągu 12 miesięcy od dnia połączenia z ORLEN w rozumieniu art. 493 § 2 KSH. Jednocześnie Spółka oraz ORLEN zobowiązują się m.in. do zawarcia przynajmniej na 10 lat umowy powierzającej GSP lub jej następcy prawnemu pełnienie obowiązków operatora systemu magazynowania paliw gazowych stanowiącego własność podmiotu powstałego w wyniku połączenia PGNiG i ORLEN. Obecnie GSP pełni funkcję operatora systemu magazynowania paliw gazowych w instalacjach magazynowych, które są własnością PGNiG.</p>
<p>18 marca 2022 roku</p>	<p>PGNiG S.A.</p>	<p>W dniu 18 marca 2022 roku PGNiG zawarło umowę w przedmiocie zlecenia Rządowej Agencji Rezerw Strategicznych (RARS) wykonywania zadań w zakresie utrzymywania zapasów obowiązkowych gazu ziemnego na okres od 18 marca do 30 września 2022 roku z możliwością przedłużenia do 30 września 2023 roku (Umowa).</p> <p>Zgodnie z Umową PGNiG dokonało sprzedaży 10 063 104 MWh gazu ziemnego stanowiącego zapas obowiązkowy do RARS na rzecz Skarbu Państwa o wartości 5,955 mld PLN. Zgodnie z uprawnieniami wynikającymi z ustawy o szczególnych rozwiązaniach służących ochronie odbiorców paliw gazowych w związku z sytuacją na rynku gazu z dnia 26 stycznia 2022 roku, RARS dokona zapłaty ceny za gaz w ratach, nie później niż do dnia 31 sierpnia 2022 roku.</p> <p>Umowa zawiera ponadto postanowienia dotyczące obowiązku odkupu przez PGNiG gazu ziemnego w przypadku uruchomienia zapasu obowiązkowego.</p>

Zarząd PGNiG S.A.

Prezes Zarządu

Paweł Majewski

*Podpisano kwalifikowanym
podpisem elektronicznym*

Wiceprezes Zarządu

Artur Cieślik

*Podpisano kwalifikowanym
podpisem elektronicznym*

Wiceprezes Zarządu

Robert Perkowski

*Podpisano kwalifikowanym
podpisem elektronicznym*

Wiceprezes Zarządu

Arkadiusz Sekściński

*Podpisano kwalifikowanym
podpisem elektronicznym*

Wiceprezes Zarządu

Przemysław Wacławski

*Podpisano kwalifikowanym
podpisem elektronicznym*

Wiceprezes Zarządu

Magdalena Zegarska

*Podpisano kwalifikowanym
podpisem elektronicznym*

Osoba odpowiedzialna za sporządzenie
Skonsolidowanego sprawozdania
finansowego

Aleksandra Sobieska-Moroz

*Podpisano kwalifikowanym
podpisem elektronicznym*

Warszawa, 22 marca 2022 roku