



PGNiG

Polskie Górnictwo Naftowe
i Gazownictwo SA

SKONSOLIDOWANY RAPORT ROCZNY
GRUPY KAPITAŁOWEJ PGNiG
ZA 2013 ROK

SKONSOLIDOWANY RAPORT ROCZNY

ZA OKRES ZAKOŃCZONY 31 GRUDNIA 2013 ROKU ZAWIERA:

1. LIST PREZESA ZARZĄDU.
2. OPINIĘ I RAPORT BIEGŁEGO REWIDENTA Z BADANIA SKONSOLIDOWANEGO SPRAWOZDANIA FINANSOWEGO.
3. WYBRANE DANE FINANSOWE.
4. SKONSOLIDOWANE SPRAWOZDANIE FINANSOWE GRUPY KAPITAŁOWEJ PGNIG ZA ROK ZAKOŃCZONY 31 GRUDNIA 2013 ROKU.
5. SKONSOLIDOWANE SPRAWOZDANIE ZARZĄDU Z DZIAŁALNOŚCI GRUPY KAPITAŁOWEJ PGNIG ZA ROK ZAKOŃCZONY 31 GRUDNIA 2013 ROKU.
6. OŚWIADCZENIE ZARZĄDU W SPRAWIE RZETELNOŚCI SPORZĄDZENIA SKONSOLIDOWANEGO SPRAWOZDANIA FINANSOWEGO GRUPY KAPITAŁOWEJ PGNIG ZA ROK ZAKOŃCZONY 31 GRUDNIA 2013 ROKU.
7. OŚWIADCZENIE ZARZĄDU W SPRAWIE PODMIOTU UPRAWNIONEGO DO BADANIA SKONSOLIDOWANEGO SPRAWOZDANIA FINANSOWEGO GRUPY KAPITAŁOWEJ PGNIG ZA ROK ZAKOŃCZONY 31 GRUDNIA 2013 ROKU.

WYBRANE DANE FINANSOWE

za okres zakończony 31 grudnia 2013 roku

	w mln PLN		w mln EUR	
	Okres od 1 stycznia 2013 do 31 grudnia 2013	Okres od 1 stycznia 2012 do 31 grudnia 2012	Okres od 1 stycznia 2013 do 31 grudnia 2013	Okres od 1 stycznia 2012 do 31 grudnia 2012
Przychody ze sprzedaży	32 120	28 730	7 628	6 884
Zysk/(Strata) z działalności operacyjnej	3 149	2 540	748	609
Zysk/(Strata) przed opodatkowaniem	2 709	2 549	643	611
Zysk/(Strata) netto akcjonariuszy jednostki dominującej	1 918	2 242	455	537
Zysk/(Strata) netto	1 920	2 240	456	537
Całkowite dochody przypisane akcjonariuszom jednostki dominującej	2 021	2 049	480	491
Całkowite dochody razem	2 023	2 047	480	490
Przepływy pieniężne netto z działalności operacyjnej	7 813	2 552	1 855	611
Przepływy pieniężne netto z działalności inwestycyjnej	(3 060)	(6 149)	(727)	(1 473)
Przepływy pieniężne netto z działalności finansowej	(3 874)	4 040	(920)	968
Zmiana stanu środków pieniężnych	879	443	209	106
Zysk/(Strata) netto i rozdwojony zysk/(strata) netto na jedną akcję przypisany/(a) akcjonariuszom jednostki dominującej (odpowiednio w PLN i w EUR)	0,33	0,38	0,08	0,09
	31 grudnia 2013	31 grudnia 2012	31 grudnia 2013	31 grudnia 2012
Aktywa razem	47 144	47 929	11 368	11 724
Zobowiązania razem	18 691	20 732	4 507	5 071
Zobowiązania długoterminowe razem	10 853	11 119	2 617	2 720
Zobowiązania krótkoterminowe razem	7 838	9 613	1 890	2 351
Kapitał własny razem	28 453	27 197	6 861	6 653
Kapitał podstawowy (akcyjny)	5 900	5 900	1 423	1 443
Liczba akcji (średnia ważona w mln szt.)	5 900	5 900	5 900	5 900
Wartość księgowa i rozdwojona wartość księgowa na jedną akcję (odpowiednio w PLN i w EUR)	4,82	4,61	1,16	1,13
Zadeklarowana lub wypłacona dywidenda na jedną akcję (odpowiednio w PLN i w EUR)	0,13	-	0,03	-

Pozycje rachunku zysków i strat, sprawozdania z całkowitego dochodu oraz sprawozdania z przepływów pieniężnych zostały przeliczone według kursu EUR/PLN, stanowiącego średnią arytmetyczną średnich kursów ustalonych przez Narodowy Bank Polski (NBP) na ostatni dzień każdego miesiąca danego okresu obrotowego.

Pozycje sprawozdania z sytuacji finansowej zostały przeliczone według średniego kursu EUR/PLN obowiązującego na koniec danego okresu obrotowego, ustalonego przez NBP.

Średnie kursy wymiany złotego w stosunku do euro ustalone przez NBP

	31 grudnia 2013	31 grudnia 2012
Średni kurs w okresie	4,2110	4,1736
Kurs na koniec okresu	4,1472	4,0882

**SKONSOLIDOWANE SPRAWOZDANIE
FINANSOWE
GRUPY KAPITAŁOWEJ PGNiG
ZA 2013 ROK**

Sporządzone zgodnie z Międzynarodowymi
Standardami Sprawozdawczości Finansowej
zatwierdzonymi przez Unię Europejską

SPIS TREŚCI

SKONSOLIDOWANY RACHUNEK ZYSKÓW I STRAT	7
SKONSOLIDOWANE SPRAWOZDANIE Z CAŁKOWITYCH DOCHODÓW	8
SKONSOLIDOWANE SPRAWOZDANIE Z SYTUACJI FINANSOWEJ	9
SKONSOLIDOWANE SPRAWOZDANIE Z PRZEPŁYWÓW PIENIĘŻNYCH	10
SKONSOLIDOWANE SPRAWOZDANIE ZE ZMIAN W KAPITALE WŁASNYM	11
INFORMACJA DODATKOWA DO SKONSOLIDOWANEGO SPRAWOZDANIA FINANSOWEGO	12
1. INFORMACJE OGÓLNE	12
2. INFORMACJE O STOSOWANYCH ZASADACH RACHUNKOWOŚCI	21
3. SEGMENTY OPERACYJNE	55
4. KOSZTY OPERACYJNE	58
5. PRZYCHODY I KOSZTY FINANSOWE	60
6. WYCENA JEDNOSTEK STOWARZYSZONYCH METODĄ PRAW WŁASNOŚCI	60
7. PODATEK DOCHODOWY	62
8. DZIAŁALNOŚĆ ZANIECHANA	65
9. ZYSK/(STRATA) NA JEDNĄ AKCJĘ	66
10. DYWIDENDY WYPŁACONE I ZAPROPONOWANE DO WYPŁATY	67
11. RZECZOWE AKTYWA TRWAŁE	67
12. NIERUCHOMOŚCI INWESTYCYJNE	72
13. WARTOŚCI NIEMATERIALNE	73
14. AKTYWA FINANSOWE DOSTĘPNE DO SPRZEDAŻY – DŁUGOTERMINOWE	76
15. INNE AKTYWA FINANSOWE	76
16. AKTYWA Z TYTUŁU PODATKU ODROZONEGO	76
17. POZOSTAŁE AKTYWA TRWAŁE	76
18. ZAPASY	77
19. NALEŻNOŚCI Z TYTUŁU DOSTAW I USŁUG ORAZ POZOSTAŁE NALEŻNOŚCI	78
20. ROZRACHUNKI Z TYTUŁU PODATKU BIEŻĄCEGO	79
21. POZOSTAŁE AKTYWA	79
22. AKTYWA FINANSOWE DOSTĘPNE DO SPRZEDAŻY- KRÓTKOTERMINOWE	79
23. ŚRODKI PIENIĘŻNE I ICH EKWIWALENTY	79
24. AKTYWA PRZEZNACZONE DO SPRZEDAŻY	80
25. KAPITAŁ PODSTAWOWY	80
26. KREDYTY, POŻYCZKI I PAPIERY DŁUŻNE	81
27. ZOBOWIĄZANIA Z TYTUŁU ŚWIADCZEŃ PRACOWNICZYCH	84
28. REZERWY	85
29. PRZYCHODY PRZYSZŁYCH OKRESÓW	86
30. ZOBOWIĄZANIA Z TYTUŁU PODATKU ODROZONEGO	86
31. INNE ZOBOWIĄZANIA DŁUGOTERMINOWE	86
32. ZOBOWIĄZANIA Z TYTUŁU DOSTAW I USŁUG ORAZ INNE ZOBOWIĄZANIA	87
33. PRZYCZYNY WYSTĘPOWANIA RÓŻNIC POMIĘDZY POZYCJAMI SPRAWOZDANIA Z SYTUACJI FINANSOWEJ ORAZ ZMIANAMI WYNIKAJĄCYMI ZE ZMIAN NIEKTÓRYCH POZYCJI SPRAWOZDANIA Z PRZEPŁYWÓW PIENIĘŻNYCH ORAZ ROZBICIE POZYCJI POZOSTAŁE KOREKTY W DZIAŁALNOŚCI OPERACYJNEJ	87
34. INSTRUMENTY FINANSOWE I ZASADY ZARZĄDZANIA RYZYKIEM FINANSOWYM	90
35. POCHODNE INSTRUMENTY FINANSOWE	110
36. ZOBOWIĄZANIA I NALEŻNOŚCI WARUNKOWE	116
37. ZOBOWIĄZANIA POZABILANSOWE	117
38. INFORMACJE O PODMIOTACH POWIĄZANYCH	118
39. ZATRUDNIENIE (DANE W OSOBACH)	128
40. INFORMACJE NA TEMAT PROCESU RESTRUKTURYZACJI W GRUPIE KAPITAŁOWEJ	128
41. ZARZĄDZANIE KAPITAŁEM	129
42. INNE ISTOTNE INFORMACJE	130
43. ZDARZENIA PO DNIU BILANSOWYM	133

SKONSOLIDOWANY RACHUNEK ZYSKÓW I STRAT
za okres zakończony 31 grudnia 2013 roku

	Informacja dodatkowa	Okres od 1	Okres od 1
		stycznia 2013 do 31 grudnia 2013	stycznia 2012 do 31 grudnia 2012
		zbadane	przekształcone
Przychody ze sprzedaży	3	32 120	28 730
Zużycie surowców i materiałów	4.1	(19 512)	(17 603)
Świadczenia pracownicze	4.2	(3 214)	(3 047)
Amortyzacja		(2 463)	(2 069)
Usługi obce	4.3	(3 245)	(3 060)
Koszt wytworzenia świadczeń na własne potrzeby		983	1 006
Pozostałe przychody i koszty operacyjne	4.4	(1 520)	(1 417)
Koszty operacyjne razem	3	(28 971)	(26 190)
Zysk/(Strata) z działalności operacyjnej		3 149	2 540
Przychody finansowe	5	69	216
Koszty finansowe	5	(465)	(380)
Udział w wyniku finansowym jednostek wycenianych metodą praw własności	6	(44)	173
Zysk/(Strata) przed opodatkowaniem		2 709	2 549
Podatek dochodowy	7	(789)	(309)
Zysk/(Strata) netto		1 920	2 240
Przypisany/(a):			
Akcjonariuszom jednostki dominującej		1 918	2 242
Udziałom niekontrolującym		2	(2)
Zysk/(Strata) netto i rozwodniony zysk/(strata) netto na jedną akcję, przypisany/(a) zwykłym akcjonariuszom jednostki dominującej (w PLN)	9	0,33	0,38

SKONSOLIDOWANE SPRAWOZDANIE Z CAŁKOWITYCH DOCHODÓW
za okres zakończony 31 grudnia 2013 roku

	Okres od 1 stycznia 2013 do 31 grudnia 2013	Okres od 1 stycznia 2012 do 31 grudnia 2012
	zbadane	przekształcone
Zysk/(Strata) netto	1 920	2 240
Inne całkowite dochody, które zostaną przeklasyfikowane na zyski lub straty po spełnieniu określonych warunków, dotyczące pozycji:	5	(204)
Różnice kursowe z przeliczenia jednostek zagranicznych	(53)	(2)
Stosowanie rachunkowości zabezpieczeń	72	(250)
Podatek odroczony	(14)	48
Inne całkowite dochody, które nie zostaną przeklasyfikowane na zyski lub straty, dotyczące pozycji:	98	11
Zyski/(Straty) aktuarialne dotyczące świadczeń pracowniczych	117	14
Podatek odroczony	(19)	(3)
Inne całkowite dochody netto	103	(193)
Całkowite dochody razem	2 023	2 047
Przypisane:		
Akcjonariuszom jednostki dominującej	2 021	2 049
Udziałom niekontrolującym	2	(2)

SKONSOLIDOWANE SPRAWOZDANIE Z SYTUACJI FINANSOWEJ
na dzień 31 grudnia 2013 roku

	Informacja dodatkowa	31 grudnia 2013	31 grudnia 2012	1 stycznia 2012
		zbadane	przekształcone	przekształcone
AKTYWA				
Aktywa trwałe (długoterminowe)				
Rzeczowe aktywa trwałe	11	33 033	33 784	29 319
Nieruchomości inwestycyjne	12	9	11	7
Wartości niematerialne	13	1 164	1 146	343
Inwestycje w jednostkach stowarzyszonych wycenianych metodą praw własności	6	727	771	598
Aktywa finansowe dostępne do sprzedaży	14	51	48	56
Inne aktywa finansowe	15	191	124	10
Aktywa z tytułu podatku odroczonego	16	993	1 136	936
Pozostałe aktywa trwałe	17	71	76	48
Aktywa trwałe (długoterminowe) razem		36 239	37 096	31 317
Aktywa obrotowe (krótkoterminowe)				
Zapasy	18	3 378	3 064	2 082
Należności z tytułu dostaw i usług oraz pozostałe należności	19	4 086	5 374	3 378
Należności z tytułu podatku bieżącego	20	48	150	164
Pozostałe aktywa	21	171	84	78
Aktywa finansowe dostępne do sprzedaży	22	-	-	22
Aktywa z tytułu pochodnych instrumentów finansowych	34	307	105	285
Środki pieniężne i ich ekwiwalenty	23	2 827	1 948	1 505
Aktywa przeznaczone do sprzedaży	24	88	108	9
Aktywa obrotowe (krótkoterminowe) razem		10 905	10 833	7 523
Aktywa razem		47 144	47 929	38 840
ZOBOWIĄZANIA I KAPITAŁ WŁASNY				
Kapitał własny				
Kapitał podstawowy (akcyjny)	25	5 900	5 900	5 900
Kapitał z emisji akcji powyżej ich wartości nominalnej		1 740	1 740	1 740
Skumulowane inne całkowite dochody		(49)	(152)	41
Zyski/(Straty) zatrzymane		20 856	19 705	17 463
Kapitał własny, przypisany akcjonariuszom jednostki dominującej		28 447	27 193	25 144
Kapitał własny, przypisany udziałom niekontrolującym		6	4	7
Kapitał własny razem		28 453	27 197	25 151
Zobowiązania długoterminowe				
Kredyty, pożyczki i papiery dłużne	26	5 385	5 509	1 382
Zobowiązania z tytułu świadczeń pracowniczych	27	502	381	351
Rezerwy	28	1 405	1 792	1 358
Przychody przyszłych okresów	29	1 533	1 448	1 160
Zobowiązania z tytułu podatku odroczonego	30	1 970	1 936	1 572
Inne zobowiązania długoterminowe	31	58	53	20
Zobowiązania długoterminowe razem		10 853	11 119	5 843
Zobowiązania krótkoterminowe				
Zobowiązania z tytułu dostaw i usług oraz inne zobowiązania	32	4 033	3 667	3 236
Kredyty, pożyczki i papiery dłużne	26	2 276	4 702	3 617
Zobowiązania z tytułu pochodnych instrumentów finansowych	35	124	393	417
Zobowiązania z tytułu podatku bieżącego	20	184	24	58
Zobowiązania z tytułu świadczeń pracowniczych	27	375	356	238
Rezerwy	28	645	350	185
Przychody przyszłych okresów	29	186	101	95
Zobowiązania dotyczące aktywów przeznaczonych do sprzedaży	24	15	20	-
Zobowiązania krótkoterminowe razem		7 838	9 613	7 846
Zobowiązania razem		18 691	20 732	13 689
Zobowiązania i kapitał własny razem		47 144	47 929	38 840

SKONSOLIDOWANE SPRAWOZDANIE Z PRZEPŁYWÓW PIENIĘŻNYCH za okres zakończony 31 grudnia 2013 roku

	Informacja dodatkowa	Okres od 1 stycznia 2013 do 31 grudnia 2013	Okres od 1 stycznia 2012 do 31 grudnia 2012
		zbadane	przekształcone
Przepływy środków pieniężnych z działalności operacyjnej			
Zysk/(Strata) netto		1 920	2 240
Korekty o pozycje:			
Udział w wyniku finansowym jednostek wycenianych metodą praw własności		44	(173)
Amortyzacja		2 463	2 069
Zysk/(Strata) z tytułu różnic kursowych netto		169	(142)
Odsetki i dywidendy netto		207	234
Zysk/(Strata) z działalności inwestycyjnej		568	138
Podatek dochodowy bieżącego okresu		789	309
Pozostałe pozycje netto	33	430	470
Podatek dochodowy zapłacony		(495)	(591)
Przepływy pieniężne netto z działalności operacyjnej przed zmianą stanu kapitału obrotowego		6 095	4 554
Zmiana stanu kapitału obrotowego:			
Zmiana stanu należności	33	1 310	(1 734)
Zmiana stanu zapasów	33	(321)	(620)
Zmiana stanu zobowiązań z tytułu świadczeń pracowniczych	33	140	52
Zmiana stanu rezerw	33	299	140
Zmiana stanu zobowiązań krótkoterminowych	33	394	248
Zmiana stanu pozostałych aktywów	33	(89)	(22)
Zmiana stanu przychodów przyszłych okresów	33	(15)	(66)
Przepływy pieniężne netto z działalności operacyjnej		7 813	2 552
Przepływy środków pieniężnych z działalności inwestycyjnej			
Wpływy ze sprzedaży rzeczowych aktywów trwałych oraz wartości niematerialnych		130	208
Wpływy ze sprzedaży udziałów w jednostkach nieobjętych konsolidacją		1	5
Wpływy ze sprzedaży krótkoterminowych papierów wartościowych		-	21
Nabycie rzeczowych aktywów trwałych i wartości niematerialnych		(3 290)	(3 788)
Nabycie udziałów w jednostkach nieobjętych konsolidacją		(2)	-
Otrzymane odsetki		1	3
Otrzymane dywidendy		3	4
Wydatki na nabycie akcji spółki PGNiG TERMIKA S.A.		-	(3 021)
Pozostałe pozycje netto		97	419
Przepływy pieniężne netto z działalności inwestycyjnej		(3 060)	(6 149)
Przepływy środków pieniężnych z działalności finansowej			
Wpływy z tytułu zaciągnięcia kredytów i pożyczek		763	193
Wpływy z tytułu emisji papierów dłużnych		1 475	8 649
Splata kredytów i pożyczek		(700)	(972)
Wykup papierów dłużnych		(4 322)	(3 354)
Splata zobowiązań z tytułu leasingu finansowego		(57)	(44)
Wpływy z tytułu pochodnych instrumentów finansowych		83	-
Wydatki z tytułu pochodnych instrumentów finansowych		(116)	(111)
Wyplacone dywidendy		(767)	(1)
Zapłacone odsetki		(208)	(317)
Pozostałe pozycje netto		(25)	(3)
Przepływy pieniężne netto z działalności finansowej		(3 874)	4 040
Zmiana stanu środków pieniężnych netto		879	443
Różnice kursowe netto	33	-	-
Środki pieniężne i ich ekwiwalenty na początek okresu	33	1 947	1 504
Środki pieniężne i ich ekwiwalenty na koniec okresu	33	2 826	1 947

SKONSOLIDOWANE SPRAWOZDANIE ZE ZMIAN W KAPITALE WŁASNYM
za okres zakończony 31 grudnia 2013 roku

	Kapitał własny (przypisany akcjonariuszom jednostki dominującej)						Kapitał własny (przypisany udziałom niekontrolującym)	Kapitał własny razem	
	Kapitał podstawowy (akcyjny)	Kapitał z emisji akcji powyżej ich wartości nominalnej	Skumulowane inne całkowite dochody z tytułu:			Zyski/(Straty) zatrzymane			Razem
			różnic kursowych z przeliczenia jednostek zagranicznych	stosowania rachunkowości zabezpieczeń	zysków/(strat) aktuarialnych dotyczących świadczeń pracowniczych				
Stan na 1 stycznia 2013 (przekształcone)	5 900	1 740	(31)	(59)	(62)	19 705	27 193	4	27 197
Wypłata dywidendy właścicielom	-	-	-	-	-	(767)	(767)	-	(767)
Całkowite dochody razem	-	-	(53)	58	98	1 918	2 021	2	2 023
Zysk/(Strata) netto za 2013 rok	-	-	-	-	-	1 918	1 918	2	1 920
Inne całkowite dochody netto za 2013 rok	-	-	(53)	58	98	-	103	-	103
Stan na 31 grudnia 2013 (zbadane)	5 900	1 740	(84)	(1)	36	20 856	28 447	6	28 453
Stan na 1 stycznia 2012 (przekształcone)	5 900	1 740	(29)	143	(73)	17 463	25 144	7	25 151
Wypłata dywidendy właścicielom	-	-	-	-	-	-	-	(1)	(1)
Całkowite dochody razem	-	-	(2)	(202)	11	2 242	2 049	(2)	2 047
Zysk/(Strata) netto za 2012 rok	-	-	-	-	-	2 242	2 242	(2)	2 240
Inne całkowite dochody netto za 2012 rok	-	-	(2)	(202)	11	-	(193)	-	(193)
Stan na 31 grudnia 2012 (przekształcone)	5 900	1 740	(31)	(59)	(62)	19 705	27 193	4	27 197

INFORMACJA DODATKOWA DO SKONSOLIDOWANEGO SPRAWOZDANIA FINANSOWEGO na dzień 31 grudnia 2013 roku

1. INFORMACJE OGÓLNE

1.1. Nazwa, siedziba, podstawowy przedmiot działalności gospodarczej oraz podstawowe dane rejestrowe

Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo Spółka Akcyjna (PGNiG S.A., Spółka, Jednostka Dominująca) z siedzibą w Polsce, w Warszawie, kod pocztowy 01-224, przy ulicy Marcina Kasprzaka 25 jest jednostką dominującą Grupy Kapitałowej PGNiG (GK PGNiG, Grupa Kapitałowa, Grupa).

Spółka została wpisana do rejestru handlowego, prowadzonego przez Sąd Rejonowy dla m. st. Warszawy Wydział XVI Gospodarczy, w dniu 30 października 1996 roku pod numerem RHB 48382. Aktualnie Spółka jest wpisana do rejestru przedsiębiorców prowadzonego przez Sąd Rejonowy dla m. st. Warszawy, XII Wydział Gospodarczy Krajowego Rejestru Sądowego pod numerem KRS 0000059492. Spółce nadano numer statystyczny REGON 012216736 oraz NIP 525-000-80-28.

Akcje PGNiG S.A. notowane są na Giełdzie Papierów Wartościowych (GPW) w Warszawie. Podstawowym przedmiotem działalności Spółki jest poszukiwanie i eksploatacja złóż ropy naftowej i gazu ziemnego, import, magazynowanie oraz sprzedaż paliw gazowych, a także obrót energią elektryczną.

Grupa Kapitałowa jest jedyną pionowo zintegrowaną firmą w sektorze gazowym w Polsce, posiadającą wiodącą pozycję we wszystkich jego obszarach, jest również znaczącym producentem ciepła i energii elektrycznej w kraju. Obszar działalności Grupy Kapitałowej obejmuje poszukiwanie złóż, wydobywanie z krajowych złóż gazu ziemnego i ropy naftowej, import, magazynowanie oraz obrót i dystrybucję paliw gazowych. Grupa Kapitałowa jest głównym importerem paliwa gazowego z Rosji, Niemiec, Czech, jak i głównym producentem gazu ziemnego ze złóż krajowych. Wydobywanie gazu ziemnego i ropy naftowej jest jednym z kluczowych czynników zapewniających Spółce konkurencyjną pozycję na liberalizowanym rynku gazu w Polsce.

Obrót i dystrybucja gazu ziemnego oraz ciepła stanowiące, obok wydobywania gazu ziemnego i ropy naftowej, podstawową działalność Grupy Kapitałowej, są regulowane przez Prawo Energetyczne, czego konsekwencją jest koncesjonowanie działalności oraz uzależnienie znaczącej części przychodów Grupy Kapitałowej od poziomu taryf zatwierdzanych przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki. Działalność poszukiwawczo-wydobywcza prowadzona jest na podstawie posiadanych koncesji, normowanych przepisami Prawa geologicznego i górniczego.

1.2. Czas trwania działalności Grupy Kapitałowej

Czas trwania działalności Jednostki Dominującej i jednostek zależnych jest nieoznaczony.

1.3. Okres objęty skonsolidowanym sprawozdaniem finansowym

W skonsolidowanym sprawozdaniu finansowym zaprezentowane zostały dane na dzień 31 grudnia 2013 roku oraz obejmujące okres od dnia 1 stycznia 2013 roku do 31 grudnia 2013 roku wraz z danymi porównawczymi za odpowiednie okresy 2012 roku.

1.4. Struktura Grupy Kapitałowej

Według stanu na dzień 31 grudnia 2013 roku w skład Grupy Kapitałowej PGNiG wchodziło PGNiG S.A. jako podmiot dominujący oraz 30 spółek o profilu produkcyjnym i usługowym, w tym:

- 22 spółki zależne od PGNiG S.A.,
- 8 spółek pośrednio zależnych od PGNiG S.A.

Wykaz spółek GK PGNiG według stanu na dzień 31 grudnia 2013 roku został przedstawiony w tabeli poniżej.

Lp	Nazwa jednostki	Kapitał zakładowy w PLN ¹⁾	Udział kapitałowy PGNiG S.A. w PLN ¹⁾	Procentowy udział PGNiG S.A.:	
				w kapitale	w liczbie głosów
Spółki bezpośrednio zależne od PGNiG S.A.					
1	BSiPG Gazoprojekt S.A.	4 000 000	900 000	22,5% ²⁾	22,5% ²⁾
2	Exalo Drilling S.A.	981 500 000	981 500 000	100%	100%
3	GEOFIZYKA Kraków S.A.	64 400 000	64 400 000	100%	100%
4	GEOFIZYKA Toruń S.A.	66 000 000	66 000 000	100%	100%
5	Geovita S.A.	86 139 000	86 139 000	100%	100%
6	Operator Systemu Magazynowania Sp. z o.o.	15 290 000	15 290 000	100%	100%
7	PGNiG Serwis Sp. z o.o.	9 995 000	9 995 000	100%	100%
8	PGNiG Technologie S.A.	182 127 240	182 127 240	100%	100%
9	PGNiG TERMIKA S.A.	670 324 950	670 324 950	100%	100%
10	Polska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o.	10 454 206 550	10 454 206 550	100%	100%
11	PGNiG Finance AB	500 000 (SEK)	500 000 (SEK)	100%	100%
12	PGNiG Sales & Trading GmbH	10 000 000 (EUR)	10 000 000 (EUR)	100%	100%
13	PGNiG Upstream International AS	1 092 000 000 (NOK)	1 092 000 000 (NOK)	100%	100%
14	Polish Oil and Gas Company - Libya B.V.	20 000 (EUR)	20 000 (EUR)	100%	100%
15	Biogazownia Ostrowiec Sp. z o.o. w likwidacji	165 000	165 000	100%	100%
16	BUD-GAZ P.P.U.H. Sp. z o.o. w likwidacji	51 760	51 760	100%	100%
17	NYSAGAZ Sp. z o.o.	9 881 000	6 549 000	66,28%	66,28%
18	PGNiG Obrót Detaliczny Sp. z o.o.	1 000 000	1 000 000	100%	100%
19	PGNiG SPV 5 Sp. z o.o.	250 000	250 000	100%	100%
20	PGNiG SPV 6 Sp. z o.o.	250 000	250 000	100%	100%
21	PGNiG SPV 7 Sp. z o.o.	250 000	250 000	100%	100%
22	Polskie Elektrownie Gazowe Sp.z o.o. w likwidacji	1 212 000	1 212 000	100%	100%
Spółki pośrednio zależne od PGNiG S.A.					
23	CHEMKOP Sp. z o.o.	3 000 000	2 565 350	85,51%	85,51%
24	GAZ Sp. z o.o.	300 000	240 000	80%	80%
25	Powisłe Park Sp. z o.o.	81 131 000	81 131 000	100%	100%
26	Zakład Gospodarki Mieszkaniowej Sp. z o.o.	1 806 500	1 806 500	100%	100%
27	Oil Tech International F.Z.E.	20 000 (USD)	20 000 (USD)	100%	100%
28	Poltava Services LLC	20 000 (EUR)	19 800 (EUR)	99%	99%
29	PT Geofizyka Torun Indonezja LLC w likwidacji	8 773 000 000 (IDR)	4 825 150 000 (IDR) ³⁾	55%	55%
30	XOOL GmbH	500 000 (EUR)	500 000 (EUR)	100%	100%

1) O ile nie wskazano inaczej.

2) Bezpośredni udział PGNiG S.A. w kapitale zakładowym BSiPG Gazoprojekt S.A. wynosi 22,50%, natomiast udział pośredni (poprzez PGNiG Technologie S.A.) wynosi 52,50%. PGNiG S.A. ma prawo do powoływania większości członków Rady Nadzorczej spółki.

3) Kapitał spółki, wg umowy wynoszący w przeliczeniu 1 000 tysięcy USD, został częściowo opłacony przez Geofizykę Toruń Sp. z o.o.- do dnia 31 grudnia 2013 roku Geofizyka Toruń Sp. z o.o. przekazała środki w wysokości 40,7 tysięcy USD.

1.5. Sprawozdanie zawiera dane skonsolidowane

Sprawozdanie zawiera skonsolidowane dane: Jednostki Dominującej, 14 spółek zależnych (w tym: 3 grup kapitałowych) oraz 1 spółki stowarzyszonej i 1 spółki współzależnej.

Zakres jednostek Grupy Kapitałowej objętych konsolidacją na dzień 31 grudnia 2013 roku

Nazwa jednostki	Kraj siedziby	Procentowy udział PGNiG S.A. w kapitale	
		31 grudnia 2013	31 grudnia 2012
PGNiG S.A. (podmiot dominujący)	Polska		
Spółki zależne od PGNiG S.A.			
1 BSiPG Gazoprojekt S.A. ¹⁾	Polska	75,00%	75,00%
2 GK Exalo Drilling (d. GK PGNiG Poszukiwania) ²⁾	Polska	100,00%	100,00%
3 GEOFIZYKA Kraków S.A.	Polska	100,00%	100,00%
4 GEOFIZYKA Toruń S.A.	Polska	100,00%	100,00%
5 Geovita S.A.	Polska	100,00%	100,00%
6 Operator Systemu Magazynowania Sp. z o.o.	Polska	100,00%	100,00%
7 PGNiG Serwis Sp. z o.o.	Polska	100,00%	100,00%
8 PGNiG Technologie S.A.	Polska	100,00%	100,00%
9 PGNiG TERMIKA S.A. ³⁾	Polska	100,00%	99,99%
10 GK Polska Spółka Gazownictwa (d. GK PGNiG SPV 4) ⁴⁾	Polska	100,00%	-
11 PGNiG Finance AB	Szwecja	100,00%	100,00%
12 GK PGNiG Sales&Trading GmbH ⁵⁾	Niemcy	100,00%	100,00%
13 PGNiG Upstream International AS (d. PGNiG Norway AS)	Norwegia	100,00%	100,00%
14 Polish Oil And Gas Company – Libya B.V.	Holandia	100,00%	100,00%
15 Dolnośląska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o. ⁴⁾	Polska	-	100,00%
16 Górnośląska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o. ⁴⁾	Polska	-	100,00%
17 INVESTGAS S.A. ⁶⁾	Polska	-	100,00%
18 Karpacka Spółka Gazownictwa Sp. z o.o. ⁴⁾	Polska	-	100,00%
19 GK Mazowiecka Spółka Gazownictwa ^{4), 7)}	Polska	-	100,00%
20 PGNiG Energia S.A. ⁸⁾	Polska	-	100,00%
21 Pomorska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o. ⁴⁾	Polska	-	100,00%
22 Poszukiwania Naftowe Diament Sp. z o.o. ⁹⁾	Polska	-	100,00%
23 Poszukiwania Nafty i Gazu Jasło S.A. ⁹⁾	Polska	-	100,00%
24 GK Poszukiwania Nafty i Gazu Kraków ^{9), 10)}	Polska	-	100,00%
25 Poszukiwania Nafty i Gazu NAFTA S.A. ⁹⁾	Polska	-	100,00%
26 Wielkopolska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o. ⁴⁾	Polska	-	100,00%
27 Zakład Robót Górniczych Krosno Sp. z o.o. ⁹⁾	Polska	-	100,00%
Spółki współzależne i stowarzyszone wyceniane metodą praw własności			
28 GAS - TRADING S.A.	Polska	43,41%	43,41%
29 SGT EUROPOL GAZ S.A. ¹¹⁾	Polska	49,74%	49,74%

1) Bezpośredni udział PGNiG S.A. w kapitale zakładowym BSiPG Gazoprojekt S.A. wynosi 22,50%, natomiast udział pośredni (poprzez PGNiG Technologie S.A.) wynosi 52,50%. PGNiG S.A. ma prawo do powoływania większości członków Rady Nadzorczej spółki;

2) GK Exalo Drilling obejmuje Exalo Drilling S.A. oraz spółki zależne: Oil Tech International F.Z.E. i Poltava Services LLC;

3) Udział PGNiG S.A. w kapitale PGNiG Termika S.A. bez uwzględnienia akcji własnych do umorzenia;

4) GK Polska Spółka Gazownictwa obejmuje Polską Spółkę Gazownictwa Sp. z o.o. (w dniu 1 lipca 2013 roku nastąpiło połączenie spółki PGNiG SPV 4 Sp. z o.o. z sześcioma spółkami gazownictwa: Dolnośląską Spółką Gazownictwa Sp. z o.o., Górnośląską Spółką Gazownictwa Sp. z o.o., Karpacką Spółką Gazownictwa Sp. z o.o., Mazowiecką Spółką Gazownictwa Sp. z o.o., Pomorską Spółką Gazownictwa Sp. z o.o. i Wielkopolską Spółką Gazownictwa Sp. z o.o.) oraz spółki zależne: Powiśle Park Sp. z o.o. i GAZ Sp. z o.o.;

5) GK PGNiG Sales & Trading obejmuje PGNiG Sales & Trading GmbH oraz jej spółkę zależną XOOD GmbH;

6) W dniu 1 lipca 2013 roku nastąpiło połączenie spółki INVESTGAS S.A. z Operatorem Systemu Magazynowania Sp. z o.o., gdzie podmiotem przejmującym była spółka Operator Systemu Magazynowania Sp. z o.o.;

7) GK Mazowiecka Spółka Gazownictwa obejmowała Mazowiecką Spółkę Gazownictwa Sp. z o.o. oraz spółkę zależną Powiśle Park Sp. z o.o.;

8) W dniu 23 lipca 2013 roku nastąpiło połączenie spółki PGNiG Energia S.A. z PGNiG S.A. (podmiotem przejmującym była PGNiG S.A.);

9) Od dnia 1 lutego 2013 roku oddział Exalo Drilling S.A.;

10) Do dnia 1 lutego 2013 GK Poszukiwania Nafty i Gazu Kraków obejmowała Poszukiwania Nafty i Gazu Kraków S.A. oraz jej spółki zależne: Oil Tech International F.Z.E. i Poltava Services LLC;

11) W tym: 48,00 % udział bezpośredni, a 1,74% udział pośredni poprzez spółkę GAS - TRADING S.A.

1.6. Zmiany w strukturze Grupy Kapitałowej, w tym w wyniku połączenia jednostek gospodarczych, przejęcia lub sprzedaży jednostek grupy kapitałowej emitenta, inwestycji długoterminowych, podziału, restrukturyzacji i zaniechania działalności

Najistotniejsze zmiany w strukturze Grupy Kapitałowej PGNiG w 2013 roku obejmowały:

- Nadzwyczajne Zgromadzenie Wspólników spółki BUD-GAZ PPUH Sp. z o.o. w dniu 2 stycznia 2013 roku podjęło uchwałę w sprawie rozwiązania spółki i rozpoczęcia procesu likwidacji;
- W dniu 25 stycznia 2013 roku Nadzwyczajne Walne Zgromadzenie spółki PGNiG Poszukiwania S.A. podjęło uchwałę w sprawie zmiany Statutu Spółki polegającej na zmianie firmy Spółki na Exalo Drilling Spółka Akcyjna. Rejestracja zmian Statutu Spółki w KRS miała miejsce w dniu 6 lutego 2013 roku;
- W dniu 1 lutego 2013 roku zostało zarejestrowane w KRS połączenie spółki PGNiG Poszukiwania S.A. z pięcioma spółkami wiertniczo-serwisowymi z GK PGNiG: PNiG Kraków S.A., PNiG Jasło S.A., PNiG NAFTA S.A., PN „Diament” Sp. z o.o. oraz ZRG Krosno Sp. z o.o.;
- W dniu 15 lutego 2013 roku Nadzwyczajne Zgromadzenie Wspólników spółki PGNiG SPV 4 Sp. z o.o. podjęło uchwałę w sprawie podwyższenia kapitału zakładowego spółki o kwotę 990 000 złotych do poziomu 995 000 złotych poprzez ustanowienie 19 800 nowych udziałów o wartości nominalnej 50 złotych każdy, które objęte zostały przez PGNiG S.A. i pokryte w całości wkładem pieniężnym. Przedmiotowe podwyższenie kapitału zakładowego zostało zarejestrowane w KRS w dniu 6 marca 2013 roku;
- W dniu 28 lutego 2013 roku Nadzwyczajne Walne Zgromadzenie spółki PGNiG TERMIKA S.A. podjęło uchwałę w sprawie podwyższenia kapitału zakładowego o kwotę 33 984 000 złotych do poziomu 896 300 000 złotych poprzez emisję 3 398 400 akcji serii D. Akcje nowej emisji objęte zostały przez PGNiG S.A. Rejestracja podwyższenia kapitału zakładowego w KRS miała miejsce w dniu 22 marca 2013 roku. Ponadto trwały czynności formalne wypełniające procedurę wykupu 391 akcji akcjonariuszy mniejszościowych zgodnie z art. 418 K.s.h. Po ich zakończeniu, Nadzwyczajne Walne Zgromadzenie spółki PGNiG TERMIKA S.A. w dniu 13 maja 2013 roku podjęło uchwałę w sprawie umorzenia wszystkich akcji własnych spółki w ilości 24 630 000 bez wynagrodzenia. Jednocześnie podjęta została kolejna uchwała w sprawie obniżenia kapitału zakładowego spółki z kwoty 896 300 000 złotych o kwotę 246 300 000 złotych do poziomu 650 000 000 złotych. Rejestracja powyższych zmian w KRS miała miejsce w dniu 27 maja 2013 roku, sąd dokonał również wpisu jedyne go akcjonariusza w spółce, tj. PGNiG S.A.;
- Z dniem 5 marca 2013 roku zarejestrowane zostało w KRS podwyższenie kapitału zakładowego spółki Biogazownia Ostrowiec Sp. z o.o. Powyższe wynikało z uchwały z dnia 14 grudnia 2012 roku podjętej przez Nadzwyczajne Zgromadzenie Wspólników spółki Biogazownia Ostrowiec Sp. z o.o. w sprawie podwyższenia kapitału zakładowego spółki z kwoty 105 000 złotych do poziomu 165 000 złotych poprzez utworzenie 1 200 nowych udziałów o wartości nominalnej 50 złotych każdy. Nowo utworzone udziały objęte zostały przez jedyne go wspólnika, tj. PGNiG Energia S.A. i pokryte wkładem pieniężnym w kwocie 60 000 złotych poprzez umowne potrącenie wierzytelności z tytułu wpłaty na poczet udziałów w podwyższonym kapitale z wierzytelnością PGNiG Energia S.A. z tytułu pożyczki udzielonej spółce Biogazownia Ostrowiec Sp. z o.o. przez PGNiG Energia S.A.;
- W dniu 27 marca 2013 roku Zgromadzenie Wspólników spółki PGNiG Norway AS podjęło uchwałę w sprawie zmiany umowy spółki polegającej min. na zmianie firmy spółki na PGNiG Upstream International AS. W dniu 23 maja 2013 roku dokonana została rejestracja zmiany firmy spółki (umowy spółki) PGNiG Norway AS na PGNiG Upstream International AS;

- Zgodnie z umową zawartą w dniu 15 kwietnia 2013 roku pomiędzy Skarbem Państwa a spółką INVESTGAS S.A., INVESTGAS S.A. nabył 307 kolejnych udziałów spółki Ośrodek Badawczo-Rozwojowy Górnictwa Surowców Chemicznych CHEMKOP Sp. z o.o. (udziały nieobjęte przez uprawnionych pracowników lub ich spadkobierców). Nabycie udziałów nastąpiło z chwilą podpisania umowy. Udział INVESTGAS S.A. w kapitale zakładowym spółki wzrósł z 85% do 85,51%;
- W dniu 14 maja 2013 roku Zgromadzenie Wspólników Biogazownia Ostrowiec Sp. z o.o. podjęło uchwałę w sprawie rozwiązania spółki i rozpoczęcia procesu jej likwidacji. Powyższe zostało zarejestrowane w KRS w dniu 29 lipca 2013 roku;
- W dniu 24 maja 2013 roku Nadzwyczajne Zgromadzenie Wspólników spółki PGNiG SPV 4 Sp. z o.o. (spółka przejmująca) podjęło uchwałę w sprawie połączenia ze spółkami Karpacka Spółka Gazownictwa Sp. z o.o., Górnośląska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o., Mazowiecka Spółka Gazownictwa Sp. z o.o., Wielkopolska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o., Pomorska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o., Dolnośląska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o. (spółki przejmowane). Połączenie odbyło się w trybie art. 492 § 1 pkt 1 Kodeksu spółek handlowych przez przeniesienie całego majątku i obowiązków spółek przejmowanych na spółkę przejmującą za udziały, które spółka przejmująca wyda wspólnikowi spółek przejmowanych (łączenie się przez przejęcie). W dniu 24 maja 2013 roku Nadzwyczajne Zgromadzenia Wspólników spółek przejmowanych również podjęły analogiczne uchwały w sprawie przedmiotowego połączenia. Powyższe zostało zarejestrowane w KRS w dniu 1 lipca 2013 roku. Kapitał zakładowy spółki PGNiG SPV 4 Sp. z o.o. – w związku z powyższym – został podwyższony z kwoty 995 000 złotych do poziomu 10 454 206 550 złotych;
- W dniu 28 maja 2013 roku Nadzwyczajne Zgromadzenie Wspólników spółki Operator Systemu Magazynowania Sp. z o.o. (spółka przejmująca) podjęło uchwałę w sprawie połączenia ze spółką INVESTGAS S.A. (spółka przejmowana) w trybie art. 492 § 1 pkt 1 Kodeksu spółek handlowych poprzez przeniesienie całego majątku spółki przejmowanej (łączenie poprzez przejęcie) na spółkę przejmującą w zamian za udziały w podwyższonym kapitale zakładowym. Nadzwyczajne Walne Zgromadzenie spółki INVESTGAS S.A. w dniu 28 maja 2013 roku podjęło w przedmiotowej sprawie analogiczne uchwały. Powyższe zostało zarejestrowane w KRS w dniu 1 lipca 2013 roku. Kapitał zakładowy spółki Operator Systemu Magazynowania Sp. z o.o. – w związku z powyższym – został podwyższony z kwoty 5 000 000 złotych do poziomu 15 290 000 złotych;
- W dniu 13 czerwca 2013 roku Nadzwyczajne Walne Zgromadzenie spółki PGNiG Technologie S.A. podjęło uchwałę w sprawie podwyższenia kapitału zakładowego o kwotę 15 213 240 złotych do poziomu 182 127 240 złotych. Wszystkie nowoutworzone akcje objęte zostały przez PGNiG S.A. i pokryte wkładem niepieniężnym w postaci 21 000 akcji spółki BSiPG Gazoprojekt S.A. Powyższe zmiany zostały zarejestrowane w KRS w dniu 21 czerwca 2013 roku. W związku z powyższym, bezpośredni udział PGNiG S.A. w kapitale zakładowym BSiPG Gazoprojekt S.A. spadł do poziomu 22,50%, natomiast udział pośredni poprzez PGNiG Technologie S.A. wynosi 52,50%;
- W dniu 26 czerwca 2013 roku Nadzwyczajne Walne Zgromadzenie PGNiG S.A. wyraziło zgodę na połączenie w trybie art. 492 §1 pkt 1 K.s.h. spółki PGNiG Energia S.A. jako spółki przejmowanej ze spółką PGNiG S.A. jako spółką przejmującą poprzez przeniesienie w drodze sukcesji uniwersalnej na spółkę przejmującą, jako jedyne go akcjonariusza spółki przejmowanej, całego majątku spółki przejmowanej (w tym 14 100 000 posiadanych przez PGNiG Energia S.A. akcji Elektrociepłowni Stalowa Wola S.A. i wszystkich posiadanych przez PGNiG Energia S.A. udziałów spółki Biogazownia Ostrowiec Sp. z o.o. w likwidacji) oraz rozwiązanie spółki przejmowanej bez przeprowadzenia jej likwidacji (połączenie poprzez przejęcie), w trybie art. 515 § 1 K.s.h. bez podwyższenia kapitału zakładowego spółki przejmującej. Nadzwyczajne Walne Zgromadzenie

spółki PGNiG Energia S.A. analogicznych zgód udzieliło w dniu 28 czerwca 2013 roku. Powyższe zostało zarejestrowane w KRS w dniu 23 lipca 2013 roku;

- W dniu 12 sierpnia 2013 roku uchwałą Nadzwyczajnego Zgromadzenia Wspólników dokonano zmiany firmy spółki PGNiG SPV 4 Sp. z o.o. Z dniem rejestracji w KRS, tj. 12 września 2013 roku, spółka prowadzi działalność pod firmą Polska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o.;
- Nadzwyczajne Zgromadzenie Wspólników spółki Polskie Elektrownie Gazowe Sp. z o.o. w dniu 22 sierpnia 2013 roku podjęło uchwałę w sprawie rozwiązania spółki i rozpoczęcia procesu likwidacji. Powyższe zostało zarejestrowane w KRS w dniu 7 października 2013 roku;
- W dniu 30 października 2013 roku, Nadzwyczajne Walne Zgromadzenie spółki PGNiG TERMIKA S.A. uchwałą nr 1 podwyższyło kapitał zakładowy Spółki PGNiG TERMIKA S.A. z kwoty 650 000 000 złotych do kwoty 670 324 950 złotych, tj. o kwotę 20 324 950 złotych. Podwyższenie kapitału nastąpiło w drodze emisji 2 032 495 serii „E” o numerach od 0 000 001 do 2 032 495, o wartości nominalnej po 10 złotych każda. Wszystkie Akcje serii „E” zostały pokryte w całości wkładem niepieniężnym w postaci 14 100 000 akcji imiennych nieuprzywilejowanych o wartości nominalnej po 1 złotych każda spółki Elektrociepłownia Stalowa Wola Spółka Akcyjna z siedzibą w Stalowej Woli. Rejestracja przedmiotowego podwyższenia kapitału zakładowego spółki PGNiG TERMIKA S.A. w KRS miała miejsce 20 listopada 2013 roku;
- W dniu 31 października 2013 roku została zawiązana spółka PGNiG Obrót Detaliczny Sp. z o.o. Udziały w kapitale zakładowym zostały objęte w całości przez jedynego wspólnika – PGNiG S.A. Kapitał zakładowy Spółki wynosi 1 000 000 złotych i dzieli się na 10 000 udziałów o wartości nominalnej 100 złotych każdy. Rejestracja spółki w KRS miała miejsce w dniu 3 grudnia 2013 roku;
- W dniu 21 listopada 2013 roku została zawiązana spółka PGNiG SPV 5 Sp. z o.o. Udziały w kapitale zakładowym zostały objęte w całości przez jedynego wspólnika – PGNiG S.A. Kapitał zakładowy Spółki wynosi 250 000 złotych i dzieli się na 2 500 udziałów o wartości nominalnej 100 złotych każdy. Rejestracja spółki w KRS miała miejsce w dniu 13 grudnia 2013 roku;
- W dniu 21 listopada 2013 roku została zawiązana spółka PGNiG SPV 6 Sp. z o.o. Udziały w kapitale zakładowym zostały objęte w całości przez jedynego wspólnika – PGNiG S.A. Kapitał zakładowy Spółki wynosi 250 000 złotych i dzieli się na 2 500 udziałów o wartości nominalnej 100 złotych każdy. Rejestracja spółki w KRS miała miejsce w dniu 11 grudnia 2013 roku;
- W dniu 21 listopada 2013 roku została zawiązana spółka PGNiG SPV 7 Sp. z o.o. Udziały w kapitale zakładowym zostały objęte w całości przez jedynego wspólnika – PGNiG S.A. Kapitał zakładowy Spółki wynosi 250 000 złotych i dzieli się na 2 500 udziałów o wartości nominalnej 100 złotych każdy. Rejestracja spółki w KRS miała miejsce w dniu 9 grudnia 2013 roku.

1.7. Skład Zarządu PGNiG S.A.

W skład Zarządu PGNiG S.A. na dzień 31 grudnia 2013 roku wchodziły cztery osoby:

- Jarosław Bauc - Wiceprezes Zarządu ds. Finansowych,
- Jerzy Kurella - Wiceprezes Zarządu ds. Handlowych,
- Andrzej Parafianowicz - Wiceprezes Zarządu ds. Korporacyjnych,
- Zbigniew Skrzyplikiewicz - Wiceprezes Zarządu ds. Poszukiwań i Wydobywania.

W okresie od 1 stycznia 2013 roku do dnia sporządzenia niniejszego sprawozdania miały miejsce następujące zmiany w składzie Zarządu PGNiG S.A.:

- W dniu 22 stycznia 2013 roku Pan Sławomir Hinc złożył rezygnację z dniem 31 marca 2013 roku z funkcji Członka Zarządu PGNiG S.A. Powodem rezygnacji było objęcie funkcji Prezesa (Dyrektora Generalnego) spółki zależnej od PGNiG S.A. - PGNiG Upstream International AS (poprzednio PGNiG Norway AS) z dniem 1 kwietnia 2013 roku;
- Rada Nadzorcza PGNiG S.A. w dniu 27 lutego 2013 roku powołała z dniem 1 kwietnia 2013 roku Pana Krzysztofa Bociana na stanowisko Wiceprezesa Zarządu ds. Poszukiwań i Wydobywania oraz Pana Jacka Murawskiego na stanowisko Wiceprezesa Zarządu ds. Finansowych na wspólną kadencję upływającą 13 marca 2014 roku. W związku z otrzymanym oświadczeniem Pana Krzysztofa Bociana o uchyleniu się od skutków prawnych oświadczenia woli, wyrażającego zgodę na objęcie funkcji, Rada Nadzorcza PGNiG S.A. w dniu 2 kwietnia 2013 roku podjęła decyzję o uchyleniu uchwały dotyczącej jego powołania na stanowisko Wiceprezesa Zarządu PGNiG S.A. ds. Poszukiwań i Wydobywania oraz o zakończeniu postępowania kwalifikacyjnego bez rozstrzygnięcia;
- W dniu 29 kwietnia 2013 roku Rada Nadzorcza PGNiG S.A. odwołała Panią Grażynę Piotrowską-Oliwę ze składu Zarządu PGNiG S.A. oraz z funkcji Prezesa Zarządu PGNiG S.A. a także Pana Radosława Dudzińskiego ze składu Zarządu PGNiG S.A. oraz z funkcji Wiceprezesa Zarządu ds. Handlu PGNiG S.A. Powodem zmian była negatywna ocena działań ww. Członków Zarządu w sprawie zawarcia Memorandum, dotyczącego oceny ekonomicznej opłacalności ewentualnych planów realizacji projektu gazociągu Jamał II, pomiędzy spółkami SGT EUROPOL GAZ S.A. oraz OOO Gazprom Export w dniu 4 kwietnia 2013 roku w Petersburgu. Jednocześnie, koordynowanie prac Zarządu Spółki do czasu powołania nowego Prezesa Zarządu, powierzone zostało Panu Mirosławowi Szałubie, Członkowi Zarządu PGNiG S.A. oraz podjęte zostały niezwłocznie działania mające na celu wyłonienie nowych Członków Zarządu PGNiG S.A.;
- W dniu 11 czerwca 2013 roku Rada Nadzorcza PGNiG S.A. powołała z dniem 14 czerwca 2013 roku Pana Jerzego Kurellę na stanowisko Wiceprezesa Zarządu PGNiG S.A. ds. Handlowych, oraz podjęła uchwałę o zakończeniu postępowania kwalifikacyjnego na stanowisko Prezesa Zarządu PGNiG S.A. bez wyłaniania kandydata;
- W dniu 1 lipca 2013 roku Rada Nadzorcza PGNiG S.A. powierzyła wykonywanie obowiązków Prezesa Zarządu Wiceprezesowi Zarządu - Panu Jerzemu Kurelli do czasu wyboru Prezesa Zarządu;
- W dniu 16 września 2013 roku Rada Nadzorcza PGNiG S.A. postanowiła delegować Pana Zbigniewa Skrzyplikiewicza, Członka Rady Nadzorczej PGNiG S.A., do czasowego wykonywania czynności Członka Zarządu PGNiG S.A. ds. Korporacyjnych w okresie od dnia 16 września 2013 roku do dnia 16 grudnia 2013 roku;
- W dniu 20 grudnia 2013 roku Pan Mirosław Szałuba złożył rezygnację z funkcji Członka Zarządu Spółki z dniem 20 grudnia 2013 roku bez podania przyczyny.

- W dniu 30 grudnia 2013 roku Rada Nadzorcza PGNiG S.A. odwołała Zarząd Spółki w składzie:
 - Pan Jerzy Kurella – Wiceprezes Zarządu PGNiG ds. Handlu, wykonujący obowiązki Prezesa Zarządu PGNiG S.A.;
 - Pan Jacek Murawski - Wiceprezes Zarządu PGNiG ds. Finansowych.

Jednocześnie powołując na wspólną kadencję rozpoczynającą się z dniem 30 grudnia 2013 roku na okres 3 lat Zarząd PGNiG w składzie:

- Pan Mariusz Zawisza - Prezes Zarządu (objęcie stanowiska od 1 stycznia 2014 roku),
- Pan Jarosław Bauc - Wiceprezes Zarządu ds. Finansowych (objęcie stanowiska od 30 grudnia 2013 roku),
- Pan Jerzy Kurella – Wiceprezes Zarządu ds. Handlowych (objęcie stanowiska od 30 grudnia 2013 roku),
- Pan Andrzej Parafianowicz - Wiceprezes Zarządu ds. Korporacyjnych (objęcie stanowiska od 31 grudnia 2013 roku),
- Pan Zbigniew Skrzyplikiewicz - Wiceprezes Zarządu ds. Poszukiwań i Wydobywania (objęcie stanowiska od 31 grudnia 2013 roku).

Po 31 grudnia 2013 roku, do dnia sporządzenia niniejszego sprawozdania, nie wystąpiły zmiany w składzie Zarządu PGNiG S.A., z wyjątkiem objęcia stanowiska Prezesa Zarządu PGNiG S.A. przez Pana Mariusza Zawiszę.

1.8. Prokurenci PGNiG S.A.

Na dzień 31 grudnia 2013 roku prokurentem PGNiG S.A. była Pani Violetta Jasińska-Jaśkowiak, powołana przez Zarząd w dniu 20 grudnia 2013 roku.

Udzielona prokura jest prokurą łączną, tj. dla skuteczności czynności prawnych konieczne jest współdziałanie prokurenta łącznie z członkiem Zarządu PGNiG S.A.

Po 31 grudnia 2013 roku, do dnia sporządzenia niniejszego sprawozdania, nie wystąpiły zmiany w składzie Prokurentów PGNiG S.A.

1.9. Skład Rady Nadzorczej PGNiG S.A.

Na dzień 31 grudnia 2013 roku Rada Nadzorcza składała się z ośmiu członków, zaś jej skład przedstawiał się następująco:

- Wojciech Chmielewski - Przewodniczący Rady Nadzorczej,
- Marcin Moryń - Wiceprzewodniczący Rady Nadzorczej,
- Mieczysław Kawecki - Sekretarz Rady Nadzorczej,
- Agnieszka Chmielarz - Członek Rady Nadzorczej,
- Józef Głowacki - Członek Rady Nadzorczej,
- Janusz Pilitowski - Członek Rady Nadzorczej,
- Ewa Sibrecht-Ośka - Członek Rady Nadzorczej,
- Jolanta Siergiej - Członek Rady Nadzorczej.

W okresie od 1 stycznia 2013 roku do dnia sporządzenia niniejszego sprawozdania miały miejsce następujące zmiany w składzie Rady Nadzorczej PGNiG S.A.:

- W dniu 26 czerwca 2013 roku Walne Zgromadzenie PGNiG S.A. odwołało ze składu Rady Nadzorczej Pana Mieczysława Puławskiego, jednocześnie powołując w jej skład Pana Zbigniewa Skrzypkiewicza;
- W dniu 16 września 2013 roku Rada Nadzorcza PGNiG S.A. postanowiła delegować Pana Zbigniewa Skrzypkiewicza, Członka Rady Nadzorczej PGNiG S.A., do czasowego wykonywania czynności Członka Zarządu PGNiG S.A. ds. Korporacyjnych w okresie od dnia 16 września 2013 roku do dnia 16 grudnia 2013 roku;
- W dniu 30 grudnia 2013 roku do PGNiG S.A. wpłynęła informacja o rezygnacji Pana Zbigniewa Skrzypkiewicza z funkcji członka Rady Nadzorczej PGNiG bez podania przyczyny, ze skutkiem na dzień 30 grudnia 2013 roku.

1.10. Akcjonariat PGNiG S.A.

Na dzień przekazania skonsolidowanego sprawozdania finansowego za 2013 rok, jedynym akcjonariuszem posiadającym co najmniej 5% ogólnej liczby głosów na Walnym Zgromadzeniu PGNiG S.A. był Skarb Państwa.

Struktura akcjonariatu PGNiG S.A. przedstawia się następująco:

Podmiot	Liczba akcji na dzień 31 grudnia 2012	Udział w kapitale/liczbie głosów w % na dzień 31 grudnia 2012	Zmiana % w kapitale/liczbie głosów w okresie 1 stycznia 2013 - 31 grudnia 2013	Udział w kapitale/liczbie głosów w % na dzień 31 grudnia 2013	Liczba akcji na dzień 31 grudnia 2013
Skarb Państwa	4 271 810 954	72,40%	-0,001%	72,40%	4 271 740 477
Pozostali akcjonariusze	1 628 189 046	27,60%	0,001%	27,60%	1 628 259 523
Razem	5 900 000 000	100,00%	0,00%	100,00%	5 900 000 000

1.11. Założenie kontynuacji działalności

Niniejsze skonsolidowane sprawozdanie finansowe zostało sporządzone przy założeniu kontynuowania działalności gospodarczej przez Grupę w dającej się przewidzieć przyszłości. Na dzień zatwierdzenia niniejszego sprawozdania finansowego nie stwierdzono istnienia okoliczności wskazujących na zagrożenie kontynuowania działalności przez Grupę.

1.12. Połączenie spółek handlowych

W okresie objętym niniejszym sprawozdaniem finansowym, nie miało miejsca połączenie Grupy Kapitałowej z innymi spółkami handlowymi.

1.13. Zatwierdzenie sprawozdania finansowego

Niniejsze sprawozdanie finansowe zostanie przedstawione do zatwierdzenia przez Zarząd Jednostki Dominującej do publikacji w dniu 5 marca 2014 roku.

2. INFORMACJE O STOSOWANYCH ZASADACH RACHUNKOWOŚCI

2.1. Podstawa sporządzenia skonsolidowanego sprawozdania finansowego

Skonsolidowane sprawozdanie finansowe zostało sporządzone zgodnie z zasadą kosztu historycznego, z wyjątkiem aktywów finansowych dostępnych do sprzedaży, instrumentów pochodnych wycenionych w wartości godziwej oraz pożyczek i należności wycenianych w skorygowanej cenie nabycia.

Skonsolidowane sprawozdanie finansowe zostało sporządzone w złotych (PLN). Wszystkie wartości, o ile nie jest to wskazane inaczej, podane są w milionach złotych. Ewentualne różnice pomiędzy kwotami ogółem, a sumą ich składników, wynikają z zaokrągleń.

2.1.1. Oświadczenie o zgodności

Niniejsze skonsolidowane sprawozdanie finansowe zostało sporządzone zgodnie z Międzynarodowymi Standardami Sprawozdawczości Finansowej (MSSF), w kształcie zatwierdzonym przez Unię Europejską (UE) na dzień 31 grudnia 2013 roku.

Zgodnie z MSR 1 „Prezentacja sprawozdań finansowych”, MSSF składają się z Międzynarodowych Standardów Sprawozdawczości Finansowej (MSSF), Międzynarodowych Standardów Rachunkowości (MSR) i Interpretacji wydanych przez Komitet ds. Interpretacji Międzynarodowej Sprawozdawczości Finansowej (KIMSF).

Zakres informacji ujawnionych w niniejszym skonsolidowanym sprawozdaniu finansowym jest zgodny z postanowieniami MSSF oraz Rozporządzenia Ministra Finansów z dnia 19 lutego 2009 roku w sprawie informacji bieżących i okresowych przekazywanych przez emitentów papierów wartościowych oraz warunków uznawania za równoważne informacji wymaganych przepisami prawa państwa niebędącego państwem członkowskim (Dz. U. Nr 33, poz. 259 z późniejszymi zmianami).

2.2. Zmiany stosowanych zasad rachunkowości i zakresu ujawnień

2.2.1. Standardy i interpretacje zastosowane po raz pierwszy

W okresie objętym skonsolidowanym sprawozdaniem finansowym Grupa przyjęła wszystkie nowe i zaktualizowane standardy oraz interpretacje, wydane przez Radę Międzynarodowych Standardów Rachunkowości i Komitet ds. Interpretacji Międzynarodowych Standardów Rachunkowości oraz zatwierdzone do stosowania w Unii Europejskiej (UE), mające zastosowanie do prowadzonej przez nią działalności i obowiązujące w rocznych okresach sprawozdawczych od 1 stycznia 2013 roku.

2.2.1.1. Zastosowanie zaktualizowanego MSR 1

Zaktualizowany MSR 1 „Prezentacja sprawozdań finansowych” - Prezentacja składników pozostałych całkowitych dochodów - wymaga grupowania składników innych całkowitych dochodów na te składniki, które mogą zostać w przyszłości przeniesione do wyniku finansowego (gdy zostaną spełnione określone warunki) oraz te, które zgodnie z wymogami poszczególnych MSSF nie mogą i nigdy nie zostaną przeniesione do wyniku finansowego.

Zastosowanie powyższej zmiany w niniejszym sprawozdaniu nie miało wpływu na prezentowane wcześniej wartości pozycji w sprawozdaniu z całkowitych dochodów.

2.2.1.2. Zastosowanie zaktualizowanego MSR 19

Zaktualizowany MSR 19 „Świadczenia pracownicze” - Poprawki do rachunkowości świadczeń po okresie zatrudnienia - wprowadza istotne zmiany w zakresie rachunkowości programów określonych świadczeń pracowniczych. W szczególności wyeliminowana została „metoda

korytarzowa” umożliwiającą odroczenie rozpoznawania zysków lub strat aktuarialnych. Oznacza to obowiązek rozpoznawania zysków lub strat aktuarialnych w chwili ich powstania.

Zmiany w standardzie dotyczą również sposobu prezentacji zmian powstających w wartości aktywów i zobowiązań programów określonych świadczeń. Wprowadzono między innymi zasadę trwałego ujmowania zmian powstających w wyniku ponownej wyceny aktywów i zobowiązań programu w innych całkowitych dochodach, w odniesieniu do świadczeń wypłacanych po okresie zatrudnienia. Zmiany powstające w wyniku ponownej wyceny aktywów i zobowiązań programu w odniesieniu do świadczeń wypłacanych w trakcie trwania okresu zatrudnienia, a także koszty zatrudnienia oraz odsetki nadal muszą być ujmowane w zysku lub stracie danego okresu.

W wyniku zastosowania zaktualizowanego MSR 19 Grupa zmieniła prezentację zysków/(strat) aktuarialnych rozpoznając je w innych całkowitych dochodach zamiast w wyniku netto bieżącego okresu. Zyski/(straty) aktuarialne z tytułu wyceny długoterminowych świadczeń pracowniczych wypłacanych w trakcie trwania okresu zatrudnienia (nagrody jubileuszowe), w dalszym ciągu odnoszone są w ciężar wyniku netto bieżącego okresu sprawozdawczego. Grupa jednorazowo ujęła w zysku/(stracie) koszty przeszłego zatrudnienia, rozpoznawane dotychczas liniowo. Wpływ wprowadzonych zmian na skonsolidowane sprawozdanie finansowe został zaprezentowany w nocie 2.6. *Zmiany prezentacji w sprawozdaniu finansowym.*

2.2.2. Standardy i interpretacje opublikowane i zatwierdzone do stosowania w UE, ale niemające jeszcze zastosowania

Na dzień sporządzenia niniejszego skonsolidowanego sprawozdania finansowego Grupa nie zastosowała następujących standardów, zmian standardów i interpretacji, które zostały opublikowane i zatwierdzone do stosowania w UE, ale nie weszły jeszcze w życie:

- MSSF 10 „Skonsolidowane sprawozdania finansowe”, zatwierdzony w UE w dniu 11 grudnia 2012 roku (obowiązujący w odniesieniu do okresów rocznych rozpoczynających się 1 stycznia 2014 roku lub po tej dacie),
- MSSF 11 „Wspólne ustalenia umowne”, zatwierdzony w UE w dniu 11 grudnia 2012 roku (obowiązujący w odniesieniu do okresów rocznych rozpoczynających się 1 stycznia 2014 roku lub po tej dacie),
- MSSF 12 „Ujawnienie informacji na temat udziałów w innych jednostkach”, zatwierdzony w UE w dniu 11 grudnia 2012 roku (obowiązujący w odniesieniu do okresów rocznych rozpoczynających się 1 stycznia 2014 roku lub po tej dacie),
- MSR 27 (znowelizowany w roku 2011) „Jednostkowe sprawozdania finansowe”, zatwierdzone w UE w dniu 11 grudnia 2012 roku (obowiązujący w odniesieniu do okresów rocznych rozpoczynających się 1 stycznia 2014 roku lub po tej dacie),
- MSR 28 (znowelizowany w roku 2011) „Inwestycje w jednostkach stowarzyszonych i wspólnych przedsięwzięciach”, zatwierdzony w UE w dniu 11 grudnia 2012 roku (obowiązujący w odniesieniu do okresów rocznych rozpoczynających się 1 stycznia 2014 roku lub po tej dacie),
- Zmiany do MSR 32 „Instrumenty finansowe: prezentacja” – kompensowanie aktywów finansowych i zobowiązań finansowych, zatwierdzone w UE w dniu 13 grudnia 2012 roku (obowiązujące w odniesieniu do okresów rocznych rozpoczynających się 1 stycznia 2014 roku lub po tej dacie),
- Zmiany do MSSF 10 „Skonsolidowane sprawozdania finansowe”, MSSF 12 „Ujawnianie informacji na temat udziałów w innych jednostkach” oraz MSR 27 „Jednostkowe sprawozdania finansowe” – jednostki inwestycyjne, zatwierdzone w UE w dniu 20 listopada 2013 roku (obowiązujące w odniesieniu do okresów rocznych rozpoczynających się 1 stycznia 2014 roku lub po tej dacie),

- Zmiany do MSR 36 „Utrata wartości aktywów” - ujawnienia wartości odzyskiwalnej aktywów niefinansowych, zatwierdzone w UE w dniu 19 grudnia 2013 roku (obowiązujące w odniesieniu do okresów rocznych rozpoczynających się 1 stycznia 2014 roku lub po tej dacie),
- Zmiany do MSR 39 „Instrumenty finansowe: ujmowanie i wycena” – Nowacja instrumentów pochodnych oraz kontynuacja rachunkowości zabezpieczeń, zatwierdzone w UE w dniu 19 grudnia 2013 roku (obowiązujące w odniesieniu do okresów rocznych rozpoczynających się 1 stycznia 2014 roku lub po tej dacie).

Grupa postanowiła nie skorzystać z możliwości wcześniejszego zastosowania powyższych zmian do standardów.

Według szacunków Grupy wymienione wyżej standardy, interpretacje i zmiany do standardów nie miałyby istotnego wpływu na sprawozdanie finansowe, jeżeli zostałyby zastosowane przez Grupę na koniec okresu sprawozdawczego.

2.2.3. Standardy i interpretacje przyjęte przez RMSR, które nie zostały jeszcze zatwierdzone przez UE do stosowania

MSSF w kształcie zatwierdzonym przez UE nie różnią się obecnie w znaczący sposób od regulacji przyjętych przez Radę Międzynarodowych Standardów Rachunkowości (RMSR), z wyjątkiem poniższych standardów, zmian do standardów i interpretacji, które według stanu na dzień 31 grudnia 2013 roku nie zostały jeszcze zatwierdzone do stosowania przez UE:

- MSSF 9 „Instrumenty finansowe” (obowiązujący w odniesieniu do okresów rocznych rozpoczynających się 1 stycznia 2015 roku lub po tej dacie),
- Zmiany do MSR 19 „Świadczenia pracownicze” – Składki pracownicze - obowiązujące w odniesieniu do okresów sprawozdawczych rozpoczynających się w dniu lub po 1 lipca 2014 roku,
- Poprawki do MSSF (2010-2012) – zmiany w ramach procedury wprowadzania dorocznych poprawek do MSSF - obowiązujące w odniesieniu do okresów sprawozdawczych rozpoczynających się w dniu lub po 1 lipca 2014 roku,
- Poprawki do MSSF (2011-2013) – zmiany w ramach procedury wprowadzania dorocznych poprawek do MSSF - obowiązujące w odniesieniu do okresów sprawozdawczych rozpoczynających się w dniu lub po 1 lipca 2014 roku,
- KIMSF 21 „Opłaty publiczne” (obowiązująca w odniesieniu do okresów rocznych rozpoczynających się 1 stycznia 2014 roku lub po tej dacie).

Według szacunków Grupy, wymienione wyżej standardy, interpretacje i zmiany do standardów nie miałyby istotnego wpływu na sprawozdanie finansowe, jeżeli zostałyby zastosowane przez Grupę na koniec okresu sprawozdawczego.

2.3. Stosowane zasady rachunkowości

Poniżej zostały przedstawione najważniejsze zasady rachunkowości stosowane przez Grupę Kapitałową PGNiG.

2.3.1. Zasady konsolidacji

Skonsolidowane sprawozdanie finansowe zostało sporządzone na podstawie sprawozdania finansowego jednostki dominującej oraz sprawozdań finansowych kontrolowanych przez nią spółek zależnych a także jednostki współkontrolowanej i stowarzyszonej.

Sprawozdania finansowe jednostek objętych konsolidacją sporządzane są za ten sam okres sprawozdawczy, w oparciu o jednolite zasady rachunkowości. W przypadkach, gdy jest to konieczne, w sprawozdaniach finansowych jednostek zależnych bądź stowarzyszonych dokonuje się korekt

dostosowujących zasady rachunkowości stosowane przez jednostkę do zasad stosowanych przez Grupę Kapitałową.

Zgodnie z zasadą istotności wynikającą z założeń koncepcyjnych MSR, kontrolowane jednostki zależne, których sprawozdania finansowe wykazują nieistotne wielkości dla realizacji obowiązku rzetelnego i jasnego przedstawienia sytuacji majątkowej i finansowej Grupy, nie zostały objęte konsolidacją.

2.3.1.1. Inwestycje w jednostki zależne

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 wyniki finansowe lub ma do nich prawa oraz możliwość wywierania wpływu na wysokość tych wyników finansowych poprzez sprawowanie władzy nad jednostką.

W skonsolidowanym sprawozdaniu finansowym informacje prezentowane są w taki sposób, jakby dotyczyły pojedynczej jednostki. Według powyższej zasady skonsolidowane sprawozdanie finansowe:

- łączy podobne pozycje aktywów, zobowiązań, kapitału własnego, przychodów i kosztów, przepływów pieniężnych jednostki dominującej oraz jej jednostek zależnych;
- kompensuje wartość księgową inwestycji jednostki dominującej w każdej z jednostek zależnych oraz tej części kapitału własnego każdej z jednostek zależnych, która odpowiada udziałowi jednostki dominującej (według MSSF 3);
- wyłącza w całości aktywa i zobowiązania, kapitał własny, przychody, koszty i przepływy pieniężne grupy kapitałowej odnoszące się do transakcji między jednostkami grupy kapitałowej (zyski i straty na transakcjach wewnątrz grupy, które są ujęte, jako aktywa takie jak zapasy i środki trwałe, wyłącza się w całości).

Na dzień przejęcia możliwe do zidentyfikowania nabyte aktywa i przejęte zobowiązania jednostki przejmowanej są wyceniane według ich wartości godziwej. Nadwyżka kosztu przejęcia (przekazana zapłata wyceniana zgodnie z MSSF 3, kwoty wszelkich niekontrolujących udziałów w jednostce przejmowanej wycenionych zgodnie z MSSF 3 oraz w przypadku połączenia jednostek realizowanego etapami wartość godziwa na dzień przejęcia udziału w kapitale jednostki przejmowanej, należącego poprzednio do jednostki przejmującej) nad kwotą netto ustalonej na dzień przejęcia wartości godziwej możliwych do zidentyfikowania nabytych aktywów i przejętych zobowiązań wycenianych zgodnie z MSSF 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.

Udział niekontrolujący to udział w zysku lub stracie i aktywach netto konsolidowanych jednostek zależnych, którego nie można przyporządkować, bezpośrednio lub pośrednio do jednostki dominującej. Udziały niekontrolujące są prezentowane w osobnych pozycjach w skonsolidowanym rachunku zysków i strat, w skonsolidowanym sprawozdaniu z całkowitego dochodu, w skonsolidowanym sprawozdaniu z sytuacji finansowej oraz w skonsolidowanym sprawozdaniu ze zmian w kapitale własnym.

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

2.3.1.2. Inwestycje w jednostki stowarzyszone

Jednostką stowarzyszoną jest podmiot, na który jednostka dominująca wywiera znaczący wpływ (ale nie sprawuje nad nim kontroli ani współkontroli), uczestnicząc w podejmowaniu decyzji dotyczących polityki finansowej i operacyjnej jednostki stowarzyszonej.

Udziały w jednostkach stowarzyszonych ujmowane są metodą praw własności, z wyjątkiem sytuacji, gdy inwestycja została sklasyfikowana jako przeznaczona do sprzedaży. Inwestycje w jednostki stowarzyszone są wyceniane według ceny nabycia z uwzględnieniem zmian w udziale Grupy w aktywach netto, jakie wystąpiły do dnia bilansowego, pomniejszonych o utratę wartości poszczególnych inwestycji. Straty jednostek stowarzyszonych przekraczające wartość udziału Grupy w tych jednostkach stowarzyszonych nie są rozpoznawane.

Nadwyżka ceny nabycia powyżej wartości godziwej netto możliwych do zidentyfikowania aktywów i zobowiązań jednostki stowarzyszonej na dzień nabycia jest ujmowana w wartości księgowej inwestycji. W przypadku, gdy cena nabycia jest niższa od wartości godziwej netto możliwych do zidentyfikowania aktywów i zobowiązań jednostki stowarzyszonej na dzień nabycia, różnica ujmowana jest jako zysk w rachunku zysków i strat okresu, w którym nastąpiło nabycie.

Zyski i straty wynikające z transakcji pomiędzy Grupą a jednostką stowarzyszoną podlegają wyłączeniom konsolidacyjnym zgodnie z udziałem Grupy w kapitałach jednostki stowarzyszonej. Straty ponoszone przez jednostkę stowarzyszoną mogą świadczyć o utracie wartości jej aktywów, co powoduje konieczność ujęcia odpisu aktualizującego na odpowiednim poziomie.

2.3.1.3. Wspólne przedsięwzięcia

Wspólne przedsięwzięcie jest to relacja umowna, na mocy której dwie lub więcej stron podejmują działalność gospodarczą podlegającą współkontroli, w toku której strategiczne decyzje finansowe i operacyjne wymagają jednomyślnej zgody stron sprawujących współkontrolę.

W odniesieniu do swoich udziałów we wspólnie kontrolowanej działalności wspólnik przedsięwzięcia wykazuje w swoim sprawozdaniu finansowym aktywa, które kontroluje zobowiązania, które zaciągnął, a także poniesione koszty i swój udział w przychodach ze sprzedaży towarów lub usług wygenerowanych przez wspólne przedsięwzięcie. W związku z tym, że aktywa, zobowiązania, przychody i koszty związane ze wspólnym przedsięwzięciem są wykazane w jednostkowym sprawozdaniu finansowym wspólnika przedsięwzięcia, nie dokonuje się korekt oraz nie stosuje się innych procedur konsolidacyjnych w odniesieniu do tych pozycji podczas sporządzania skonsolidowanego sprawozdania finansowego przez wspólnika.

2.3.2. Przeliczanie pozycji wyrażonych w walucie obcej

Walutą funkcjonalną (wyceny) i walutą prezentacji spółki PGNiG S.A. oraz jej jednostek zależnych jest polski złoty (PLN), z wyjątkiem:

- POGC Libya B.V. – dolar amerykański (USD),
- PGNiG Upstream International AS – korona norweska (NOK),
- PGNiG Sales & Trading GmbH - euro (EUR),
- PGNiG Finance AB – korona szwedzka (SEK),
- oddziałów zagranicznych jednostek zależnych Grupy (wymienione w nocie 38.8).

Transakcje wyrażone w walutach obcych są początkowo ujmowane według kursu waluty funkcjonalnej, obowiązującego na dzień zawarcia transakcji. Pozycje pieniężne wyrażone w walutach obcych są przeliczane po kursie waluty funkcjonalnej, obowiązującym na bilansowy koniec okresu sprawozdawczego. Wszystkie różnice kursowe są ujmowane w skonsolidowanym rachunku zysków i strat, z wyjątkiem różnic kursowych powstałych na pozycjach pieniężnych, które stanowią część inwestycji netto jednostki w podmiocie działającym za granicą. Różnice te są ujmowane w innych

całkowitych dochodach i zakumulowane w oddzielnej pozycji kapitału własnego aż do momentu zbycia udziałów w tych jednostkach. Pozycje niepieniężne wyceniane według historycznej ceny nabycia lub kosztu wytworzenia w walucie obcej są przeliczane po kursie wymiany z dnia transakcji. Pozycje niepieniężne wyceniane według wartości godziwej w walucie obcej są przeliczane po kursie wymiany z dnia ustalenia wartości godziwej.

Na koniec okresu sprawozdawczego aktywa i zobowiązania zagranicznych jednostek są przeliczane na walutę prezentacji PGNiG S.A. po kursie obowiązującym na koniec okresu sprawozdawczego, a rachunki zysków i strat tych jednostek po średnim kursie wymiany za dany okres sprawozdawczy. Różnice kursowe powstałe w wyniku takiego przeliczania są ujmowane bezpośrednio w kapitale własnym, jako składnik kapitału z aktualizacji wyceny, a w skonsolidowanym sprawozdaniu finansowym prezentowane są w pozycji „Skumulowane inne całkowite dochody”. W momencie zbycia podmiotu zagranicznego, zakumulowane różnice kursowe ujęte w kapitale własnym, dotyczące danego podmiotu zagranicznego, są ujmowane w rachunku zysków i strat.

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 pkt. 2.3.12.).

2.3.3. Rzeczowe aktywa trwałe

Rzeczowe aktywa trwałe to aktywa, które Grupa zamierza wykorzystywać w procesie produkcyjnym lub przy dostawach towarów i świadczeniu usług, w celu oddania do używania innym podmiotom na podstawie umowy najmu lub w celach administracyjnych, przez czas dłuższy niż jeden okres, co do których istnieje prawdopodobieństwo, że w przyszłości spowodują wpływ korzyści ekonomicznych do Grupy. Rzeczowe aktywa trwałe obejmują również środki trwałe w budowie. Nakłady na rzeczowe aktywa trwałe obejmują:

- nakłady inwestycyjne poniesione w momencie początkowego ujęcia,
- nakłady stanowiące ulepszenie (modernizację) skutkujące zwiększeniem przyszłych korzyści ekonomicznych.

Pozycja rzeczowych aktywów trwałych w momencie początkowego ujęcia jest ujmowana według ceny nabycia lub kosztu wytworzenia (model wyceny wg kosztu historycznego). Do ceny nabycia lub kosztu wytworzenia pozycji rzeczowych aktywów trwałych zalicza się koszty finansowania zewnętrznego (zasady kapitalizacji kosztów finansowania zewnętrznego zostały opisane w pkt. 2.3.5.). Części zamienne oraz wyposażenie związane z serwisem wykazywane są jako zapasy i ujmowane w rachunku zysków i strat w momencie ich wykorzystania. Istotne części zamienne oraz awaryjne wyposażenie kwalifikuje się do wykazania jako rzeczowe aktywa trwałe, jeżeli Grupa oczekuje, że będą one wykorzystywane przez czas dłuższy niż jeden rok i możliwe jest ich przypisanie do poszczególnych pozycji rzeczowych aktywów trwałych.

Grupa nie zwiększa wartości księgowej pozycji rzeczowych aktywów trwałych o koszty bieżącego utrzymania tych aktywów. Koszty te są ujmowane w rachunku zysków i strat w momencie ich poniesienia. Na koszty bieżącego utrzymania rzeczowych aktywów trwałych, rozumianego jako remonty i konserwacje, składają się koszty robocizny i koszty zużycia materiałów oraz mogą obejmować koszty nieistotnych części zamiennych.

Po początkowym ujęciu rzeczowych aktywów trwałych jako składnika aktywów, Grupa wykazuje je według ceny nabycia lub kosztu wytworzenia pomniejszonego o umorzenie oraz odpisy aktualizujące z tytułu utraty wartości.

Wartość początkowa wytworzonych gazociągów lub magazynów gazu 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.

W przypadku rozszczelnienia gazociągu, koszty jego ponownego napełnienia lub uzupełnienia utraconego paliwa są ujmowane bezpośrednio w rachunku zysków i strat w okresie, w którym te koszty zostały poniesione.

Podlegającą amortyzacji wartość rzeczowych aktywów trwałych, z wyłączeniem gruntów i środków trwałych w budowie, rozkłada się w sposób systematyczny na przestrzeni okresu użytkowania przy zastosowaniu metody amortyzacji liniowej:

- Budynki i budowle 2 - 40 lat
- Maszyny i urządzenia, środki transportu oraz pozostałe 2 - 35 lat

Rzeczowe aktywa trwałe używane na podstawie umowy leasingu lub innej umowy o podobnym charakterze, zaliczone do majątku Grupy, amortyzuje się w okresie ekonomicznej użyteczności pozycji rzeczowych aktywów trwałych, nie dłużej jednak niż okres trwania umowy.

W momencie zbycia lub kiedy nie oczekuje się osiągnięcia przyszłych korzyści ekonomicznych z tytułu użytkowania pozycji rzeczowych aktywów trwałych i następującego po nim zbycia, wartość księgowa tych pozycji zostaje usunięta ze sprawozdania z sytuacji finansowej, a wszelkie powstałe na transakcji zyski lub straty odnoszone są w rachunek zysków i strat.

Środki trwałe w budowie wyceniane są według wysokości ogółu kosztów pozostających w bezpośrednim związku z ich nabyciem lub wytworzeniem, pomniejszonych o odpisy z tytułu utraty wartości. Środki trwałe w budowie nie podlegają amortyzacji do momentu zakończenia ich budowy i oddania do użytkowania.

2.3.4. 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 w aktywach sprawozdania z sytuacji finansowej jako wartości niematerialne.

Nakłady na poszczególne odwierty początkowo podlegają aktywowaniu w pozycji Środki trwałe w budowie jako odrębny składnik aktywów z tytułu poszukiwania i oceny zasobów.

Gdy prace poszukiwawcze zakończą się stwierdzeniem sukcesu, czyli odkryciem złoża o zasobach nadających się do opłacalnej ekonomicznie 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 aktywa z tytułu 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 w rachunek zysków i strat, w okresie, w którym podjęto decyzję o zakończeniu prac poszukiwawczych.

Grupa tworzy rezerwy na koszty likwidacji odwiertów kopalnianych i magazynowych. Wartość zdyskontowanej rezerwy zwiększa wartość początkową odwiertów i amortyzowana jest w okresie przewidywanego, ekonomicznego użytkowania odwiertów.

Wydatki z tytułu badań sejsmicznych są kapitalizowane w wartości aktywów z tytułu poszukiwania i oceny zasobów mineralnych oraz prezentowane w księgach rachunkowych jako odrębny składnik aktywów z tytułu poszukiwania i oceny zasobów mineralnych.

2.3.5. Koszty finansowania zewnętrznego

Grupa kapitalizuje koszty finansowania zewnętrznego.

Koszty finansowania zewnętrznego bezpośrednio związanego z nabyciem, budową lub wytworzeniem składników aktywów, wymagających znacznego okresu czasu do przygotowania ich do zamierzonego użytkowania lub sprzedaży, aktywuje się jako część ceny nabycia lub kosztu wytworzenia tych składników aktywów.

Przychody z inwestycji uzyskane w wyniku krótkoterminowego inwestowania pozyskanych środków zewnętrznych przeznaczonych bezpośrednio na finansowanie nabycia, budowy lub wytworzenia składników majątku, pomniejszają wartość kosztów finansowania zewnętrznego podlegających kapitalizacji.

Wszelkie pozostałe koszty finansowania zewnętrznego są odnoszone bezpośrednio w rachunek zysków i strat w okresie, w którym zostały poniesione.

Powyższe zasady kapitalizacji nie są stosowane do:

- składników aktywów wycenianych według wartości godziwej oraz
- zapasów produkowanych lub wytwarzanych w znaczących ilościach w sposób powtarzalny.

Koszty finansowania zewnętrznego mogą składać się z:

- kosztów odsetek wyliczonych przy zastosowaniu metody efektywnej stopy procentowej,
- obciążeń finansowych z tytułu umów leasingu finansowego,
- różnic kursowych powstających w związku z pożyczkami i kredytami w walucie obcej, w stopniu w jakim są uznawane za korektę kosztów odsetek.

Wartość kosztów finansowania zewnętrznego od środków pożyczonych bez ściśle określonego celu, oblicza się przy zastosowaniu stopy kapitalizacji do nakładów poniesionych na ten składnik aktywów. Stopa kapitalizacji stanowi średnią ważoną stopy wszystkich kosztów finansowania zewnętrznego dotyczących pozycji finansowania zewnętrznego stanowiących zobowiązania Grupy w danym okresie, innych niż finansowanie zewnętrzne zaciągnięte w celu pozyskania określonego dostosowywanego składnika aktywów.

2.3.6. Nieruchomości inwestycyjne

Za nieruchomości inwestycyjne uznaje się nieruchomości (grunty, budynki lub część budynków), które Grupa jako właściciel lub leasingobiorca w leasingu finansowym traktuje jako źródło przychodów z czynszów lub utrzymuje w posiadaniu ze względu na spodziewany przyrost ich wartości, względnie obie te korzyści.

W momencie początkowego ujęcia nieruchomości inwestycyjne wyceniane są według ceny nabycia lub kosztu wytworzenia. Przy początkowej wycenie uwzględnia się koszty przeprowadzenia transakcji. Po początkowym ujęciu nieruchomości inwestycyjnych Grupa stosuje model ceny nabycia i wycenia wszystkie należące do niej nieruchomości inwestycyjne zgodnie z wymogami MSR 16

określonymi dla tego modelu, tj. w cenie nabycia lub koszcie wytworzenia, pomniejszych o dotychczasowe umorzenie i zakumulowane odpisy aktualizujące z tytułu utraty wartości.

Nieruchomości inwestycyjne usuwane są ze sprawozdania z sytuacji finansowej w momencie ich zbycia lub w przypadku trwałego wycofania z użytkowania, jeżeli nie oczekuje się uzyskania w przyszłości żadnych korzyści wynikających z ich zbycia.

Wszelkie zyski lub straty wynikające ze zbycia lub z wycofania z użytkowania nieruchomości inwestycyjnej, ustala się jako różnicę między przychodami netto ze zbycia a wartością księgową danego składnika aktywów i ujmuje się w rachunku zysków i strat w okresie, w którym dokonano operacji likwidacji lub sprzedaży.

Grupa stosuje liniową metodę amortyzacji nieruchomości inwestycyjnych i przyjęła okres ekonomicznej przydatności dla tych składników z przedziału 2 – 40 lat.

2.3.7. Wartości niematerialne

Wartości niematerialne obejmują możliwe do zidentyfikowania niepieniężne składniki aktywów, nieposiadające postaci fizycznej, nad którymi Grupa sprawuje kontrolę w wyniku zdarzeń zaistniałych w przeszłości i które, zgodnie z przewidywaniami Grupy, przyniosą w przyszłości korzyści ekonomiczne oraz można wiarygodnie ustalić cenę nabycia lub koszt wytworzenia danego składnika aktywów.

Grupa identyfikuje między innymi następujące wartości niematerialne:

- koszty zakończonych prac rozwojowych,
- wartość firmy,
- prawo wieczystego użytkowania gruntów – nabyte odpłatnie,
- koncesje, prawo do użytkowania górniczego, informację geologiczną,
- programy komputerowe,
- prawa do emisji gazów cieplarnianych.

Wartości niematerialne powstałe w wyniku prac rozwojowych ujmowane są w sprawozdaniu z sytuacji finansowej wyłącznie w sytuacji, gdy Grupa jest w stanie udowodnić:

- możliwość, z technicznego punktu widzenia, ukończenia składnika wartości niematerialnych tak, aby nadawał się do użytkowania lub sprzedaży,
- zamiar ukończenia składnika wartości niematerialnych oraz jego użytkowania lub sprzedaży,
- zdolność do użytkowania lub sprzedaży składnika aktywów niematerialnych,
- sposób, w jaki składnik wartości niematerialnych będzie wytwarzał prawdopodobne przyszłe korzyści ekonomiczne,
- dostępność stosownych środków technicznych, finansowych oraz innych, które mają służyć ukończeniu prac rozwojowych oraz użytkowaniu lub sprzedaży składnika wartości niematerialnych,
- możliwość wiarygodnego ustalenia nakładów poniesionych w czasie prac rozwojowych.

Nakłady poniesione na prace badawcze ujmuje się jako koszty w rachunku zysków i strat w momencie ich poniesienia.

Wartości niematerialne stanowią również wydatki związane z nabyciem prawa wieczystego użytkowania gruntu.

Grupa korzysta z prawa wieczystego użytkowania gruntu jako:

- nabytego odpłatnie,
- nabytego nieodpłatnie.

Prawa wieczystego użytkowania gruntu nabyte odpłatnie (od innych podmiotów) prezentowane są jako wartości niematerialne i amortyzowane przez okres ich użytkowania. Okres użytkowania

prawa wieczystego użytkowania gruntu nabytego odpłatnie od podmiotu innego niż Skarb Państwa lub jednostki samorządu terytorialnego jest równy okresowi od dnia nabycia tego prawa do ostatniego dnia okresu użytkowania wieczystego, określonego w umowie o oddanie nieruchomości gruntowej w użytkowanie wieczyste. Okres użytkowania nadwyżki pierwszej opłaty nad opłatą roczną za prawo wieczystego użytkowania gruntów jest równy okresowi użytkowania wieczystego, określonemu w umowie o oddanie nieruchomości gruntowej w użytkowanie wieczyste.

Prawa wieczystego użytkowania gruntu otrzymane nieodpłatnie w drodze decyzji administracyjnej, wydanej na podstawie ustawy z dnia 20 września 1990 roku o zmianie ustawy o gospodarce gruntami i wywłaszczaniu nieruchomości, ujmowane są wyłącznie w ewidencji pozabilansowej.

Wartość koncesji na wydobywanie gazu ziemnego i/lub ropy naftowej oraz wynagrodzenie dla Skarbu Państwa za ustanowienie użytkowania górniczego, Grupa ujmuje jako nakłady podlegające kapitalizacji i prezentuje w wartościach niematerialnych.

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,
- nabyte w celu odsprzedaży,
- nieodpłatnie otrzymane.

Nabyte w celu umorzenia prawa do emisji dla instalacji ujmowane są w księgach rachunkowych jako wartości niematerialne w rzeczywistych cenach nabycia.

Nabyte prawa do emisji w celu odsprzedaży ujmowane są w księgach rachunkowych jako zapas i wyceniane 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.

Prawa do emisji otrzymane nieodpłatnie w ramach Krajowego Planu Rozdziału Upnień są ujmowane w wartości nominalnej tzn. wartości zerowej i ewidencjonowane są pozabilansowo.

Składnik wartości niematerialnych w momencie początkowego ujęcia wycenia się w cenie nabycia lub koszcie wytworzenia. 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. Stosowana metoda amortyzacji odzwierciedla sposób konsumowania korzyści ekonomicznych ze składnika wartości niematerialnych przez Grupę, przy czym, przy braku możliwości wiarygodnego określenia sposobu konsumowania tych korzyści, stosuje się metodę liniową. Przyjętą metodę amortyzacji stosuje się w sposób ciągły w kolejnych okresach, chyba że nastąpiła zmiana oczekiwanego sposobu konsumowania korzyści ekonomicznych.

Amortyzacja wartości niematerialnych odbywa się według stawek odzwierciedlających przewidywany okres ich użytkowania. 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. W przypadku znaczącej zmiany oczekiwanego sposobu rozłożenia w czasie korzyści ekonomicznych ze składnika aktywów, stosuje się inną metodę amortyzacji, aby odzwierciedlić tę zmianę. Powyższe operacje Grupa ujmuje jako zmiany wartości szacunkowych i odnosi w rachunek zysków i strat w okresie, w którym ma miejsce zmiana szacunków.

Okresy użyteczności stosowane dla poszczególnych składników wartości niematerialnych są następujące:

- | | |
|---|----------|
| • Nabyte licencje, prawa do patentów i podobne wartości | 2-15 lat |
| • Nabyte oprogramowanie komputerowe | 2-10 lat |

- Prawo wieczystego użytkowania gruntów 40-99 lat
- Koncesje - udzielane na czas oznaczony, w drodze decyzji Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki.

Wartości niematerialne o nieokreślonym okresie użytkowania nie podlegają amortyzacji. Wartości niematerialne o nieokreślonym okresie użytkowania oraz wartości niematerialne jeszcze nieużytkowane poddawane są cyklicznie (co najmniej raz do roku oraz za każdym razem, kiedy istnieją przesłanki, że nastąpiła utrata wartości tego składnika) testowi na utratę wartości.

2.3.8. Leasing

Leasing jest klasyfikowany jako leasing finansowy, jeśli warunki umowy przenoszą zasadniczo całe ryzyko i pożytki z tytułu posiadania przedmiotu leasingu na leasingobiorcę. Wszystkie pozostałe rodzaje leasingu są traktowane jako leasing operacyjny.

2.3.8.1. Grupa jako leasingodawca

Aktywa oddane w leasing finansowy prezentowane są w sprawozdaniu z sytuacji finansowej jako należności w kwocie równej inwestycji leasingowej netto. Opłaty leasingowe dotyczące danego okresu obrotowego, z wyłączeniem kosztów usług, zmniejszają inwestycję leasingową brutto, obniżając zarówno należność główną, jak i kwotę niezrealizowanych przychodów finansowych.

Przychody finansowe z tytułu leasingu finansowego są ujmowane w kolejnych okresach przy uwzględnieniu stałej stopy zwrotu z wartości netto inwestycji z tytułu leasingu.

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

2.3.8.2. Grupa jako leasingobiorca

Aktywa trwale użytkowane na podstawie umowy leasingu finansowego są traktowane jak aktywa Grupy. Na dzień rozpoczęcia okresu leasingu, Grupa ujmuje leasing finansowy w sprawozdaniu z sytuacji finansowej jako aktywa i zobowiązania w kwotach równych wartości godziwej przedmiotu leasingu ustalonej na dzień rozpoczęcia leasingu lub w kwotach równych wartości bieżącej minimalnych opłat leasingowych ustalonej na dzień rozpoczęcia leasingu, jeżeli jest ona niższa od wartości godziwej. Powstające z tego tytułu zobowiązanie wobec leasingodawcy jest prezentowane w sprawozdaniu z sytuacji finansowej w pozycji Kredyty, pożyczki i papiery dłużne, z podziałem na krótkoterminowe i długoterminowe.

Minimalne opłaty leasingowe rozdziela się pomiędzy koszty finansowe będące częścią odsetkową opłaty leasingowej i zmniejszenie niespłaconego salda zobowiązania z tytułu leasingu. Koszty finansowe rozłożone są na poszczególne okresy sprawozdawcze stanowiąc stały procent w stosunku do salda niespłaconego zobowiązania z tytułu wartości przedmiotu leasingu w każdym z okresów sprawozdawczych. Koszty finansowe ustalone są przy użyciu metody wewnętrznej stopy zwrotu IRR.

Opłaty leasingowe z tytułu leasingu operacyjnego ujmuje się jako koszty metodą liniową przez okres trwania leasingu, chyba że zastosowanie innej symetrycznej metody lepiej odzwierciedla sposób rozłożenia w czasie korzyści czerpanych przez użytkownika.

2.3.9. Utrata wartości rzeczowych aktywów trwałych i wartości niematerialnych

Na koniec każdego okresu sprawozdawczego Grupa dokonuje oceny pozycji rzeczowych aktywów trwałych i wartości niematerialnych w celu stwierdzenia, czy istnieją jakiegokolwiek przesłanki wskazujące na to, że mogła nastąpić utrata wartości któregośkolwiek ze składników aktywów. W przypadku stwierdzenia, że przesłanki takie występują, szacowana jest wartość odzyskiwalna

danego składnika aktywów w celu sprawdzenia, czy nie nastąpiła jego utrata wartości. W sytuacji, gdy pojedynczy składnik aktywów nie wypracowuje wpływów pieniężnych, które są w znacznym stopniu niezależne od wpływów pieniężnych generowanych przez inne aktywa, ustala się wartość odzyskiwalną ośrodka wypracowującego środki pieniężne, do którego należy dany składnik aktywów.

W przypadku składnika wartości niematerialnych o nieokreślonym okresie użytkowania, przeprowadza się corocznie test na utratę wartości składnika aktywów porównując jego wartość odzyskiwalną z wartością księgową oraz za każdym razem, kiedy istnieją przesłanki wskazujące na możliwość wystąpienia utraty wartości tego składnika.

Wartość odzyskiwalna ustalana jest jako kwota wyższa z dwóch wartości: wartości godziwej pomniejszonej o koszty sprzedaży lub wartości użytkowej składnika aktywów lub ośrodka wypracowującego środki pieniężne. Wartość użytkowa odpowiada bieżącej szacunkowej wartości przyszłych przepływów pieniężnych, których uzyskania oczekuje się z tytułu dalszego użytkowania składnika aktywów lub ośrodka wypracowującego środki pieniężne, zdyskontowanych przy użyciu stopy dyskonta uwzględniającej aktualną rynkową wartość pieniądza w czasie oraz ryzyko specyficzne dla danego składnika aktywów.

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, o której mowa powyżej.

W przypadku, gdy odpis aktualizujący z tytułu utraty wartości ulega odwróceniu, wartość księgowa składnika aktywów (lub ośrodka wypracowującego środki pieniężne) zostaje podwyższona do nowej oszacowanej wartości odzyskiwalnej, nie wyższej niż wartość księgowa jaka zostałaby ustalona (po odjęciu umorzenia), gdyby w ubiegłych latach w ogóle nie ujęto odpisu aktualizującego z tytułu utraty wartości tego składnika aktywów (lub ośrodka wypracowującego środki pieniężne). Odwrócenie odpisu aktualizującego z tytułu utraty wartości ujmowane jest w rachunku zysków i strat.

2.3.10. Aktywa finansowe

Ze względu na charakter i przeznaczenie, aktywa finansowe Grupy kwalifikowane są do następujących kategorii:

- aktywa finansowe wyceniane w wartości godziwej przez rachunek zysków i strat (dodatnia wycena instrumentów pochodnych, dla których nie są stosowane zasady rachunkowości zabezpieczeń),
- pochodne instrumenty finansowe,
- aktywa finansowe dostępne do sprzedaży,
- pożyczki i należności.

2.3.10.1. Aktywa finansowe wyceniane w wartości godziwej przez rachunek zysków i strat

Kategoria ta obejmuje aktywa finansowe przeznaczone do obrotu oraz aktywa finansowe wyznaczone w momencie ich początkowego ujęcia do wyceny w wartości godziwej przez rachunek zysków i strat.

Składnik aktywów finansowych klasyfikuje się jako przeznaczony do obrotu, jeżeli:

- został nabyty głównie w celu sprzedaży w krótkim terminie,
- stanowi część portfela określonych instrumentów finansowych, którymi Grupa zarządza łącznie, zgodnie z aktualnym i faktycznym wzorem generowania krótkoterminowych zysków,
- jest instrumentem pochodnym (z wyjątkiem instrumentów pochodnych wyznaczonych i będących efektywnymi instrumentami zabezpieczającymi).

Grupa klasyfikuje do tej pozycji pochodne instrumenty finansowe, których wartość wyceny jest dodatnia (np. SWAP, CIRS, opcje) dla których nie stosuje rachunkowości zabezpieczeń.

Grupa nie stosowała zasad rachunkowości zabezpieczeń w przypadku transakcji CIRS, gdyż zarówno wycena pozycji zabezpieczanej tj. różnice kursowe od pożyczki, jak i wycena instrumentu zabezpieczającego znajduje odzwierciedlenie w rachunku zysku i strat w tym samym okresie sprawozdawczym.

W pozycji Aktywa finansowe przeznaczone do obrotu ujęto również wartość dodatnią opcji towarowych, co do których Grupa unieważniła powiązania zabezpieczające.

2.3.10.2. Pochodne instrumenty finansowe

Kategoria ta obejmuje wycenę instrumentów pochodnych, zawieranych w celu zabezpieczenia Grupy przed ryzykiem zmian cen gazu, energii elektrycznej, kursów walutowych oraz stóp procentowych. Grupa stosuje zasady rachunkowości zabezpieczeń dla transakcji pochodnych zabezpieczających ryzyko cen gazu oraz ryzyko kursowe. Opis stosowanych zasad dotyczących rachunkowości zabezpieczeń znajduje się w pkt. 2.3.12.

2.3.10.3. Aktywa finansowe dostępne do sprzedaży

Aktywa finansowe niebędące instrumentami pochodnymi, które zostały wyznaczone jako dostępne do sprzedaży lub niebędące aktywami finansowymi zaklasyfikowanymi do pozostałych kategorii, klasyfikuje się jako aktywa dostępne do sprzedaży i wycenia według wartości godziwej. Zyski lub straty wynikające ze zmian wartości godziwej ujmowane są w kapitale własnym jako Skumulowane inne całkowite dochody. Inwestycje w instrumenty kapitałowe nieposiadające kwotowań cen rynkowych z aktywnego rynku i których wartość godziwa nie może być wiarygodnie zmierzona, Grupa wycenia w cenie nabycia – bez przeszacowania na dzień bilansowy ich wartości o zmianę kursów walut.

Grupa klasyfikuje do tej pozycji:

- inwestycje w nienotowane instrumenty kapitałowe (w tym udziały i akcje jednostek zależnych, współkontrolowanych i stowarzyszonych),
- inwestycje w notowane instrumenty kapitałowe, nieprzeznaczone do obrotu (w tym udziały i akcje jednostek zależnych, współkontrolowanych i stowarzyszonych),
- inwestycje w instrumenty dłużne, co do których Grupa nie ma stanowczego zamiaru utrzymania ich do terminu zapadalności.

W przypadku wystąpienia trwałej utraty wartości udziałów, Grupa ujmuje w księgach odpowiedni odpis aktualizujący. W sprawozdaniu z sytuacji finansowej wartość tych udziałów pomniejszona jest o utworzone odpisy aktualizujące.

2.3.10.4. Pożyczki i należności

Kategoria pożyczek i należności obejmuje aktywa finansowe niebędące instrumentami pochodnymi, o ustalonych lub możliwych do określenia płatnościach, które nie są kwotowane na aktywnym rynku.

Pożyczki i należności wyceniane są według zamortyzowanego kosztu z zastosowaniem metody efektywnej stopy procentowej. Różnice z wyceny odnoszone są w rachunek zysków i strat. Grupa nie dyskontuje należności, których okres płatności przypada w terminie krótszym niż 12 miesięcy od końca okresu sprawozdawczego oraz jeśli efekt dyskontowania byłby nieistotny.

Grupa klasyfikuje do tej pozycji:

- wszystkie należności (bez podatków, dotacji, ceł, ubezpieczeń społecznych i zdrowotnych oraz innych świadczeń),
- udzielone pożyczki,

- należności z tytułu transakcji buy sell back, reverse repo.

Należności nieściągalne są odpisywane w koszty w momencie stwierdzenia ich nieściągalności. Spisanie lub umorzenie należności z powodu przedawnienia lub nieściągalności powoduje zmniejszenie odpisów aktualizujących utworzonych uprzednio dla tych należności.

Należności umorzone lub spisane z powodu przedawnienia lub nieściągalności, dla których nie utworzono odpisów aktualizujących lub utworzono odpisy w niepełnej wysokości, zalicza się do pozostałych kosztów operacyjnych lub kosztów finansowych.

2.3.10.5. Należności z tytułu dostaw i usług oraz inne należności

Należności z tytułu dostaw i usług ujmuje się początkowo według wartości nominalnej (o ile efekt dyskontowania jest nieistotny). Po początkowym ujęciu należności wycenia się według zamortyzowanego kosztu z zastosowaniem metody efektywnej stopy procentowej. Różnice z wyceny odnoszone są w rachunek zysków i strat. Grupa nie dyskontuje należności, których okres płatności przypada w terminie krótszym niż 12 miesięcy od końca okresu sprawozdawczego oraz jeśli efekt dyskontowania byłby nieistotny. Wartość należności aktualizuje się poprzez dokonanie odpisu aktualizującego, uwzględniając stopień prawdopodobieństwa ich zapłaty, gdy istnieją obiektywne dowody, że nie będzie można odzyskać całości należnych kwot.

Należności nieściągalne są odpisywane w rachunek zysków i strat w momencie stwierdzenia ich nieściągalności. Spisanie lub umorzenie należności z powodu przedawnienia lub nieściągalności powoduje zmniejszenie wartości odpisów aktualizujących utworzonych uprzednio dla tych należności.

Należności umorzone lub spisane z powodu przedawnienia lub nieściągalności, od których nie dokonano odpisów aktualizujących lub dokonano odpisów w niepełnej wysokości, zalicza się odpowiednio do pozostałych kosztów operacyjnych lub kosztów finansowych.

2.3.10.6. Środki pieniężne i ich ekwiwalenty

Środki pieniężne i ich ekwiwalenty wykazane w sprawozdaniu z sytuacji finansowej obejmują środki pieniężne w banku i w kasie oraz krótkoterminowe aktywa finansowe o dużej płynności, o pierwotnym okresie zapadalności nieprzekraczającym trzech miesięcy, łatwo wymienne na określone kwoty środków pieniężnych oraz narażone na nieznaczne ryzyko zmiany wartości.

Saldo środków pieniężnych i ich ekwiwalentów, wykazane w sprawozdaniu z przepływów pieniężnych, składa się z określonych powyżej środków pieniężnych i ich ekwiwalentów, pomniejszonych o niespłacone kredyty w rachunkach bieżących.

2.3.11. Utrata wartości aktywów finansowych

Na koniec każdego okresu sprawozdawczego ocenia się, czy istnieją obiektywne dowody utraty wartości składnika aktywów finansowych lub grupy aktywów finansowych. Utrata wartości składnika aktywów finansowych lub grupy aktywów finansowych następuje, gdy istnieją obiektywne dowody utraty wartości wynikające z jednego lub więcej zdarzeń mających miejsce po początkowym ujęciu danego składnika aktywów lub grupy aktywów finansowych, a zdarzenie powodujące stratę ma wpływ na oczekiwane przyszłe przepływy pieniężne wynikające ze składnika aktywów finansowych lub grupy aktywów finansowych, których wiarygodne oszacowanie jest możliwe.

W przypadku wartości pożyczek i należności wycenianych w wysokości zamortyzowanego kosztu, uwzględnia się stopień prawdopodobieństwa ich zapłaty. Kwota odpisu aktualizującego 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.

W zależności od rodzaju należności stosowana jest jedna z dwóch metod tworzenia odpisów aktualizujących: indywidualna lub statystyczna.

Według metody indywidualnej Grupa zawiązuje odpisy aktualizujące należności w przypadku, gdy należność jest przeterminowana powyżej 90 dni lub ma charakter wątpliwy (np. dłużnik jest w stanie upadłości). Wartość odpisu obejmuje 100% wartości należności.

Według metody statystycznej odpisy aktualizujące należności z tytułu dostaw paliwa gazowego tworzy się dla odbiorców rozliczanych w grupach taryfowych od 1 do 4. Podstawą tworzenia odpisów jest analiza danych historycznych o spłacie należności przeterminowanych w poszczególnych przedziałach wiekowania. Na bazie analizy ustalane są wskaźniki spłacalności, które są podstawą ustalenia odpisów aktualizujących należności w każdym przedziale wiekowania.

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

Gdy strata z tytułu utraty wartości aktywów finansowych, z wyjątkiem instrumentów finansowych dostępnych do sprzedaży, ulegnie zmniejszeniu, to uprzednio ujętą jej wartość odwraca się poprzez rachunek zysków i strat. Odwrócenie nie powoduje zwiększenia wartości księgowej składnika aktywów finansowych ponad kwotę, która stanowiłaby zamortyzowany koszt tego składnika na dzień odwrócenia w sytuacji, gdyby ujęcie utraty wartości w ogóle nie miało miejsca.

Straty z tytułu utraty wartości inwestycji w instrument kapitałowy, kwalifikowany jako dostępny do sprzedaży, nie poddaje się odwróceniu przez rachunek zysków i strat. Zwiększenia wartości godziwej następujące po ujęciu straty z tytułu utraty wartości ujmuje się bezpośrednio w kapitale własnym.

2.3.12. Rachunkowość zabezpieczeń

Rachunkowość zabezpieczeń określa zasady księgowego traktowania instrumentów zabezpieczających i pozycji zabezpieczanych w przypadku formalnego wyznaczenia tych transakcji do zabezpieczenia określonego rodzaju ryzyka.

Zabezpieczenie Grupa definiuje jako wyznaczenie jednego lub kilku instrumentów zabezpieczających, zgodnie z zasadami rachunkowości zabezpieczeń, w taki sposób, aby zmiana ich wartości godziwej równoważyła w całości lub w części zmianę wartości godziwej zabezpieczanej pozycji lub przyszłych przepływów środków pieniężnych związanych z pozycją zabezpieczaną.

Wyznaczone do rachunkowości zabezpieczeń instrumenty zabezpieczające, ujmuje się zgodnie z zasadami rachunkowości zabezpieczeń wartości godziwej lub zabezpieczeń przepływów pieniężnych, jeżeli spełnione są jednocześnie następujące warunki:

- w momencie ustanowienia zabezpieczenia formalnie wyznaczono i udokumentowano powiązanie zabezpieczające, jak również cel zarządzania ryzykiem przez jednostkę oraz strategię ustanowienia zabezpieczenia,
- oczekuje się, że zabezpieczenie będzie wysoce efektywne w kompensowaniu zmian wartości godziwej lub przepływów pieniężnych wynikających z zabezpieczanego ryzyka, zgodnie z udokumentowaną pierwotnie strategią zarządzania ryzykiem, dotyczącą tego konkretnego powiązania zabezpieczającego,
- w przypadku zabezpieczeń przepływów pieniężnych, planowana transakcja będąca przedmiotem zabezpieczenia musi być wysoce prawdopodobna oraz musi podlegać zagrożeniu zmianami przepływów pieniężnych, które w rezultacie mogą wpływać na wynik,
- efektywność zabezpieczenia można wiarygodnie ocenić poprzez wiarygodną wycenę wartości godziwej zabezpieczanej pozycji lub związanych z nią przepływów środków pieniężnych oraz wartości godziwej instrumentu zabezpieczającego,
- zabezpieczenie jest na bieżąco oceniane i stwierdza się jego wysoką efektywność we wszystkich okresach sprawozdawczych, na które zabezpieczenie zostało ustanowione.

Grupa nie stosuje rachunkowości zabezpieczeń wstecz, tzn. nie wyznacza zabezpieczenia z datą wsteczną.

Zabezpieczenie wartości godziwej to ograniczenie zagrożenia wpływu na wynik finansowy zmian wartości godziwej ujętego w sprawozdaniu z sytuacji finansowej składnika aktywów, zobowiązań, lub uprawdopodobnionego przyszłego zobowiązania (bądź wyodrębnionej części takiego składnika aktywów, zobowiązania bądź uprawdopodobnionego przyszłego zobowiązania), wynikających z określonego rodzaju ryzyka (np. walutowego, stopy procentowej).

W przypadku stosowania rachunkowości zabezpieczeń wartości godziwej:

- Grupa ujmuje zysk lub straty wynikające z przeszacowania wartości godziwej instrumentu zabezpieczającego w zysku lub stracie, oraz
- zyski lub straty związane z pozycją zabezpieczaną, wynikające z zabezpieczanego ryzyka, korygują wartość księgową zabezpieczanej pozycji i są ujmowane w wyniku. Zasada ta ma zastosowanie do zabezpieczanej pozycji, którą w innych okolicznościach wycenia się według kosztu.

Zabezpieczenie przepływów środków pieniężnych to ograniczenie zagrożenia wpływu na wynik finansowy zmian w przepływach pieniężnych wynikających z określonego rodzaju ryzyka (np. kursu walutowego, stopy procentowej lub ceny towaru) związanego z wprowadzonymi do ksiąg rachunkowych aktywami i zobowiązaniami, uprawdopodobnionymi przyszłymi zobowiązaniami lub z wysoce prawdopodobnymi planowanymi transakcjami.

Zyski i straty wynikające ze zmiany wartości godziwej instrumentu zabezpieczającego przepływy pieniężne ujmowane są w pozostałych dochodach całkowitych, w takiej części, w jakiej dany instrument stanowi skuteczne zabezpieczenie związanej z nim pozycji zabezpieczanej. Część nieskuteczną odnosi się w rachunek zysków i strat.

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

2.3.13. Zapasy

Zapasy są to aktywa przeznaczone do sprzedaży w toku zwykłej działalności gospodarczej, będące w trakcie produkcji przeznaczonej na sprzedaż oraz mające postać materiałów lub surowców zużywanych w procesie produkcyjnym lub w trakcie świadczenia usług. Zapasy Grupy obejmują: materiały, towary, produkty gotowe, produkcję w toku oraz świadectwa pochodzenia energii.

Wartość zapasów ustala się w cenie nabycia lub koszcie wytworzenia lub też według wartości netto możliwej do uzyskania, w zależności od tego, która z kwot jest niższa. Na cenę nabycia lub koszt wytworzenia zapasów składają się wszystkie koszty zakupu, koszty przetworzenia oraz inne koszty poniesione w trakcie doprowadzania zapasów do ich aktualnego miejsca i stanu.

Zapas paliwa gazowego 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 rzeczywistej ceny pozyskania, na którą składają się koszt nabycia paliwa gazowego ze wszystkich źródeł zagranicznych, rzeczywisty koszt wydobycia ze źródeł krajowych, koszt odazotowania oraz koszt pozyskania z innych źródeł krajowych.

Spółki Grupy mają obowiązek uzyskać i przedstawić do umorzenia świadectwa pochodzenia energii elektrycznej, odpowiadające wielkości sprzedaży energii do końcowych odbiorców.

Świadectwa pochodzenia energii uzyskane w związku z wytworzeniem energii elektrycznej, jak również świadectwa pochodzenia energii zakupione w celu przedstawienia ich do umorzenia, Grupa ujmuje jako zapas.

Uzyskane w związku z wytworzeniem energii elektrycznej świadectwa pochodzenia ujmowane są w wartości rynkowej w momencie uprawdopodobnienia faktu otrzymania tych świadectw. Zakupione świadectwa pochodzenia energii ujmowane są w cenie nabycia. Rozchód nabytych świadectw pochodzenia wycenia się metodą średniej ważonej.

Na świadectwa pochodzenia energii przedstawiane do umorzenia w związku ze sprzedażą energii elektrycznej do odbiorców końcowych zawiązywana jest rezerwa w momencie sprzedaży energii. Rezerwa jest rozliczana z zarejestrowanymi certyfikatami ujętymi jako zapas, w momencie zarejestrowania umorzenia w Rejestrze Świadectw Pochodzenia prowadzonym przez Towarową Giełdę Energii (TGE).

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. Kwotę odpisów wartości zapasów do poziomu ich wartości netto możliwej do uzyskania oraz wszystkie straty w zapasach są ujmowane jako koszt okresu, w którym odpis lub strata miały miejsce.

Odpisy wartości zapasów ustalane są w wyniku doraźnej oceny przydatności zapasów według poniższych założeń:

- materiały zakupione i nie wykazujące ruchu w okresie od 1 roku do 5 lat - w większości przypadków obejmowane są odpisem aktualizującym w wysokości 20% ich wartości. 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%,
- materiały zakupione i nie wykazujące ruchu w okresie od 5 lat do 10 lat - stosowany jest odpis aktualizujący w wysokości od 20% do 100 % wartości zapasu,
- materiały zalegające powyżej 10 lat, cechujące się całkowitym brakiem przydatności i przeznaczeniem do likwidacji - Grupa dokonuje odpisu w wysokości 100% ich wartości.

2.3.14. Aktywa trwałe przeznaczone do sprzedaży

Grupa klasyfikuje składnik aktywów trwałych (lub grupę do zbycia) jako przeznaczony do sprzedaży, jeśli jego wartość bilansowa zostanie odzyskana przede wszystkim w drodze transakcji sprzedaży, a nie poprzez jego dalsze wykorzystanie. Sytuacja taka ma miejsce, gdy składnik aktywów (lub grupa do zbycia) jest dostępny do natychmiastowej sprzedaży w jego bieżącym stanie z uwzględnieniem jedynie normalnych i zwyczajowo przyjętych warunków dla sprzedaży tego typu aktywów (lub grup do zbycia) oraz jego sprzedaż jest wysoce prawdopodobna.

Składnik aktywów (lub grupa do zbycia) klasyfikuje się jako przeznaczony do sprzedaży po podjęciu decyzji przez uprawniony, zgodnie ze statutem / umową spółki, organ spółki - Zarząd, Radę Nadzorczą lub Walne Zgromadzenie Akcjonariuszy / Zgromadzenie Wspólników. Ponadto, składnik aktywów (lub grupa do zbycia) musi być aktywnie oferowany na sprzedaż po cenie, która jest racjonalna w odniesieniu do jego bieżącej wartości godziwej. Dodatkowo, należy oczekiwać, że sprzedaż zostanie ujęta jako sprzedaż zakończona w czasie jednego roku od dnia klasyfikacji.

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. Ewentualne odwrócenie tej różnicy ujmuje się także w rachunku zysków i strat, ale tylko do wysokości wcześniej utworzonego odpisu.

Aktywa trwale przeznaczone do sprzedaży (lub grupa do zbycia) nie podlegają amortyzacji.

W skonsolidowanym sprawozdaniu z sytuacji finansowej aktywa przeznaczone do sprzedaży (lub grupa do zbycia) prezentowane są w osobnej pozycji aktywów obrotowych.

2.3.15. Kapitały własne

Kapitały własne ujmuje się w sprawozdaniu z sytuacji finansowej z podziałem na ich rodzaje i według zasad określonych przepisami prawa i postanowieniami statutu jednostki.

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

Zadeklarowane, lecz niewniesione wkłady kapitałowe ujmuje się jako należne wkłady na kapitał podstawowy. Akcje własne oraz należne wpłaty na kapitał podstawowy pomniejszają wartość kapitałów własnych jednostki.

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

Koszty emisji akcji poniesione przy powstaniu spółki akcyjnej lub podwyższeniu kapitału zakładowego zmniejszają kapitał z emisji akcji powyżej ich wartości nominalnej do wysokości nadwyżki wartości emisji nad wartością nominalną akcji, a pozostałą ich część zalicza się do pozostałych kapitałów rezerwowych, które prezentowane są w pozycji Zyski/(straty) zatrzymane.

Skutki korekt związanych z zastosowaniem MSR po raz pierwszy zostały ujęte w pozycji Zyski/(straty) zatrzymane. Zgodnie z postanowieniami MSR, wynik finansowy roku ubiegłego jednostka może przeznaczyć jedynie na powiększenie kapitałów własnych lub dywidendę dla akcjonariuszy (udziałowców). Stosowana w polskim systemie prawnym możliwość podziału zysku na Zakładowy Fundusz Świadczeń Socjalnych, Fundusz Restrukturyzacji, przekazanie zysku pracownikom bądź na inne cele nie znajduje odzwierciedlenia w postanowieniach MSR. Z tego powodu, Grupa wykazuje wymienione wyżej zmniejszenia zysku jako koszty okresu, w którym wystąpiło wiążące zobowiązanie do przekazania środków. Podział zysku dla pracowników ujmowany jest w koszcie wynagrodzeń, natomiast przekazanie środków na Zakładowy Fundusz Świadczeń Socjalnych ujmuje się w koszcie świadczeń na rzecz pracowników.

2.3.16. Rezerwy

Rezerwy są tworzone w przypadku, gdy w następstwie przeszłych zdarzeń na Grupie ciąży obecny obowiązek (prawny lub zwyczajowo oczekiwany) i gdy prawdopodobne jest, że wypełnienie tego obowiązku spowoduje konieczność wypływu środków stanowiących korzyści ekonomiczne oraz można dokonać wiarygodnego szacunku kwoty tego obowiązku, przy czym kwota lub termin wymagalności zobowiązania nie są pewne.

Grupa weryfikuje stan rezerw na koniec każdego okresu sprawozdawczego w celu odzwierciedlenia bieżącego, najbardziej właściwego szacunku. Jeśli skutek zmiany wartości pieniądza w czasie jest istotny, Grupa dyskontuje wartość rezerw. Jeśli rezerwa jest dyskontowana, zwiększenie wartości rezerwy wynikające z upływu czasu jest ujmowane jako koszt finansowania zewnętrznego.

W Grupie tworzone są w szczególności następujące rezerwy:

- rezerwa na koszty likwidacji odwiertów,
- rezerwy na koszty związane z ochroną środowiska,
- rezerwa na roszczenia z tytułu bezumownego korzystania z gruntów,
- rezerwa na opłatę zastępczą wynikającą z zapisów ustawy o efektywności energetycznej,
- pozostałe rezerwy.

2.3.16.1. Rezerwa na koszty likwidacji odwiertów

Grupa tworzy rezerwę na przyszłe koszty likwidacji odwiertów oraz Fundusz Likwidacji Zakładu Górniczego (FLZG).

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

W przypadku, gdy rezerwy dotyczą kosztów likwidacji rzeczowych aktywów trwałych, początkowa wartość rezerwy zwiększa wartość tych rzeczowych aktywów trwałych. Późniejsze korekty wysokości rezerwy będące skutkiem zmian szacunków są również traktowane jako korekta wartości składnika rzeczowych aktywów trwałych. Korekty wysokości rezerwy wynikające ze zmiany dyskonta odnoszone są na koszty lub przychody finansowe.

FLZG tworzony jest na mocy artykułu 26c Ustawy z dnia 4 lutego 1994 roku (Dz.U.05.228.1947 z późniejszymi zmianami) Prawo Geologiczne i Górnicze.

Środki FLZG mogą być wykorzystane wyłącznie w celu pokrycia kosztów likwidacji zakładu górniczego lub jego oznaczonej części, a w szczególności kosztów:

- likwidacji i zabezpieczenia 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.

W Grupie dokonywane są odpisy na Fundusz Likwidacji Zakładu Górniczego w wysokości od 3% do 10% wartości rocznych odpisów amortyzacyjnych od rzeczowych aktywów trwałych zakładu górniczego (ustalonych zgodnie z przepisami o podatku dochodowym) w korespondencji z pozostałymi kosztami operacyjnymi.

Wartość rezerwy na przyszłe koszty likwidacji odwiertów korygowana jest o sumę niewykorzystanych odpisów na FLZG.

2.3.16.2. Rezerwy na koszty związane z ochroną środowiska

Przyszłe zobowiązania z tytułu kosztów rekultywacji zanieczyszczeń środowiska gruntowo-wodnego, w przypadku występowania prawnego lub zwyczajowego obowiązku wykonania tych czynności, ujmowane są jako rezerwy. Tworzona rezerwa odzwierciedla potencjalne koszty przewidziane do poniesienia, szacowane i weryfikowane okresowo według cen bieżących.

2.3.16.3. Rezerwa na roszczenia z tytułu bezumownego korzystania z gruntów

W ramach prowadzonej działalności gospodarczej spółki Grupy instalują urządzenia techniczne służące do przesyłu i dystrybucji gazu na nieruchomościach gruntowych, stanowiących własność podmiotów trzecich, będących bardzo często osobami fizycznymi.

W przypadkach, gdy było to możliwe, w momencie instalacji infrastruktury, spółki Grupy zawierały umowy ustanawiające standardowe służebności gruntowe oraz umowy służebności przesyłu.

Służebność przesyłu jest instytucją prawa cywilnego, uregulowaną na podstawie wprowadzonych w życie w 2008 roku przepisów art. 305¹-305⁴ ustawy z dnia 23 kwietnia 1964 r. Kodeks cywilny (Dz. U. Nr 16, poz. 93 ze zm.).

Grupa, kierując się zasadą istotności, szacuje wartość rezerwy na zgłoszone roszczenia z tytułu bezumownego korzystania z gruntów, w przypadku których, w ciągu ostatnich 3 lat, prowadzona była korespondencja ze zgłaszającym roszczenie oraz roszczenie to jest roszczeniem o potwierdzonej zasadności.

Grupa szacuje kwotę rezerwy 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) bądź
- w przypadku, gdy uzyskanie wiarygodnych danych wymaganych do zastosowania metody opisanej powyżej nie jest możliwe, Grupa analizuje indywidualnie zgłoszone roszczenia.

2.3.16.4. Rezerwa na opłatę zastępczą wynikającą z zapisów ustawy o efektywności energetycznej

Ustawa o efektywności energetycznej z dnia 15 kwietnia 2011 roku wprowadza system białych certyfikatów nakładając obowiązek ich pozyskania i przedstawienia do umorzenia prezesowi URE lub uiszczenia opłaty zastępczej. Obowiązek dotyczy przedsiębiorstw sprzedających energię elektryczną, ciepło lub paliwa gazowe odbiorcom końcowym.

Białe certyfikaty, czyli świadectwa efektywności energetycznej, można otrzymać za wykonane już działanie proefektywnościowe lub takie, które dopiero spółka planuje wykonać. Świadectwo efektywności energetycznej można otrzymać za działanie, w wyniku którego roczna oszczędność energii jest nie mniejsza niż 10 ton oleju ekwiwalentnego (toe) lub też za grupę działań tego samego rodzaju, których łączny efekt przekroczy 10 toe.

Grupa szacuje wartość rezerwy na opłatę zastępczą zgodnie z wzorem określonym w ustawie.

2.3.16.5. Pozostałe rezerwy

Spółki Grupy Kapitałowej mogą również tworzyć inne rezerwy na przyszłe wydatki związane z działalnością i funkcjonowaniem jednostek Grupy, jeżeli są one na tyle istotne, że ich nieuwzględnienie w wyniku finansowym okresu spowodowałoby zniekształcenie obrazu sytuacji majątkowej i finansowej Grupy.

2.3.17. Rozliczenia międzyokresowe

Grupa dokonuje czynnych rozliczeń międzyokresowych w stosunku do ponoszonych z góry wydatków i kosztów, dotyczących przyszłych okresów.

W skonsolidowanym sprawozdaniu z sytuacji finansowej rozliczenia międzyokresowe czynne są prezentowane w podziale na długoterminowe (pozycja: Pozostałe aktywa trwałe) i krótkoterminowe (pozycja: Pozostałe aktywa).

Bierne rozliczenia międzyokresowe są zobowiązaniami przypadającymi do zapłaty za towary lub usługi, które zostały otrzymane/wykonane, ale nie zostały opłacone, zafakturowane lub formalnie uzgodnione z dostawcą. Rozliczenia te w sprawozdaniu z sytuacji finansowej są wykazywane w pasywach łącznie ze zobowiązaniami z tytułu dostaw i usług oraz innymi zobowiązaniami.

Do rozliczeń międzyokresowych przychodów Grupa zalicza wartość przychodów przyszłych okresów, między innymi z tytułu dodatkowych opłat za nieodebrany gaz oraz dotacji rządowych do aktywów. Przychody dotyczące dodatkowych opłat za nieodebrany gaz wynikają z umów sprzedaży gazu zawierających klauzulę „take or pay” (bierz lub płać). W pozycji tej ujmuje się wartość przychodów w związku z zamówionymi i nieodebranymi ilościami gazu i rozlicza się je proporcjonalnie do faktycznie zrealizowanej dostawy gazu. W przypadku, gdy kontrahent po okresie umownym

nie odbierze zadeklarowanych ilości, kwotę przychodów przyszłych okresów przeklasyfikowuje się do przychodów z tytułu otrzymanych kar, grzywien i odszkodowań.

Dotacje rządowe do aktywów ujmowane są w pozycji Przychody przyszłych okresów w momencie uzyskania pewności, że zostały przydzielone. Odpisywane są one w rachunek zysków i strat proporcjonalnie do odpisów amortyzacyjnych od odpowiadającym im składnikom aktywów.

Spółki gazownictwa (będące operatorami systemów dystrybucyjnych) zaliczają do rozliczeń międzyokresowych wartość nieodpłatnie przyjętej infrastruktury gazowej oraz opłatę przyłączeniową (otrzymaną do 30 czerwca 2009 roku). Przychody z tych tytułów rozliczane są w czasie, proporcjonalnie do odpisów amortyzacyjnych dokonywanych od powyższych przyłączy.

Rozliczenia międzyokresowe przychodów wykazywane są w pasywach skonsolidowanego sprawozdania z sytuacji finansowej w podziale na długoterminowe i krótkoterminowe.

2.3.18. Zobowiązania finansowe

Zobowiązania finansowe klasyfikowane są w podziale na dwie kategorie: zobowiązania finansowe wyceniane według wartości godziwej przez wynik finansowy oraz pozostałe zobowiązania finansowe (obejmujące m. in. zobowiązania z tytułu dostaw i usług oraz inne zobowiązania).

W momencie początkowego ujęcia zobowiązanie finansowe wycenia się w wartości godziwej, powiększonej, w przypadku zobowiązań finansowych niekwalifikowanych jako wyceniane w wartości godziwej przez wynik finansowy, o koszty transakcji, które mogą być bezpośrednio przypisane do nabycia lub emisji składnika zobowiązania finansowego.

2.3.18.1. Zobowiązania finansowe wyceniane według wartości godziwej przez wynik finansowy

Składnikiem zobowiązań finansowych wycenianym według wartości godziwej przez wynik finansowy jest składnik spełniający którykolwiek z poniższych warunków:

- jest kwalifikowany jako przeznaczony do obrotu lub
- przy początkowym ujęciu został wyznaczony przez Grupę jako wyceniany według wartości godziwej przez wynik finansowy.

Składnik zobowiązań finansowych klasyfikuje się jako przeznaczony do obrotu, jeżeli:

- został zaciągnięty głównie w celu sprzedaży lub odkupu w krótkim terminie,
- jest instrumentem pochodnym (z wyjątkiem instrumentów pochodnych wyznaczonych i będących efektywnymi instrumentami zabezpieczającymi).

Zmiany wartości godziwej instrumentów pochodnych zaliczonych do powyższej kategorii zobowiązań finansowych ujmowane są jako przychód lub koszt okresu sprawozdawczego, w którym nastąpiło przeszacowanie.

Do zobowiązań wycenianych według wartości godziwej przez wynik finansowy Grupa klasyfikuje pochodne instrumenty finansowe niewyceniane zgodnie z zasadami rachunkowości zabezpieczeń, których wartość wyceny jest ujemna.

2.3.18.2. Zobowiązania finansowe wyceniane wg zamortyzowanego kosztu

Kategoria zobowiązań finansowych wycenianych wg zamortyzowanego kosztu obejmuje wszystkie zobowiązania z wyjątkiem zobowiązań z tytułu wynagrodzeń, podatków, dotacji, ceł, ubezpieczeń społecznych i zdrowotnych oraz innych świadczeń.

W momencie początkowego ujęcia, składniki tej grupy zobowiązań wyceniane są w wartości godziwej powiększonej o koszty transakcji, które mogą być bezpośrednio przypisane do nabycia lub emisji składnika zobowiązania finansowego.

Na dzień bilansowy, składniki tej grupy zobowiązań, wyceniane są według zamortyzowanego kosztu z zastosowaniem metody efektywnej stopy procentowej. Przy ustalaniu skorygowanej ceny nabycia uwzględniane są koszty związane z uzyskaniem kredytu lub pożyczki oraz dyskonta lub premie uzyskane przy rozliczeniu zobowiązania. Różnica pomiędzy wpływami netto, a wartością wykupu jest wykazywana w przychodach lub kosztach finansowych w okresie wykorzystywania kredytu lub pożyczki.

2.3.18.3. Pozostałe zobowiązania finansowe

Kategoria pozostałych zobowiązań finansowych obejmuje inne zobowiązania niż wykazywane w wartości godziwej przez wynik finansowy.

Po początkowym ujęciu są one wyceniane według zamortyzowanego kosztu z zastosowaniem metody efektywnej stopy procentowej. Przy ustalaniu skorygowanej ceny nabycia uwzględniane są koszty związane z uzyskaniem kredytu lub pożyczki oraz dyskonta lub premie uzyskane przy rozliczeniu zobowiązania.

2.3.18.4. Zobowiązania z tytułu dostaw i usług oraz inne zobowiązania

Zobowiązania z tytułu dostaw i usług są zobowiązaniami przypadającymi do zapłaty za towary lub usługi, które zostały dostarczone/wykonane oraz zostały zafakturowane lub formalnie uzgodnione z dostawcą.

2.3.18.5. Zobowiązania z tytułu świadczeń pracowniczych

Świadczenia pracownicze są to wszystkie formy świadczeń Grupy oferowane w zamian za pracę wykonywaną przez pracowników lub z tytułu rozwiązania stosunku pracy.

Krótkoterminowe świadczenia pracownicze to świadczenia pracownicze (inne niż świadczenia z tytułu rozwiązania stosunku pracy), które podlegają w całości rozliczeniu przed upływem 12 miesięcy od końca rocznego okresu sprawozdawczego, w którym pracownicy wykonywali związaną z nimi pracę.

Świadczenia po okresie zatrudnienia to świadczenia pracownicze (inne niż świadczenia z tytułu rozwiązania stosunku pracy i krótkoterminowe świadczenia pracownicze), które są należne po zakończeniu zatrudnienia.

Do krótkoterminowych świadczeń pracowniczych wypłacanych przez Grupę należą:

- wynagrodzenia oraz składki na ubezpieczenia społeczne,
- krótkoterminowe płatne nieobecności, jeśli oczekuje się, że nieobecność wystąpi w ciągu 12 miesięcy od zakończenia okresu, w którym pracownicy wykonywali związaną z nimi pracę,
- wypłaty z zysku i premie przypadające do wypłaty w ciągu 12 miesięcy od zakończenia okresu, w którym pracownicy wykonywali związaną z nimi pracę,
- świadczenia niepieniężne dla aktualnie zatrudnionych pracowników.

Krótkoterminowe świadczenia pracownicze, w tym wpłaty do programów określonych składek, ujmowane są w okresie, w którym jednostka otrzymała przedmiotowe świadczenie ze strony pracownika, a w przypadku wypłat z zysku i premii, gdy spełnione zostały następujące warunki:

- na jednostce ciąży obecny prawny lub zwyczajowo oczekiwany obowiązek do dokonania takich wypłat z wyniku zdarzeń przeszłych oraz
- można dokonać wiarygodnej wyceny tego zobowiązania.

Grupa ujmuje przewidywane koszty krótkoterminowych świadczeń pracowniczych w formie płatnych nieobecności w przypadku kumulowanych płatnych nieobecności (czyli takich, do których uprawnienia przechodzą na przyszłe okresy i można je wykorzystać w przyszłości, jeśli w bieżącym

okresie nie zostały w pełni wykorzystane) oraz w przypadku niekumulowanych płatnych nieobecności (które rodzą zobowiązania po stronie Grupy z chwilą ich wystąpienia).

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

Zyski i straty aktuarialne dotyczące 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.

Jednostka Dominująca utworzyła również rezerwę w postaci Centralnego Funduszu Restrukturyzacji (CFR) w celu zapewnienia świadczeń ostonowych dla uprawnionych pracowników objętych Programem Restrukturyzacji. Szczegółowe zasady działania funduszu oraz katalog zwiększeń i wydatków z funduszu są określone w regulacjach wewnętrznych Jednostki Dominującej. Więcej informacji na ten temat w notcie 40.

2.3.18.6. Pozostałe zobowiązania

Pozostałe zobowiązania obejmują wszystkie zobowiązania, niezaliczane przez Grupę do zobowiązań z tytułu dostaw i usług lub zobowiązań z tytułu podatków, ceł, ubezpieczeń społecznych oraz innych świadczeń i zobowiązań z tytułu wynagrodzeń.

Do pozostałych zobowiązań długoterminowych Grupa zalicza m.in. zobowiązania objęte ugodami bankowymi, układami, postępowaniem naprawczym, zobowiązania z tytułu koncesji, rzeczowe aktywa trwałe przewłaszczone, a nadal używane przez jednostkę Grupy, których spłata jest rozłożona na raty przez okres dłuższy niż rok.

W pozycji Inne zobowiązania krótkoterminowe Grupa prezentuje w szczególności zobowiązania wobec:

- dostawców z tytułu dostaw towarów i usług związanych z zakupem lub budową środków trwałych oraz wartości niematerialnych, jak też sprzedawców papierów wartościowych,
- towarzystw ubezpieczeniowych,
- pracowników – z innych tytułów niż wynagrodzenia,
- akcjonariuszy z tytułu dywidendy,
- dostawców z tytułu wadliwych,
- leasingodawców z tytułu leasingu operacyjnego,
- kontrahentów z tytułu zabezpieczeń należytego wykonania umowy,
- inne zobowiązania.

2.3.19. Przychody ze sprzedaży

Grupa prowadzi działalność w zakresie wydobycia, dystrybucji, magazynowania oraz obrotu gazem ziemnym wysokometanowym i azotanowym, produkcji i sprzedaży energii elektrycznej i ciepła oraz wydobycia i sprzedaży ropy naftowej.

Grupa prowadzi działalność w formie sprzedaży dóbr, świadczenia usług oraz oddawania w użytkowanie przez inne podmioty aktywa Grupy. Do dóbr zalicza się dobra, które Grupa wyprodukowała z zamiarem ich sprzedaży oraz dobra zakupione w celu odsprzedaży np. towary, grunty, nieruchomości.

Przychody ze sprzedaży stanowią należności (z wyłączeniem należnego podatku VAT oraz innych kwot pobieranych w imieniu osób trzecich) za dobra i usługi dostarczone w ramach normalnej działalności gospodarczej. Są one wykazywane w wartości godziwej otrzymanej bądź należnej

zapłaty, po pomniejszeniu o rabaty, podatki związane ze sprzedażą (VAT, podatek akcyzowy) oraz inne obciążenia.

2.3.19.1. Sprzedaż dóbr

Sprzedaż dóbr ujmowana jest w momencie dostarczenia nabywcy dóbr wraz z przekazaniem znaczącego ryzyka i korzyści wynikających z ich praw własności.

W celu prawidłowego zaliczenia przychodów ze sprzedaży gazu do właściwego okresu sprawozdawczego, na dzień bilansowy dokonywane są szacunki ilości i wartości gazu dostarczonego, lecz nie zafakturowanego na koniec okresu sprawozdawczego, do odbiorców indywidualnych.

Sprzedaż szacowaną gazu, która nie została zafakturowana w danym okresie sprawozdawczym, określa się na bazie stosowanych w branży standardów w oparciu o charakterystykę odbioru gazu przez odbiorców indywidualnych w porównywalnych okresach sprawozdawczych. Wartość sprzedaży szacowanej gazu określana jest jako iloczyn ilości przypisanych do poszczególnych grup taryfowych oraz stawek określonych w obowiązującej taryfie.

2.3.19.2. Świadczenie usług

Przedmiotem działania Grupy jest również świadczenie usług, takich jak dystrybucja paliw gazowych, magazynowanie paliw gazowych, wynajem nieruchomości, usługi gazownicze, serwisowe, geologiczne, poszukiwawcze, transportowe, hotelarskie, leasing finansowy i inne.

Jeżeli wynik transakcji dotyczącej świadczenia usług można oszacować w wiarygodny sposób, przychody z transakcji ujmuje się na podstawie stopnia zaawansowania realizacji usługi na koniec okresu sprawozdawczego.

2.3.19.3. Przychody z tytułu umów o usługę budowlaną

W przypadku, gdy wynik umowy o usługę budowlaną może być wiarygodnie oszacowany, przychody i koszty związane z umową rozpoznawane są w odniesieniu do stopnia zaawansowania realizacji umowy na koniec okresu sprawozdawczego.

W przypadku, kiedy nie można w wiarygodny sposób oszacować stopnia realizacji umowy, wówczas przychody ujmuje się wyłącznie do wysokości poniesionych kosztów umowy, dla których istnieje prawdopodobieństwo ich odzyskania.

2.3.20. Przychody z tytułu oddawania w użytkowanie przez inne podmioty aktywa Grupy

Użytkowanie przez inne podmioty aktywów jednostki powoduje uzyskanie przez nią przychodów w formie odsetek, tantiem oraz dywidend. Przychody te są ujmowane w momencie, gdy istnieje prawdopodobieństwo, że jednostka uzyska korzyści ekonomiczne związane z przeprowadzoną transakcją, a kwota przychodów może być wyceniona w wiarygodny sposób.

2.3.20.1. Przychody z tytułu odsetek

Przychody z tytułu odsetek ujmowane są sukcesywnie w miarę upływu czasu powstawania, poprzez odniesienie do głównej kwoty należnej i przy uwzględnieniu efektywnej stopy procentowej, czyli rzeczywistej stopy procentowej obliczanej na podstawie przepływów pieniężnych wynikających z transakcji.

2.3.20.2. Tantiemy

Przychody z tytułu tantiem ujmowane są w oparciu o zasadę memoriału, zgodnie z istotą stosowanej umowy.

2.3.20.3. Dywidendy

Przychody z tytułu dywidend są ujmowane w momencie ustanowienia prawa udziałowców/akcjonariuszy do otrzymania płatności.

2.3.21. Dotacje

Grupa dzieli dotacje na:

- 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 przychodu.

Dotacje nie są ujmowane do chwili uzyskania uzasadnionej pewności, że jednostka Grupy spełni warunki związane z dotacją i otrzyma dotacje.

Dotacje do aktywów są ujmowane w sprawozdaniu z sytuacji finansowej jako przychody przyszłych okresów, a następnie systematycznie, drogą równych odpisów rocznych, odnoszone są w rachunek zysków i strat przez przewidywany okres użytkowania tych aktywów. Dotacje niepieniężne do aktywów ujmują się w księgach w wartości godziwej.

Dotacje do przychodu prezentowane są w ogólnej pozycji Przychody ze sprzedaży; ewentualnie dotacje mogą także pomniejszać odnośne koszty.

Dotacje należne jako forma rekompensaty już poniesionych wydatków lub strat lub przyznane jako forma bezpośredniego wsparcia finansowego dla jednostki, bez towarzyszących przyszłych kosztów, ujmowane są w rachunku zysków i strat w okresie, w którym stają się należne.

2.3.22. Podatek dochodowy

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

Bieżące obciążenie podatkowe jest obliczane na podstawie wyniku podatkowego (podstawy opodatkowania) danego roku obrotowego. Zysk/(Strata) podatkowy różni się od księgowego zysku/(straty) netto w związku z różnym momentem uznania przychodów i kosztów za zrealizowane dla celów podatkowych i rachunkowych, a także ze względu na trwałe różnice pomiędzy podatkowym i rachunkowym traktowaniem przychodów i kosztów.

Podatek odroczony jest obliczany przy zastosowaniu metody bilansowej, uwzględniając różnice przejściowe pomiędzy wartością aktywów i zobowiązań ustaloną dla celów księgowych a wartością ustaloną dla celów podatkowych.

Podatek bieżący wyliczany jest w oparciu o stawki podatkowe obowiązujące w danym roku obrotowym.

Zobowiązania z tytułu odroczonego podatku dochodowego ustalane są od dodatnich różnic przejściowych podlegających opodatkowaniu w momencie ich realizacji dla celów podatkowych, natomiast składnik aktywów z tytułu podatku odroczonego jest rozpoznawany do wysokości, w jakiej jest prawdopodobne, że będzie można pomniejszyć przyszłe zyski podatkowe o rozpoznane ujemne różnice przejściowe, w tym wykazane straty podatkowe.

Zobowiązania z tytułu odroczonego podatku dochodowego nie są tworzone w odniesieniu do rozpoznanej wartości firmy. Zobowiązania (aktywa) z tytułu odroczonego podatku dochodowego nie są również tworzone w przypadku pierwotnego ujęcia składnika aktywów i pasywów pochodzącego z transakcji, która nie stanowi połączenia jednostek oraz gdy w momencie zajścia transakcji nie ma on wpływu na wynik księgowy, ani na podstawę opodatkowania.

Zobowiązania z tytułu odroczonego podatku dochodowego są ustalane od dodatnich różnic przejściowych związanych z inwestycją w jednostkach zależnych i stowarzyszonych oraz udziałami we wspólnych przedsięwzięciach, z wyjątkiem sytuacji gdy spółka Grupy jako jednostka dominująca, inwestor lub wspólnik wspólnego przedsięwzięcia jest w stanie kontrolować terminy odwracania się różnic przejściowych i jest prawdopodobne, że w dającej się przewidzieć przyszłości różnice przejściowe nie odwrócą się.

Wartość aktywów z tytułu podatku odroczonego podlega analizie na każdy dzień bilansowy. W przypadku, gdy przewiduje się, że przysły dochód do opodatkowania nie będzie wystarczający by rozliczyć ujemne różnice przejściowe, następuje odpis aktywów z tytułu odroczonego podatku dochodowego.

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

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 lub na różnych podatników.

Bieżący i odroczonego 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 odroczonego jest wówczas rozliczany bezpośrednio w kapitały własne).

2.3.23. Segmenty operacyjne

Segment operacyjny jest częścią składową Grupy:

- prowadzącą działalność gospodarczą, w ramach której uzyskuje przychody i ponosi koszty;
- której wyniki działalności podlegają regularnej kontroli przez główny organ odpowiedzialny za podejmowanie decyzji operacyjnych Grupy oraz wyniki te są wykorzystywane przy podejmowaniu decyzji o zasobach alokowanych do segmentu i przy ocenie wyników działalności segmentu;
- w przypadku której są dostępne oddzielne informacje finansowe.

W Grupie PGNiG przyjęto, że podstawowym kryterium podziału na segmenty operacyjne jest rodzaj prowadzonej działalności. Jednostki objęte konsolidacją prowadzą działalność w następujących segmentach:

a) *Segment Poszukiwanie i wydobywanie*. Podstawową działalnością segmentu są: 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. Działalność poszukiwawczo-wydobywczą prowadzą zarówno PGNiG S.A., POGC Libya BV, PGNiG Upstream International AS jak i spółki Grupy Kapitałowej świadczące usługi w tym zakresie.

b) *Segment Obrót i magazynowanie*. Segment prowadzi sprzedaż gazu ziemnego importowanego oraz wydobywanego ze złóż krajowych, wykorzystuje podziemne magazyny gazu na potrzeby handlowe oraz prowadzi działalność w obszarze handlu energią elektryczną. W konsekwencji zakończenia procesu integracji obrotu oraz rozdzielenia działalności magazynowej od działalności

handlowej, sprzedażą gazu ziemnego zajmuje się PGNiG S.A., a Operator Systemu Magazynowania Sp. z o.o. świadczy usługi magazynowania gazu. Segment wykorzystuje na swoje potrzeby sześć podziemnych magazynów gazu zlokalizowanych w Mogilnie, Wierzchowicach, Husowie, Brzeźnicy, Strachocinie i w Swarzowie. Ponadto, do segmentu Obrót i magazynowanie została zakwalifikowana spółka PGNiG Sales & Trading GmbH z siedzibą w Monachium, zajmująca się handlem i dystrybucją gazu oraz energii elektrycznej.

Działalność w zakresie obrotu i magazynowania gazu regulowana jest przez Prawo energetyczne, a ceny sprzedaży ustalane są na podstawie taryf zatwierdzanych przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki.

c) *Segment Dystrybucja*. Podstawową działalność segmentu stanowi przesyłanie gazu ziemnego siecią dystrybucyjną. Dystrybucją gazu ziemnego zajmuje się Polska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o., która dostarcza gaz do odbiorców indywidualnych, przemysłowych i hurtowych. Ponadto, spółka ta odpowiada za eksploatację, remonty oraz rozbudowę sieci dystrybucyjnej.

d) *Segment Wytwarzanie*. Segment obejmuje swym zakresem działalność polegającą na wytwarzaniu oraz sprzedaży energii elektrycznej i ciepła. W ramach segmentu ewidencjonowane są składniki majątkowe, przychody oraz koszty spółki PGNiG TERMIKA S.A.

e) *Pozostałe segmenty*. Pozycja obejmuje spółki Grupy Kapitałowej prowadzące działalność niekwalifikującą się do wymienionych wcześniej segmentów. Spółki te zajmują się projektowaniem i realizacją obiektów budowlanych oraz maszyn i urządzeń dla sektora górniczego oraz paliwowo-energetycznego, a także świadczeniem usług z zakresu branży hotelarskiej.

Aktywa segmentu obejmują wszystkie aktywa operacyjne wykorzystywane przez segment, na które składają się głównie – środki pieniężne, należności, zapasy oraz rzeczowe aktywa trwałe w wartości pomniejszonej o umorzenie i odpisy aktualizujące. Większość aktywów może być bezpośrednio przyporządkowana do poszczególnych segmentów, jednak gdy dane aktywa są użytkowane przez dwa lub więcej segmentów, wartość takich aktywów alokowana jest do poszczególnych segmentów na podstawie stopnia ich wykorzystania przez odpowiednie segmenty.

Zobowiązania segmentu obejmują wszelkie zobowiązania operacyjne (głównie zobowiązania z tytułu dostaw i usług), zobowiązania z tytułu wynagrodzeń i podatków (zarówno wymagalne jak i naliczone) oraz rezerwy na zobowiązania, które można przypisać do danego segmentu.

Zarówno aktywa jak i zobowiązania segmentu nie obejmują podatku odroczonego.

Transakcje wewnętrzne w ramach segmentu podlegają eliminacji.

2.4. Główne przyczyny niepewności wartości szacunkowych

W wyniku stosowanych przez Grupę zasad rachunkowości opisanych powyżej, Grupa przyjęła założenia dotyczące niepewności i szacunków, które miały istotny wpływ na wartości zamieszczone w sprawozdaniu finansowym. W związku z tym, istnieje ryzyko wystąpienia zmian w kolejnych okresach sprawozdawczych dotyczące głównie wymienionych niżej obszarów.

2.4.1. Utrata wartości majątku trwałego

Podstawowe aktywa operacyjne Grupy stanowi majątek kopalniany (służący wydobyciu gazu ziemnego i ropy naftowej), infrastruktura przesyłowa gazu oraz magazyny paliwa gazowego. Wartość majątku została poddana testom na utratę wartości. Grupa skalkulowała i ujęła w księgach istotne kwoty odpisów z tytułu utraty wartości majątku, bazując na ocenie ich przydatności do użycia obecnie i w przyszłości, planowanych likwidacji lub sprzedaży. Dla niektórych składników założenia przyjęte w związku z możliwością dalszego użytkowania, likwidacji i sprzedaży aktywów mogą ulec zmianie. Odpowiednie informacje odnośnie wartości odpisów z tytułu utraty wartości zamieszczono w nocie 11.2.

W przypadku majątku kopalnianego istnieje niepewność związana z szacunkami zasobów gazu i ropy naftowej, na podstawie których kalkulowane są przepływy pieniężne dotyczące tego majątku. Zmiana szacunków zasobów ma bezpośredni wpływ na wielkość odpisów aktualizujących majątek kopalniany.

Istotnym elementem niepewności jest też ryzyko związane z decyzjami Urzędu Regulacji Energetyki (URE) w zakresie poziomu cen na usługi dystrybucji paliwa gazowego. Poziom cen ma istotny wpływ na wartość przepływów środków pieniężnych w Grupie, a jego zmiana może skutkować koniecznością aktualizacji odpisów dotyczących wartości majątku dystrybucyjnego.

2.4.2. Okresy ekonomicznej użyteczności rzeczowych aktywów trwałych

W punkcie 2.3.3. sprawozdania podano okresy ekonomicznej użyteczności dla głównych grup rzeczowych aktywów trwałych. Okresy ekonomicznej użyteczności 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.

2.4.3. Szacowanie sprzedaży gazu

W celu prawidłowego zaliczenia przychodów ze sprzedaży gazu do właściwego okresu sprawozdawczego, na koniec okresu sprawozdawczego dokonywane są szacunki ilości i wartości gazu dostarczonego, a niezafakturowanego, do odbiorców indywidualnych.

Wartość gazu dostarczonego do odbiorców indywidualnych, a niezafakturowanego, szacuje się w oparciu o dotychczasową charakterystykę odbioru w porównywalnych okresach sprawozdawczych. Istnieje ryzyko, że ostateczne rzeczywiste wielkości sprzedaży paliwa gazowego mogą się różnić od wartości szacowanych. Może to skutkować uznaniem wyniku finansowego za dany okres wartością części szacowanej sprzedaży, która nie zostanie zrealizowana.

2.4.4. Rezerwy na koszty likwidacji odwiertów i ochronę środowiska

Znaczącą pozycję rezerw w skonsolidowanym sprawozdaniu finansowym stanowi rezerwa na koszty likwidacji odwiertów oraz rezerwy związane z ochroną środowiska zaprezentowane w nocie 28. Rezerwy te są oparte na szacunkach przyszłych kosztów likwidacji aktywów i rekultywacji gruntów,

na które znaczący wpływ ma przyjęta stopa dyskonta oraz szacunek okresu wystąpienia przyszłych przepływów pieniężnych.

2.4.5. Rezerwa na roszczenia z tytułu bezumownego korzystania z gruntów

Grupa, kierując się zasadą istotności, oszacowała wartość rezerwy na roszczenia z tytułu bezumownego korzystania z gruntów (opis rezerwy został przedstawiony w pkt. 2.3.16.3).

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

2.4.6. Utrata wartości akcji SGT EUROPOL GAZ S.A.

Jednostka Dominująca przeprowadziła analizę pod kątem utraty wartości akcji SGT EUROPOL GAZ S.A. stosując metodę zdyskontowanych przepływów pieniężnych. Wycena została sporządzona zgodnie z postanowieniami Protokołu Międzyrządowego z dnia 29 października 2010 roku, które zawierają oczekiwany wynik netto spółki. Wynik przeprowadzonego testu na utratę wartości charakteryzuje się wrażliwością na przyjęte założenia dotyczące przyszłych przepływów pieniężnych 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. Wartości z wyceny zostały zaprezentowane w nocie 6.

Dodatkowo, istotna dla oceny wartości SGT EUROPOL GAZ S.A. będzie realizacja przez spółkę postanowień Protokołu Międzyrządowego w zakresie osiąganego wyniku netto w kolejnych latach.

2.5. Aktywa i zobowiązania warunkowe

Warunkowy składnik aktywów to możliwy składnik aktywów, który powstaje na skutek zdarzeń przeszłych oraz którego istnienie zostanie potwierdzone dopiero w momencie wystąpienia lub niewystąpienia jednego lub większej ilości niepewnych przyszłych zdarzeń, które nie w pełni podlegają kontroli Spółki.

Aktywów warunkowych nie ujmuje się w skonsolidowanym sprawozdaniu z sytuacji finansowej, ponieważ może to prowadzić do ujęcia dochodu, który nigdy nie zostanie osiągnięty. Jeśli jednak wpływ korzyści ekonomicznych jest prawdopodobny, Grupa podaje na koniec okresu sprawozdawczego w informacji dodatkowej krótki opis rodzaju aktywów warunkowych oraz jeśli jest to wykonalne w praktyce, szacuje ich skutki finansowe, wyceniając je zgodnie z zasadami obowiązującymi przy wycenie rezerw.

Aktywa warunkowe ocenia się na bieżąco, aby upewnić się czy zaistniały bieg zdarzeń jest odpowiednio odzwierciedlony w sprawozdaniu finansowym. Jeśli zaistnienie wpływu korzyści ekonomicznych stało się praktycznie pewne, składnik aktywów i odnośny dochód ujmuje się w skonsolidowanym sprawozdaniu finansowym dotyczącym okresu, w którym nastąpiła zmiana. Jeśli wpływ korzyści ekonomicznych stał się prawdopodobny, Grupa ujawnia informację o istnieniu warunkowego składnika aktywów.

Zobowiązanie warunkowe jest:

- możliwym obowiązkiem, który powstaje na skutek przeszłych zdarzeń, których istnienie zostanie potwierdzone dopiero w momencie wystąpienia lub niewystąpienia jednego lub większej ilości niepewnych przyszłych zdarzeń, które nie w pełni podlegają kontroli Grupy lub
- obecnym obowiązkiem, który powstaje na skutek przeszłych zdarzeń, ale nie jest ujmowany w sprawozdaniu finansowym, ponieważ nie jest prawdopodobne, aby konieczne było

wydatkowanie środków zawierających w sobie korzyści ekonomiczne w celu wypełnienia obowiązku lub kwoty obowiązku (zobowiązania) nie można wycenić wystarczająco wiarygodnie.

Grupa nie ujmuje zobowiązań warunkowych w skonsolidowanym sprawozdaniu z sytuacji finansowej, z wyjątkiem zobowiązań warunkowych nabytych w drodze połączenia jednostek gospodarczych, które ujmowane są w sprawozdaniu z sytuacji finansowej jako rezerwy ma zobowiązania.

Za wyjątkiem przypadku, gdy możliwość wypływu środków z tytułu wypełnienia obowiązku jest znikoma, Grupa podaje na koniec okresu sprawozdawczego, w odniesieniu do każdego rodzaju zobowiązań warunkowych, krótki opis rodzaju zobowiązania warunkowego oraz jeśli jest to wykonalne, Grupa ujawnia:

- wartość szacunkową jego skutków finansowych, wyceniając je zgodnie z zasadami obowiązującymi przy wycenie rezerw,
- przesłanki świadczące o istnieniu niepewności co do kwoty lub terminu wystąpienia wypływu środków oraz
- możliwość uzyskania zwrotów.

2.6. Zmiany prezentacji w sprawozdaniu finansowym

Zastosowanie MSR 19 „Świadczenia pracownicze”

Grupa dokonała zmian porównywalnych danych finansowych w wyniku zastosowania po raz pierwszy zaktualizowanego MSR 1 „Prezentacja sprawozdań finansowych” oraz MSR 19 „Świadczenia pracownicze”. Wpływ zmian zastosowania zaktualizowanych standardów został opisany w nocie 2.2.1. *Standardy i interpretacje zastosowane po raz pierwszy.*

Zmiana prezentacji obrotu energią elektryczną

Grupa dokonała również zmian prezentacyjnych dotyczących obrotu energią elektryczną. Do roku 2013 koszt zakupu energii elektrycznej przeznaczony do obrotu prezentowany był w rachunku zysków i strat w pozycji "Pozostałe przychody i koszty operacyjne"; począwszy od roku 2013 koszt ten prezentowany jest w rachunku zysków i strat w pozycji "Zużycie surowców i materiałów".

Przesunięcie jednostki w Segmentach sprawozdawczych

W dniu 1 lipca 2013 roku nastąpiło połączenie spółki INVESTGAS S.A. (spółka przejmowana) ze spółką Operator Systemu Magazynowania Sp. z o.o. (spółka przejmująca). W związku z powyższym, w prezentacji okresu porównawczego noty Segmentów sprawozdawczych nastąpiło przesunięcie spółki INVESTGAS S.A. z Pozostałych segmentów do segmentu Obrót i magazynowanie.

Powyższe zmiany miały na celu zwiększenie przejrzystości i użyteczności danych prezentowanych w sprawozdaniu finansowym.

W wyniku zastosowania zmian wprowadzono korekty danych porównywalnych za 2012 rok, zaprezentowane poniżej.

2.6.1. Zysk/(Strata) netto i rozwodniony zysk/(strata) netto na jedną akcję przypisane akcjonariuszom jednostki dominującej w złotych - przekształcenie okresów porównawczych

	Okres od 1 stycznia 2012 do 31 grudnia 2012 przed zmianą	Okres od 1 stycznia 2012 do 31 grudnia 2012 po zmianie
Zysk/(Strata) netto i rozwodniony zysk/(strata) netto na jedną akcję przypisany/(a) akcjonariuszom jednostki dominującej w złotych	0,38	0,38

2.6.2. Skonsolidowany rachunek zysków i strat - przekształcenie okresów porównawczych

	Okres od 1 stycznia 2012 do 31 grudnia 2012 przed zmianą	Korekty dostosowujące do porównywalności - zmiana MSR 19	Zmiana prezentacji obrotu energią	Okres od 1 stycznia 2012 do 31 grudnia 2012 po zmianie
Przychody ze sprzedaży	28 730	-	-	28 730
Zużycie surowców i materiałów	(17 447)	-	(156)	(17 603)
Świadczenia pracownicze	(3 054)	7	-	(3 047)
Amortyzacja	(2 069)	-	-	(2 069)
Usługi obce	(3 060)	-	-	(3 060)
Koszt wytworzenia świadczeń na własne potrzeby	1 006	-	-	1 006
Pozostałe przychody i koszty operacyjne	(1 573)	-	156	(1 417)
Koszty operacyjne razem	(26 197)	7	-	(26 190)
Zysk/(Strata) z działalności operacyjnej	2 533	7	-	2 540
Przychody finansowe	216	-	-	216
Koszty finansowe	(380)	-	-	(380)
Udział w wyniku finansowym jednostek wycenianych metodą praw własności	173	-	-	173
Zysk/(Strata) przed opodatkowaniem	2 542	7	-	2 549
Podatek dochodowy	(308)	(1)	-	(309)
Zysk/(Strata) netto	2 234	6	-	2 240

2.6.3. Skonsolidowane sprawozdanie z całkowitych dochodów - przekształcenie okresów porównawczych

	Okres od 1 stycznia 2012 do 31 grudnia 2012 przed zmianą	Korekty dostosowujące do porównywalności - zmiana MSR 19	Okres od 1 stycznia 2012 do 31 grudnia 2012 po zmianie
Zysk/(Strata) netto	2 234	6	2 240
Inne całkowite dochody netto	(204)	11	(193)
w tym:			
Zyski/(Straty) aktuarialne dotyczące świadczeń pracowniczych wraz z podatkiem	-	11	11
Całkowite dochody razem	2 030	17	2 047

2.6.4. Skonsolidowane sprawozdanie z sytuacji finansowej - przekształcenie okresów porównawczych

	31 grudnia 2012 przed zmianą	Korekty dostosowujące do porównywalności - zmiana MSR 19	31 grudnia 2012 po zmianie
AKTYWA			
Aktywa trwałe (długoterminowe) razem	37 084	12	37 096
w tym:			
Aktywa z tytułu podatku odroczonego	1 124	12	1 136
Aktywa obrotowe (krótkoterminowe) razem	10 833	-	10 833
Aktywa razem	47 917	12	47 929
ZOBOWIĄZANIA I KAPITAŁ WŁASNY			
Kapitał własny razem	27 247	(50)	27 197
w tym:			
Skumulowane inne całkowite dochody	(90)	(62)	(152)
Zyski/(Straty) zatrzymane	19 693	12	19 705
Zobowiązania długoterminowe razem	11 057	62	11 119
w tym:			
Zobowiązania z tytułu świadczeń pracowniczych	319	62	381
Zobowiązania krótkoterminowe razem	9 613	-	9 613
w tym:			
Zobowiązania z tytułu świadczeń pracowniczych	356	-	356
Zobowiązania razem	20 670	62	20 732
Zobowiązania i kapitał własny razem	47 917	12	47 929

	1 stycznia 2012 przed zmianą	Korekty dostosowujące do porównywalności - zmiana MSR 19	1 stycznia 2012 po zmianie
AKTYWA			
Aktywa trwałe (długoterminowe) razem	31 301	16	31 317
w tym:			
Aktywa z tytułu podatku odroczonego	920	16	936
Aktywa obrotowe (krótkoterminowe) razem	7 523	-	7 523
Aktywa razem	38 824	16	38 840
ZOBOWIĄZANIA I KAPITAŁ WŁASNY			
Kapitał własny razem	25 218	(67)	25 151
w tym:			
Skumulowane inne całkowite dochody	114	(73)	41
Zyski/(Straty) zatrzymane	17 457	6	17 463
Zobowiązania długoterminowe razem	5 760	83	5 843
w tym:			
Zobowiązania z tytułu świadczeń pracowniczych	268	83	351
Zobowiązania krótkoterminowe razem	7 846	-	7 846
w tym:			
Zobowiązania z tytułu świadczeń pracowniczych	238	-	238
Zobowiązania razem	13 606	83	13 689
Zobowiązania i kapitał własny razem	38 824	16	38 840

2.6.5. Skonsolidowane sprawozdanie z przepływów pieniężnych - przekształcenie okresów porównawczych

	Okres od 1 stycznia 2012 do 31 grudnia 2012 przed zmianą	Korekty dostosowujące do porównywalności - zmiana MSR 19	Okres od 1 stycznia 2012 do 31 grudnia 2012 po zmianie
Przepływy pieniężne netto z działalności operacyjnej	2 552	-	2 552
w tym:			
Zysk/(Strata) netto	2 234	6	2 240
Podatek dochodowy bieżącego okresu	308	1	309
Pozostałe pozycje netto	456	14	470
Zmiana stanu kapitału obrotowego	(1 981)	(21)	(2 002)
Przepływy pieniężne netto z działalności inwestycyjnej	(6 149)	-	(6 149)
Przepływy pieniężne netto z działalności finansowej	4 040	-	4 040
Zmiana stanu środków pieniężnych netto	443	-	443
Środki pieniężne i ich ekwiwalenty na początek okresu	1 504	-	1 504
Środki pieniężne i ich ekwiwalenty na koniec okresu	1 947	-	1 947

2.6.6. Segmenty sprawozdawcze - przekształcenie okresów porównawczych

Okres zakończony 31 grudnia 2012 roku	Poszukiwanie i wydobywanie	Obrót i magazynowanie	Dystrybucja	Wytwarzanie	Pozostałe segmenty	Eliminacje	Razem
Zysk/(Strata) z działalności operacyjnej segmentu przed zmianami	1 353	325	878	15	(20)	(18)	2 533
Zmiany, w tym:	1	7	2	-	(8)	5	7
Korekty dostosowujące do porównywalności - zmiana MSR 19	1	2	2	-	2	-	7
Przesunięcie spółki INVESTGAS S.A. z Pozostałych segmentów do segmentu Obrót i magazynowanie*	-	5	-	-	(10)	5	-
Zysk/(Strata) z działalności operacyjnej segmentu po zmianach	1 354	332	880	15	(28)	(13)	2 540
Aktywa segmentu przed zmianami	16 580	18 650	13 089	4 345	483	(7 278)	45 869
Zmiany, w tym:	-	61	-	-	(70)	9	-
Przesunięcie spółki Investgas z Pozostałych segmentów do segmentu Obrót i magazynowanie*	-	61	-	-	(70)	9	-
Aktywa segmentu po zmianach	16 580	18 711	13 089	4 345	413	(7 269)	45 869
Zobowiązania segmentu przed zmianami	5 823	3 937	2 234	2 870	171	(6 943)	8 092
Zmiany, w tym:	17	33	45	-	(42)	9	62
Korekty dostosowujące do porównywalności - zmiana MSR 19	17	3	45	-	(3)	-	62
Przesunięcie spółki INVESTGAS S.A. z Pozostałych segmentów do segmentu Obrót i magazynowanie*	-	30	-	-	(39)	9	-
Zobowiązania segmentu po zmianach	5 840	3 970	2 279	2 870	129	(6 934)	8 154

* Zmiana wyniku z połączenia spółki INVESTGAS S.A. ze spółką OSM Sp. z o.o. w trzecim kwartale 2013 roku

3. SEGMENTY OPERACYJNE

3.1. Segmenty sprawozdawcze

W poniższych tabelach przedstawione zostały dane dotyczące przychodów, kosztów, zysków i strat oraz aktywów i pasywów poszczególnych segmentów sprawozdawczych Grupy za okresy zakończone 31 grudnia 2013 roku i 31 grudnia 2012 roku.

Okres zakończony 31 grudnia 2013 roku	Poszukiwanie i wydobycie	Obrót i magazynowanie	Dystrybucja	Wytwarzanie	Pozostałe segmenty	Eliminacje	Razem
Rachunek zysków i strat							
Sprzedaż na rzecz klientów zewnętrznych	4 656	25 341	165	1 658	300	-	32 120
Sprzedaż między segmentami	1 605	318	4 085	405	124	(6 537)	-
Przychody segmentu razem	6 261	25 659	4 250	2 063	424	(6 537)	32 120
Amortyzacja	(1 050)	(177)	(857)	(359)	(20)	-	(2 463)
Pozostałe koszty	(2 880)	(25 490)	(2 654)	(1 560)	(469)	6 545	(26 508)
Koszty segmentu razem	(3 930)	(25 667)	(3 511)	(1 919)	(489)	6 545	(28 971)
Zysk/(Strata) z działalności operacyjnej segmentu	2 331	(8)	739	144	(65)	8	3 149
Koszty finansowe netto							(396)
Udział w wyniku finansowym jednostek wycenianych metodą praw własności		(44)					(44)
Zysk/(Strata) przed opodatkowaniem							2 709
Podatek dochodowy							(789)
Zysk/(Strata) netto							1 920
SPRAWOZDANIE Z SYTUACJI FINANSOWEJ							
Aktywa segmentu	15 364	17 344	14 067	4 124	411	(6 244)	45 066
Inwestycje w jednostkach wycenianych metodą praw własności		727					727
Aktywa nieprzypisane							358
Aktywa z tytułu podatku odroczonego							993
Aktywa razem							47 144
Kapitał własny ogółem							28 453
Zobowiązania segmentu	4 954	4 634	2 879	1 943	187	(5 847)	8 750
Zobowiązania nieprzypisane							7 971
Zobowiązania z tytułu podatku odroczonego							1 970
Zobowiązania i kapitał własny razem							47 144
Pozostałe informacje dotyczące segmentu							
Nakłady inwestycyjne na na rzeczowe aktywa trwałe i wartości niematerialne	(1 630)	(341)	(1 110)	(203)	(13)	7	(3 290)
Odpisy aktualizujące aktywa	(1 642)	(1 479)	(115)	(34)	(20)	-	(3 290)
Odpisy aktualizujące aktywa nieprzypisane							(45)

Grupa Kapitałowa PGNiG
Skonsolidowane Sprawozdanie Finansowe za okres zakończony 31 grudnia 2013 roku
(w milionach złotych)

Okres zakończony 31 grudnia 2012 roku	Poszukiwanie i wydobywanie	Obrót i magazynowanie	Dystrybucja	Wytwarzanie	Pozostałe segmenty	Eliminacje	Razem
Rachunek zysków i strat							
Sprzedaż na rzecz klientów zewnętrznych	3 121	23 354	153	1 893	209	-	28 730
Sprzedaż między segmentami	1 204	360	3 430	64	237	(5 295)	-
Przychody segmentu razem	4 325	23 714	3 583	1 957	446	(5 295)	28 730
Amortyzacja	(613)	(163)	(819)	(456)	(18)	-	(2 069)
Pozostałe koszty	(2 358)	(23 219)	(1 884)	(1 486)	(456)	5 282	(24 121)
Koszty segmentu razem	(2 971)	(23 382)	(2 703)	(1 942)	(474)	5 282	(26 190)
Zysk/(Strata) z działalności operacyjnej segmentu	1 354	332	880	15	(28)	(13)	2 540
Koszty finansowe netto							(164)
Udział w wyniku finansowym jednostek wycenianych metodą praw własności		173					173
Zysk/(Strata) przed opodatkowaniem							2 549
Podatek dochodowy							(309)
Zysk/(Strata) netto							2 240
SPRAWOZDANIE Z SYTUACJI FINANSOWEJ							
Aktywa segmentu	16 580	18 711	13 089	4 345	413	(7 269)	45 869
Inwestycje w jednostkach wycenianych metodą praw własności		771					771
Aktywa nieprzypisane							153
Aktywa z tytułu podatku odroczonego							1 136
Aktywa razem							47 929
Kapitał własny ogółem							27 197
Zobowiązania segmentu	5 840	3 970	2 279	2 870	129	(6 934)	8 154
Zobowiązania nieprzypisane							10 642
Zobowiązania z tytułu podatku odroczonego							1 936
Zobowiązania i kapitał własny razem							47 929
Pozostałe informacje dotyczące segmentu							
Nakłady inwestycyjne na rzeczowe aktywa trwałe i wartości niematerialne	(1 676)	(720)	(1 141)	(196)	(28)	(27)	(3 788)
Odpisy aktualizujące aktywa	(1 132)	(1 686)	(97)	(33)	(9)	1	(2 956)
Odpisy aktualizujące aktywa nieprzypisane							(41)

3.2. Informacje dotyczące obszarów geograficznych

Grupa prowadzi swoją działalność w przeważającej części na terenie kraju (Polska). Przychody ze sprzedaży do klientów zewnętrznych poza Polskę, w 2013 roku, stanowiły 14,56% (5,84% w 2012 roku) ogólnej kwoty przychodów ze sprzedaży do klientów zewnętrznych.

	Okres od 1 stycznia 2013 do 31 grudnia 2013	Okres od 1 stycznia 2012 do 31 grudnia 2012
Sprzedaż w Polsce:	27 444	27 051
Gaz wysokometanowy	21 728	21 960
Gaz zaazotowany	1 409	1 389
Ropa naftowa łącznie z gazoliną	1 007	694
Hel	29	48
Energia elektryczna	995	841
Ciepło	1 069	978
Usługi geofizyczne - geologiczne	116	100
Usługi wiertnicze i serwisowe	251	267
Usługi budowlano - montażowe	229	87
Opłata przyłączeniowa	110	106
Pozostała sprzedaż	501	581
Sprzedaż poza Polską:	4 676	1 679
Gaz wysokometanowy	1 812	349
Gaz zaazotowany	21	-
Ropa naftowa łącznie z gazoliną	1 639	569
Hel	154	113
Gaz NGL	111	-
Energia elektryczna	365	1
Usługi geofizyczne - geologiczne	136	239
Usługi wiertnicze i serwisowe	402	343
Usługi budowlano - montażowe	14	36
Pozostała sprzedaż	22	29
Razem	32 120	28 730

Grupa sprzedaje za granicą głównie do klientów w Niemczech (51% sprzedaży poza Polską), Szwajcarii i Norwegii.

Również aktywa trwałe (inne niż instrumenty finansowe) Grupy w przeważającej części znajdują się na terenie kraju. Wartość aktywów trwałych położonych poza granicami kraju według stanu na dzień 31 grudnia 2013 roku stanowiła 13,02% (15,61% na dzień 31 grudnia 2012 roku) ogólnej kwoty aktywów Grupy.

	31 grudnia 2013	31 grudnia 2012
Wartość aktywów trwałych innych niż instrumenty finansowe znajdujących się w Polsce	29 751	29 487
Wartość aktywów trwałych innych niż instrumenty finansowe znajdujących się poza Polską*	4 455	5 454
Razem	34 206	34 941
* W tym PGNiG Upstream International AS	3 587	4 125

3.3. Informacje dotyczące głównych klientów

Grupa nie posiada zewnętrznych, pojedynczych klientów, od których przychody z tytułu sprzedaży stanowiłyby 10 lub więcej procent łącznych przychodów Grupy.

4. KOSZTY OPERACYJNE

4.1. Zużycie surowców i materiałów

	Okres od 1 stycznia 2013 do 31 grudnia 2013	Okres od 1 stycznia 2012 do 31 grudnia 2012
Koszt sprzedanego gazu	(17 208)	(15 714)
Paliwa do produkcji energii i ciepła	(908)	(984)
Energia na cele handlowe	(670)	(156)
Zużycie pozostałych surowców i materiałów	(726)	(749)
Razem	(19 512)	(17 603)

4.2. Świadczenia na rzecz pracowników

	Okres od 1 stycznia 2013 do 31 grudnia 2013	Okres od 1 stycznia 2012 do 31 grudnia 2012
Wynagrodzenia	(2 127)	(2 237)
Składki na ubezpieczenie społeczne	(484)	(496)
Koszty przyszłych świadczeń pracowniczych	(355)	(25)
Pozostałe świadczenia pracownicze	(248)	(289)
Razem	(3 214)	(3 047)

4.3. Usługi obce

	Okres od 1 stycznia 2013 do 31 grudnia 2013	Okres od 1 stycznia 2012 do 31 grudnia 2012
Usługi przesyłowe	(1 474)	(1 454)
Koszt spisanych odwertów negatywnych	(132)	(127)
Pozostałe usługi obce	(1 639)	(1 479)
Razem	(3 245)	(3 060)

4.4. Pozostałe przychody i koszty operacyjne

	Okres od 1 stycznia 2013 do 31 grudnia 2013	Okres od 1 stycznia 2012 do 31 grudnia 2012
Przychody z tyt. odszkodowań, kar, grzywien	187	48
Przychody z bieżącego rozliczenia ujętych w sprawozdaniu z sytuacji finansowej przychodów przyszłych okresów	55	64
Odsetki od należności dotyczących działalności operacyjnej	58	43
Pozostałe przychody operacyjne	47	107
Różnice kursowe netto dotyczące działalności operacyjnej	(351)	(299)
Wynik na instrumentach pochodnych dotyczących działalności operacyjnej	168	(116)
Wynik ze zbycia niefinansowych aktywów trwałych	20	56
Zmiana stanu produktów	22	16
Zmiana stanu odpisów aktualizujących wartość składników rzeczowych aktywów trwałych*	(552)	(206)
Zmiana stanu odpisów na zapasy	(7)	(9)
Zmiana stanu odpisów na należności z tytułu dostaw i usług oraz pozostałe należności	70	(21)
Zmiana stanu pozostałych odpisów aktualizujących	(2)	-
Rezerwa na koszty likwidacji odwiertów	45	(35)
Rezerwa na karę UOKiK	-	(60)
Rezerwy związane z ochroną środowiska	7	27
Rezerwa na roszczenia z tytułu bezumownego korzystania z gruntów	(5)	(15)
Rezerwa na sprawę sporną z Konsorcjum PBG S.A.	-	1
Rezerwa na zobowiązania dotyczące prac poszukiwawczych w Pakistanie, Egipcie i Libii	(137)	(25)
Rezerwa na opłatę zastępczą dotyczącą świadectw efektywności energetycznej - białe certyfikaty	(134)	-
Pozostałe rezerwy	13	(59)
Podatki i opłaty	(574)	(547)
Wartość sprzedanych towarów i materiałów	(35)	(23)
Ubezpieczenia majątkowe	(101)	(89)
Delegacje krajowe i zagraniczne	(64)	(64)
Koszty z tyt. odszkodowań, kar, grzywien	(22)	(24)
Odsetki od zobowiązań dotyczących działalności operacyjnej	(3)	(2)
Pozostałe koszty operacyjne	(225)	(185)
Razem	(1 520)	(1 417)
* W tym zmiana stanu odpisów aktualizujących wartość środków trwałych w budowie dotyczących poszukiwania i oceny zasobów mineralnych	(438)	17

5. PRZYCHODY I KOSZTY FINANSOWE

	Okres od 1 stycznia 2013 do 31 grudnia 2013	Okres od 1 stycznia 2012 do 31 grudnia 2012
Przychody finansowe	69	216
Przychody z tytułu odsetek	65	66
Zysk na różnicach kursowych	-	139
Zysk ze zbycia inwestycji	-	5
Dywidendy i udziały w zyskach	3	4
Pozostałe przychody finansowe	1	2
Koszty finansowe	(465)	(380)
Strata z wyceny i realizacji pochodnych instrumentów finansowych	(35)	(29)
Koszty z tytułu odsetek	(272)	(315)
Strata na różnicach kursowych	(117)	-
Prowizje od kredytów	(25)	(19)
Koszt gwarancji	(3)	(4)
Pozostałe koszty finansowe	(13)	(13)
Wynik na działalności finansowej	(396)	(164)

6. WYCENA JEDNOSTEK STOWARZYSZONYCH METODĄ PRAW WŁASNOŚCI

6.1. Skrócone informacje finansowe o jednostkach stowarzyszonych wycenianych metodą praw własności

	31 grudnia 2013	31 grudnia 2012
SGT EUROPOL GAZ S.A.		
Udział Grupy PGNiG w kapitale spółki*	49,74%	49,74%
Podstawowa działalność	Przesył gazu	Przesył gazu
Podstawowe dane finansowe**		
Suma aktywów	4 527	4 852
Suma zobowiązań	918	1 192
Przychody ze sprzedaży	1 120	1 244
Zysk/(Strata) netto	(12)	103
Gas - Trading S.A.		
Udział Grupy PGNiG w kapitale spółki	43,41%	43,41%
Podstawowa działalność	Handel	Handel
Podstawowe dane finansowe**		
Suma aktywów	41	42
Suma zobowiązań	2	2
Przychody ze sprzedaży	46	42
Zysk/(Strata) netto	(0,9)	(0,6)

* W tym 48% udział bezpośredni i 1,74% udział pośredni poprzez spółkę Gas - Trading S.A.

** Dane ze sprawozdań finansowych sporządzanych według polskich standardów rachunkowości.

6.2. Wartość księgowa netto udziałów w jednostkach stowarzyszonych wycenianych metodą praw własności

	31 grudnia 2013	31 grudnia 2012
SGT EUROPOL GAZ S.A.		
Wycena udziałów metodą praw własności*	1 507	1 528
Cena nabycia	38	38
Udział w zmianie kapitałów	1 545	1 566
Odpis z tytułu utraty wartości	(834)	(811)
Wartość księgowa netto inwestycji	711	755
Gas - Trading S.A.		
Wycena udziałów metodą praw własności	15	15
Cena nabycia	1	1
Udział w zmianie kapitałów	16	16
Odpis z tytułu utraty wartości	-	-
Wartość księgowa netto inwestycji	16	16
Razem wartość księgowa netto inwestycji	727	771

* Po korekcie kapitału dostosowującej do zasad rachunkowości Grupy. Opis pod notą 6.3.

6.3. Uzgodnienie wartości udziałów w jednostkach stowarzyszonych wycenianych metodą praw własności

	Okres od 1 stycznia 2013 do 31 grudnia 2013	Okres od 1 stycznia 2012 do 31 grudnia 2012
Wartość księgowa netto inwestycji na początek okresu	771	598
Wypłacona dywidenda przez Gas - Trading S.A.	-	-
Wycena odniesiona w wynik finansowy, w tym:	(44)	173
Wycena SGT EUROPOL GAZ S.A.	(44)	173
Wycena Gas - Trading S.A.	-	-
Wartość księgowa netto inwestycji na koniec okresu	727	771

Jednostka Dominująca dokonała szacunku udziału w kapitałach własnych SGT EUROPOL GAZ S.A. opierając się na wartości tych kapitałów wynikającej ze sprawozdania finansowego SGT EUROPOL GAZ S.A., sporządzonego na dzień 31 grudnia 2013 roku zgodnie z Ustawą o rachunkowości, skorygowanego o różnice wynikające ze stosowanych w Grupie zasad rachunkowości oraz wyniki na transakcjach wewnątrz Grupy. Różnice zasad rachunkowości dotyczyły ujęcia (do końca 2008 roku) kosztów odsetek w wartości netto środków trwałych. Grupa do końca 2008 roku stosowała podejście wzorcowe ujmowania kosztów finansowania (MSR 23), w którym wartość początkowa środków trwałych nie obejmowała kosztów finansowania. W związku z tym, że obecnie Grupa (od początku 2009 roku) aktywuje koszty finansowe w wartości środków trwałych, korekta dotyczy kontynuacji eliminacji tych kosztów z lat poprzednich.

Jednostka Dominująca przeprowadziła również testy na utratę wartości wycenianych akcji SGT EUROPOL GAZ S.A., stosując metodę zdyskontowanych przepływów pieniężnych, opierając wyliczenia na postanowieniach Protokołu Międzyrządowego z dnia 29 października 2010 roku w zakresie docelowego wyniku netto SGT EUROPOL GAZ S.A. Do wyliczeń przyjęto, że wynik SGT EUROPOL GAZ S.A. w latach 2011 – 2021 będzie wynosił 21 milionów złotych rocznie. Zdyskontowane przepływy obejmują wszystkie przepływy gotówkowe generowane przez

SGT EUROPOL GAZ S.A., w tym również przepływy związane z obsługą oprocentowanych obcych źródeł finansowania (koszty odsetkowe oraz spłatę kapitału kredytów i pożyczek).

Na dzień 31 grudnia 2013 roku, stosując metodę praw własności, Jednostka Dominująca wyliczyła wartość udziału w kapitale własnym spółki współzależnej w wysokości 1 545 milionów złotych. Wartość spółki wyliczona przy zastosowaniu metody zdyskontowanych przepływów pieniężnych na ten sam dzień kształtuje się na poziomie 711 milionów złotych.

W związku z powyższym, Jednostka Dominująca dokonała aktualizacji wartości księgowej netto spółki, korygując ją do bieżącej wartości wyceny, to jest 711 milionów złotych. Zmiana wyceny na koniec 2013 roku w stosunku do wyceny na dzień 31 grudnia 2012 roku wyniosła 44 miliony złotych i została ujęta w rachunku zysków i strat za bieżący okres w pozycji Udział w wyniku finansowym jednostek wycenianych metodą praw własności.

7. PODATEK DOCHODOWY

Grupa Kapitałowa nie stanowi grupy podatkowej według polskich przepisów. Każdy z podmiotów wchodzących w jej skład jest oddzielnym podatnikiem.

7.1. Podatek dochodowy wykazany w rachunku zysków i strat

	Nota	Okres od 1 stycznia 2013 do 31 grudnia 2013	Okres od 1 stycznia 2012 do 31 grudnia 2012
Zysk/(Strata) przed opodatkowaniem		2 709	2 549
Obowiązująca w okresie stawka podatkowa		19%	19%
Podatek według obowiązującej stawki podatkowej		(515)	(484)
Różnica w stawkach podatkowych		38	(7)
Ulgi inwestycyjne (Norwegia)		(156)	212
Różnice trwale pomiędzy zyskiem/(stratą) przed opodatkowaniem a podstawą opodatkowania		(156)	(30)
Obciążenie podatkowe wykazane w skonsolidowanym rachunku zysków i strat		(789)	(309)
Bieżący podatek dochodowy	7.2.	(687)	(533)
Odroczony podatek dochodowy	7.3.	(102)	224
Efektywna stopa podatkowa		29%	12%

7.2. Bieżący podatek dochodowy

	Okres od 1 stycznia 2013 do 31 grudnia 2013	Okres od 1 stycznia 2012 do 31 grudnia 2012
Zysk/(Strata) przed opodatkowaniem (skonsolidowany)	2 709	2 549
Korekty konsolidacyjne	359	65
Różnice pomiędzy zyskiem/(stratą) przed opodatkowaniem a podstawą opodatkowania podatkiem dochodowym	404	(316)
Przychody podatkowe niezaliczane do księgowych	407	433
Koszty stanowiące koszt uzyskania przychodu, niezaliczane do kosztów księgowych	(2 464)	(2 602)
Przychody niezaliczane do dochodu do opodatkowania	2 162	2 024
Koszty nieuznawane za koszty uzyskania przychodu	(4 779)	(4 200)
Odliczenia od dochodu	(156)	(323)
Podstawa opodatkowania podatkiem dochodowym	3 472	2 298
Stawka podatkowa w danym okresie	19%	19%
Podatek dochodowy	(660)	(437)
Zwiększenia, zaniechania, zwolnienia, odliczenia i obniżki podatku	(27)	(96)
Podatek dochodowy bieżący wykazany w deklaracji podatkowej okresu	(687)	(533)
Bieżący podatek dochodowy wykazany w skonsolidowanym rachunku zysków i strat	(687)	(533)

7.3. Odroczonego podatek dochodowy

	Okres od 1 stycznia 2013 do 31 grudnia 2013	Okres od 1 stycznia 2012 do 31 grudnia 2012
I. Odroczonego podatek dochodowy wykazany w skonsolidowanym rachunku zysków i strat	(102)	224
Powstanie i odwrócenie się podatku odroczonego z tytułu ujemnych różnic przejściowych	(85)	254
Odpisy aktualizujące aktywa finansowe, należności i środki trwałe w budowie	25	(11)
Rezerwy na przyszłe zobowiązania	60	41
Koszty zawartych transakcji zabezpieczających ryzyko kursowe i ryzyko stopy procentowej	(49)	-
Ujemne różnice kursowe	-	1
Ulgi inwestycyjne (Norwegia)	(156)	212
Strata podatkowa bieżącego okresu	20	3
Pozostałe ujemne różnice przejściowe	15	8
Powstanie i odwrócenie się podatku odroczonego z tytułu dodatnich różnic przejściowych	(17)	(30)
Różnica pomiędzy wartością podatkową i rachunkową aktywów trwałych	6	(2)
Wycena pozytywna zawartych transakcji zabezpieczających ryzyko kursowe i ryzyko stopy procentowej	(13)	(26)
Dodatnie różnice kursowe	-	(2)
Przychody z tytułu obowiązku podatkowego w następnym miesiącu	14	(5)
Pozostałe dodatnie różnice przejściowe	(24)	5
II. Odroczonego podatek dochodowy wykazany w innych całkowitych dochodach netto, w tym:	(33)	45
Stosowanie rachunkowości zabezpieczeń	(14)	48
Zyski/(Straty) aktuarialne dotyczące świadczeń pracowniczych	(19)	(3)
III. Różnice kursowe z przeliczenia podatku odroczonego spółek zagranicznych	(40)	(5)
IV. Podatek odroczonego odniesiony na rzeczowe aktywa trwałe (Norwegia)	-	13
V. Podatek odroczonego przeniesiony do należności z tytułu podatku bieżącego (Norwegia)	-	(89)
VI. Zmiany w Grupie	-	(354)
VII. Reklasyfikacja do aktywów przeznaczonych do sprzedaży	(2)	2
Razem zmiany (I - VII)	(177)	(164)

Bieżący okres sprawozdawczy obejmował okres podatkowy od 1 stycznia 2013 roku do 31 grudnia 2013 roku. W 2013 roku obowiązywała 19% stawka podatku dochodowego od osób prawnych dla podmiotów działających na terenie Polski. W okresie porównawczym, tj. 2012 roku stawka ta wynosiła również 19%.

Zagraniczne spółki zależne oraz oddziały zagraniczne Jednostki Dominującej oraz polskich spółek zależnych podlegają przepisom podatkowym krajów, na terenie których prowadzą działalność gospodarczą oraz przepisom wynikającym z umów o unikaniu podwójnego opodatkowania. W przypadku oddziałów zagranicznych spółek zależnych, w 2013 i 2012 roku obowiązywały stawki podatkowe z przedziału od 11 do 41 % podstawy opodatkowania. Oddziały zagraniczne Jednostki Dominującej w podanych wyżej okresach nie uzyskały dochodów stanowiących podstawę do opodatkowania.

W przypadku PGNiG Upstream International AS, marginalna stopa podatkowa wynosi 78% podstawy opodatkowania. Działalność PGNiG Upstream International AS na szelfie kontynentalnym podlega opodatkowaniu w ramach dwóch równoległych systemów podatkowych:

- System podatku dochodowego (stawka podatku 27% w 2013 roku, 28% w 2012 roku);
- System podatku naftowego (dodatkowa stawka podatku 51% w 2013 roku, 50% w 2012 roku).

Tak wysoka stopa podatkowa w Norwegii związana jest z szeregiem ulg inwestycyjnych i dodatkowych odliczeń, takich jak:

- możliwość zastosowania wysokich stawek amortyzacji (roczna stawka amortyzacji wynosi 16,67%) i rozpoczęcia okresu amortyzacji natychmiast po poniesieniu nakładów inwestycyjnych. W pierwszym roku, spółce przysługuje prawo do pełnej rocznej amortyzacji, niezależnie od daty poniesienia wydatku;
- możliwość zastosowania w ramach reżimu podatku naftowego ulgi inwestycyjnej w wysokości 5,5% rocznie przez okres czterech lat. Ulga dotyczy nakładów inwestycyjnych na Norweskim Szelfie Kontynentalnym (NSK) (z wyjątkiem kosztów poszukiwań) i wynosi 22% wydatków, które podlegają amortyzacji (5,5% przez 4 lata). Ulga ta jest odejmowana wyłącznie od podstawy opodatkowania podatkiem naftowym (stawka 51%) 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, a przelew na konto spółki jest realizowany do końca kolejnego roku po roku objętym zeznaniem podatkowym;
- możliwość odliczenia kosztów finansowych w obu systemach podatkowych.

Spółka PGNiG Upstream International AS od 2007 roku amortyzuje poniesione nakłady inwestycyjne oraz realizuje ulgę inwestycyjną, ujmując ją jako podatek odroczony (w wysokości zaprezentowanej w pozycji Ulgi inwestycyjne (Norwegia) w tabeli 7.3.), który jest rozliczany od momentu uzyskania przychodów podlegających opodatkowaniu podatkiem dochodowym.

Norweski system podatkowy zezwala na rozliczanie strat bez ograniczeń czasowych, a dodatkowo przewiduje oprocentowanie dla strat poniesionych po 2002 roku. Stopa oprocentowania takich strat jest kalkulowana jako stopa wolna od ryzyka powiększona o marżę, po uwzględnieniu podatku dochodowego (27%). Straty podatkowe poniesione przez PGNiG Upstream International AS, powiększone o oprocentowanie, począwszy od 2013 roku obniżają wysokość podatku bieżącego.

Salda podatku odroczonego prezentowane w sprawozdaniu finansowym są pomniejszone o korektę wyceny dla różnic przejściowych, których realizacja dla celów podatkowych nie jest w 100% uprawdopodobniona.

8. DZIAŁALNOŚĆ ZANIECHANA

W 2013 roku Grupa nie zaniechała żadnej działalności.

W 2014 roku Grupa planuje dokonać sprzedaży spółki zależnej Geovita S.A., prowadzącej działalność hotelarską.

Na dzień 31 grudnia 2013 roku Grupa zaprezentowała aktywa i pasywa konsolidowanej spółki Geovita S.A. w sprawozdaniu z sytuacji finansowej w pozycji Aktywa trwałe przeznaczone do sprzedaży oraz Zobowiązania dotyczące aktywów przeznaczonych do sprzedaży. Zakwalifikowana do sprzedaży spółka nie stanowi istotnej dziedziny działalności Grupy.

Szczegóły dotyczące aktywów przeznaczonych do sprzedaży zostały zaprezentowane w nocie 24.

9. ZYSK/(STRATA) NA JEDNĄ AKCJĘ

Zysk/(Strata) podstawowy na jedną akcję oblicza się poprzez podzielenie zysku/(straty) netto za okres sprawozdawczy, przypisanego zwykłym akcjonariuszom Jednostki Dominującej przez średnią ważoną liczbę wyemitowanych akcji zwykłych występujących w ciągu roku obrotowego.

Zysk/(Strata) rozwodniony 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 wyemitowanych akcji zwykłych występujących w ciągu okresu sprawozdawczego (skorygowaną o wpływ opcji rozwadniających oraz rozwadniających umarzalnych akcji uprzywilejowanych zamiennych na akcje zwykłe).

	Okres od 1 stycznia 2013 do 31 grudnia 2013	Okres od 1 stycznia 2012 do 31 grudnia 2012
Zysk/(Strata) netto przypisany akcjonariuszom jednostki dominującej	1 918	2 242
Zysk/(Strata) netto przypisany akcjonariuszom jednostki dominującej zastosowany do obliczenia rozwodnionego zysku/(straty) na jedną akcję	1 918	2 242
Średnia ważona liczba akcji zwykłych zastosowana do obliczenia podstawowego zysku/(straty) na jedną akcję (mln szt.)	5 900	5 900
Średnia ważona liczba akcji zwykłych zastosowana do obliczenia rozwodnionego zysku/(straty) na jedną akcję (mln szt.)	5 900	5 900
Zysk/(Strata) podstawowy za okres obrotowy na jedną akcję, przypisany zwykłym akcjonariuszom jednostki dominującej (w złotych)	0,33	0,38
Zysk/(Strata) rozwodniony za okres obrotowy na jedną akcję, przypisany zwykłym akcjonariuszom jednostki dominującej (w złotych)	0,33	0,38

Średnia ważona liczba akcji została obliczona w sposób zaprezentowany w poniższej tabeli:

Początek okresu	Koniec okresu	Liczba akcji zwykłych na rynku (w mln szt.)	Liczba dni	Średnia ważona liczba akcji (w mln szt.)
31 grudnia 2013				
2013-01-01	2013-12-31	5 900	365	5 900
Razem			365	5 900
31 grudnia 2012				
2012-01-01	2012-12-31	5 900	366	5 900
Razem			366	5 900

10. DYWIDENDY WYPŁACONE I ZAPROPONOWANE DO WYPŁATY

	Okres od 1 stycznia 2013 do 31 grudnia 2013	Okres od 1 stycznia 2012 do 31 grudnia 2012
Dywidendy zadeklarowane i wypłacone w okresie		
Wypłacona dywidenda na jedną akcję (w złotych)	0,13	-
Liczba akcji (mln szt.)	5 900	5 900
Wartość wypłaconej dywidendy w mln PLN	767	1
- dywidenda dla akcjonariuszy jednostki dominującej	767	-
- dywidenda dla akcjonariuszy mniejszościowych	-	1

W dniu 22 maja 2013 roku Zwyczajne Walne Zgromadzenie PGNiG S.A. podjęło decyzję o podziale zysku Spółki za 2012 rok, zgodnie z którą postanowiło przeznaczyć na wypłatę dywidendy dla akcjonariuszy kwotę 767 milionów złotych.

Dzień prawa do dywidendy ustalono na 20 lipca 2013 roku, a termin wypłaty dywidendy na 3 października 2013 roku.

Dywidenda za rok 2011 nie została wypłacona. W dniu 6 czerwca 2012 roku, Zwyczajne Walne Zgromadzenie PGNiG S.A., postanowiło przeznaczyć zysk Spółki za 2011 rok na zwiększenie kapitału zapasowego Spółki.

11. RZECZOWE AKTYWA TRWAŁE

	31 grudnia 2013	31 grudnia 2012
Grunty	77	70
Budynki i budowle	17 188	16 522
Urządzenia techniczne i maszyny	8 663	4 530
Środki transportu i pozostałe	1 213	1 244
Razem środki trwałe	27 141	22 366
Środki trwałe w budowie dotyczące poszukiwania i oceny zasobów mineralnych	2 102	2 371
Środki trwałe w budowie pozostałe	3 790	9 047
Razem rzeczowe aktywa trwałe	33 033	33 784

ŚRODKI TRWAŁE

31 grudnia 2013	Grunty	Budynki i budowle	Urządzenia techniczne i maszyny	Środki transportu i pozostałe	Razem
Wartość księgowa netto na dzień 1 stycznia 2013 roku, z uwzględnieniem umorzenia i odpisów aktualizujących	70	16 522	4 530	1 244	22 366
Zwiększenie stanu	1	36	33	4	74
Zmniejszenie stanu	-	(611)	(54)	(12)	(677)
Różnice kursowe z przeliczenia	-	-	(284)	-	(284)
Przeniesienia ze środków trwałych w budowie i pomiędzy grupami	6	2 376	5 409	187	7 978
Odpis aktualizujący z tytułu utraty wartości	-	(37)	(19)	(1)	(57)
Amortyzacja za okres sprawozdawczy	-	(1 098)	(952)	(209)	(2 259)
Wartość księgowa netto na dzień 31 grudnia 2013 roku, z uwzględnieniem umorzenia i odpisów aktualizujących	77	17 188	8 663	1 213	27 141
Na dzień 1 stycznia 2013 roku					
Wartość brutto	72	25 430	7 470	2 366	35 338
Skumulowana amortyzacja i odpis aktualizujący z tytułu utraty wartości	(2)	(8 908)	(2 940)	(1 122)	(12 972)
Wartość księgowa netto na dzień 1 stycznia 2013 roku	70	16 522	4 530	1 244	22 366
Na dzień 31 grudnia 2013 roku					
Wartość brutto	79	27 169	12 528	2 424	42 200
Skumulowana amortyzacja i odpis aktualizujący z tytułu utraty wartości	(2)	(9 981)	(3 865)	(1 211)	(15 059)
Wartość księgowa netto na dzień 31 grudnia 2013 roku	77	17 188	8 663	1 213	27 141

Grupa Kapitałowa PGNiG
Skonsolidowane Sprawozdanie Finansowe za okres zakończony 31 grudnia 2013 roku
(w milionach złotych)

31 grudnia 2012	Grunty	Budynki i budowle	Urządzenia techniczne i maszyny	Środki transportu i pozostałe	Razem
Wartość księgowa netto na dzień 1 stycznia 2012 roku, z uwzględnieniem umorzenia i odpisów aktualizujących	58	14 663	2 480	1 054	18 255
Zwiększenie stanu	-	367	10	3	380
Zmiany w Grupie	8	803	1 606	7	2 424
Zmniejszenie stanu	(1)	(133)	(19)	(19)	(172)
Różnice kursowe z przeliczenia	-	-	1	(1)	-
Przeniesienia ze środków trwałych w budowie i pomiędzy grupami	5	2 008	1 039	395	3 447
Odpis aktualizujący z tytułu utraty wartości	-	(175)	(28)	7	(196)
Amortyzacja za okres sprawozdawczy	-	(1 011)	(559)	(202)	(1 772)
Wartość księgowa netto na dzień 31 grudnia 2012 roku, z uwzględnieniem umorzenia i odpisów aktualizujących	70	16 522	4 530	1 244	22 366
Na dzień 1 stycznia 2012 roku					
Wartość brutto	60	22 411	4 887	2 019	29 377
Skumulowana amortyzacja i odpis aktualizujący z tytułu utraty wartości	(2)	(7 748)	(2 407)	(965)	(11 122)
Wartość księgowa netto na dzień 1 stycznia 2012 roku	58	14 663	2 480	1 054	18 255
Na dzień 31 grudnia 2012 roku					
Wartość brutto	72	25 430	7 470	2 366	35 338
Skumulowana amortyzacja i odpis aktualizujący z tytułu utraty wartości	(2)	(8 908)	(2 940)	(1 122)	(12 972)
Wartość księgowa netto na dzień 31 grudnia 2012 roku	70	16 522	4 530	1 244	22 366

11.1. Rzeczowe aktywa trwale użytkowane na podstawie leasingu finansowego

	31 grudnia 2013				31 grudnia 2012			
	Wartość początkowa aktywowanego leasingu finansowego	Umorzenie	Odpis aktualizujący	Wartość księgowa netto	Wartość początkowa aktywowanego leasingu finansowego	Umorzenie	Odpis aktualizujący	Wartość księgowa netto
Urządzenia techniczne i maszyny	245	(68)	(1)	176	225	(46)	-	179
Środki transportu i pozostałe	42	(10)	-	32	50	(9)	-	41
Razem	287	(78)	(1)	208	275	(55)	-	220

11.2. Odpisy aktualizujące rzeczowe aktywa trwałe

	Grunty	Budynki i budowle	Urządzenia techniczne i maszyny	Środki transportu i pozostałe	Razem środki trwałe	Środki trwałe w budowie dotyczące poszukiwania i oceny zasobów mineralnych	Środki trwałe w budowie pozostałe	Razem rzeczowe aktywa trwałe
Na dzień 1 stycznia 2013 roku	2	636	147	11	796	335	74	1 205
Zwiększenie stanu	1	395	60	4	460	521	21	1 002
Zmniejszenie stanu	(1)	(347)	(41)	(3)	(392)	(83)	(30)	(505)
Przeniesienia	-	(11)	-	-	(11)	-	-	(11)
Różnice kursowe z przeliczenia	-	-	-	-	-	(13)	-	(13)
Na dzień 31 grudnia 2013 roku	2	673	166	12	853	760	65	1 678
Na dzień 1 stycznia 2012 roku	2	461	119	18	600	299	152	1 051
Zwiększenie stanu	1	357	74	5	437	138	24	599
Zmniejszenie stanu	(1)	(182)	(45)	(11)	(239)	(155)	(72)	(466)
Przeniesienia	-	-	-	-	-	53	(53)	-
Różnice kursowe z przeliczenia	-	-	(1)	(1)	(2)	-	-	(2)
Zmiany w Grupie	-	-	-	-	-	-	23	23
Na dzień 31 grudnia 2012 roku	2	636	147	11	796	335	74	1 205

Kwota odpisów aktualizujących wartość środków trwałych na początek okresu wyniosła 796 milionów złotych, w tym:

- majątek służący bezpośrednio działalności wydobywczej - 597 milionów złotych,
- majątek dystrybucyjny - 8 milionów złotych,
- majątek podziemnych magazynów gazu - 1 milion złotych,
- majątek pozostały - 190 milionów złotych.

W bieżącym okresie miało miejsce zwiększenie odpisów na kwotę 449 milionów złotych oraz zmniejszenie na kwotę 392 miliony złotych, w tym odpowiednio 435 i 378 milionów złotych przypada na aktualizację wartości majątku służącego bezpośrednio działalności wydobywczej, a pozostała wartość zmian dotyczy innych środków trwałych wykorzystywanych przez Grupę.

Kwota odpisów aktualizujących wartość środków trwałych na koniec okresu wyniosła 853 milionów złotych, w tym:

- majątek służący bezpośrednio działalności wydobywczej - 654 miliony złotych,
- majątek dystrybucyjny - 8 milionów złotych,
- majątek podziemnych magazynów gazu - 1 milion złotych,
- majątek pozostały - 190 milionów złotych.

12. NIERUCHOMOŚCI INWESTYCYJNE

	31 grudnia 2013	31 grudnia 2012
Wartość księgowa netto na początek okresu, z uwzględnieniem umorzenia i odpisów aktualizujących	11	7
Zmiany w Grupie	-	6
Zmniejszenie stanu	-	(1)
Przeniesienia z/do rzeczowych aktywów trwałych	(1)	-
Amortyzacja za okres sprawozdawczy	(1)	(1)
Wartość księgowa netto na koniec okresu, z uwzględnieniem umorzenia i odpisów aktualizujących	9	11
Na początek okresu		
Wartość brutto	15	11
Skumulowana amortyzacja i odpis aktualizujący z tytułu utraty wartości	(4)	(4)
Wartość księgowa netto na początek okresu	11	7
Na koniec okresu		
Wartość brutto	13	15
Skumulowana amortyzacja i odpis aktualizujący z tytułu utraty wartości	(4)	(4)
Wartość księgowa netto na koniec okresu	9	11

Składnikami inwestycji Grupy w nieruchomości są głównie budynki biurowe w całości lub częściowo przeznaczone pod wynajem oraz budynki i budowle przemysłowe, a także grunty. Wartość księgowa netto budynków biurowych ujętych jako nieruchomości inwestycyjne na koniec bieżącego okresu wynosiła 9 milionów złotych (9 milionów złotych na koniec 2012 roku). Pozostała wartość nieruchomości inwestycyjnych wykazanych na koniec 2012 roku, w wysokości 2 milionów złotych, dotyczyła budynków przemysłowych.

Grupa w bieżącym okresie uzyskała przychody z wynajmu nieruchomości inwestycyjnych w wysokości 3 milionów złotych (7 milionów złotych w 2012 roku).

Koszty operacyjne dotyczące nieruchomości inwestycyjnych, które zostały poniesione w związku z przychodami z wynajmu, wyniosły w bieżącym okresie 2 miliony złotych (4 miliony złotych w 2012 roku).

Ze względu na nieistotność pozycji nieruchomości inwestycyjnych w sprawozdaniu z sytuacji finansowej, Grupa nie dokonuje wyceny tych nieruchomości w celu ustalenia ich wartości godziwej.

13. WARTOŚCI NIEMATERIALNE

31 grudnia 2013	Koszty zakończonych prac rozwojowych	Wartość firmy	Prawo wieczystego użytkowania gruntów - nabyte odpłatnie*	Programy komputerowe	Uprawnienia do emisji CO ₂	Inne wartości niematerialne	Razem
Wartość księgowa netto na dzień 1 stycznia 2013 roku, z uwzględnieniem umorzenia i odpisów aktualizujących	1	44	672	213	50	166	1 146
Zwiększenie stanu	-	-	(1)	-	71	-	70
Zmniejszenie stanu	-	-	(2)	(1)	-	-	(3)
Różnice kursowe z przeliczenia	-	-	-	-	-	(1)	(1)
Przeniesienia ze środków trwałych w budowie i pomiędzy grupami	-	-	4	123	-	54	181
Odpis aktualizujący z tytułu utraty wartości	-	-	(1)	(1)	-	(24)	(26)
Amortyzacja za okres sprawozdawczy	-	-	(2)	(76)	(84)	(41)	(203)
Wartość księgowa netto na dzień 31 grudnia 2013 roku, z uwzględnieniem umorzenia i odpisów aktualizujących	1	44	670	258	37	154	1 164
<hr/>							
Na dzień 1 stycznia 2013 roku							
Wartość brutto	5	44	688	438	212	318	1 705
Skumulowana amortyzacja i odpis aktualizujący z tytułu utraty wartości	(4)	-	(16)	(225)	(162)	(152)	(559)
Wartość księgowa netto na dzień 1 stycznia 2013 roku	1	44	672	213	50	166	1 146
<hr/>							
Na dzień 31 grudnia 2013 roku							
Wartość brutto	5	44	689	583	283	341	1 945
Skumulowana amortyzacja i odpis aktualizujący z tytułu utraty wartości	(4)	-	(19)	(325)	(246)	(187)	(781)
Wartość księgowa netto na dzień 31 grudnia 2013 roku	1	44	670	258	37	154	1 164

* Ponadto Grupa użytkuje otrzymane nieodpłatnie prawo wieczystego użytkowania gruntów, które ujmuje wyłącznie w ewidencji pozabilansowej.

Grupa Kapitałowa PGNiG
Skonsolidowane Sprawozdanie Finansowe za okres zakończony 31 grudnia 2013 roku
(w milionach złotych)

31 grudnia 2012	Koszty zakończonych prac rozwojowych	Wartość firmy	Prawo wieczystego użytkowania gruntów - nabyte odpłatnie**	Programy komputerowe	Uprawnienia do emisji CO ₂	Inne wartości niematerialne	Razem
Wartość księgowa netto na dzień 1 stycznia 2012 roku, z uwzględnieniem umorzenia i odpisów aktualizujących	2	-	71	136	-	134	343
Zwiększenie stanu	-	-	-	-	54	56	110
Zmiany w Grupie	-	44	598	4	190	58	894
Zmniejszenie stanu	-	-	(1)	(1)	(32)	-	(34)
Różnice kursowe z przeliczenia	-	-	-	-	-	(3)	(3)
Przeniesienia ze środków trwałych w budowie i pomiędzy grupami	-	-	7	132	-	1	140
Odpis aktualizujący z tytułu utraty wartości	-	-	-	-	-	(8)	(8)
Amortyzacja za okres sprawozdawczy	(1)	-	(3)	(58)	(162)	(72)	(296)
Wartość księgowa netto na dzień 31 grudnia 2012 roku, z uwzględnieniem umorzenia i odpisów aktualizujących	1	44	672	213	50	166	1 146
Na dzień 1 stycznia 2012 roku							
Wartość brutto	5	-	84	308	-	178	575
Skumulowana amortyzacja i odpis aktualizujący z tytułu utraty wartości	(3)	-	(13)	(172)	-	(44)	(232)
Wartość księgowa netto na dzień 1 stycznia 2012 roku	2	-	71	136	-	134	343
Na dzień 31 grudnia 2012 roku							
Wartość brutto	5	44	688	438	212	318	1 705
Skumulowana amortyzacja i odpis aktualizujący z tytułu utraty wartości	(4)	-	(16)	(225)	(162)	(152)	(559)
Wartość księgowa netto na dzień 31 grudnia 2012 roku	1	44	672	213	50	166	1 146

** Ponadto Grupa użytkuje otrzymane nieodpłatnie prawo wieczystego użytkowania gruntów, które ujmuje wyłącznie w ewidencji pozabilansowej.

13.1. Odpisy aktualizujące wartości niematerialne

	Koszty zakończonych prac rozwojowych	Wartość firmy	Prawo wieczystego użytkowania gruntów - nabyte odpłatnie	Programy komputerowe	Uprawnienia do emisji CO ₂	Inne wartości niematerialne	Razem
Na dzień 1 stycznia 2013 roku	-	-	3	-	-	8	11
Zwiększenie stanu	-	-	2	1	-	29	32
Zmniejszenie stanu	-	-	(1)	-	-	(4)	(5)
Różnice kursowe z przeliczenia	-	-	-	-	-	(1)	(1)
Na dzień 31 grudnia 2013 roku	-	-	4	1	-	33	38
Na dzień 1 stycznia 2012 roku	-	-	3	-	-	-	3
Zwiększenie stanu	-	-	-	-	-	8	8
Na dzień 31 grudnia 2012 roku	-	-	3	-	-	8	11

14. AKTYWA FINANSOWE DOSTĘPNE DO SPRZEDAŻY – DŁUGOTERMINOWE

	31 grudnia 2013	31 grudnia 2012
Udziały i akcje nienotowane na giełdzie (wartość brutto)	96	90
Razem brutto	96	90
Udziały i akcje nienotowane na giełdzie (wartość netto)*	51	48
Razem netto	51	48

* Pomniejszone o odpis aktualizujący.

15. INNE AKTYWA FINANSOWE

	31 grudnia 2013	31 grudnia 2012
Udzielone pożyczki	185	117
Należności z tytułu sprzedaży środków trwałych	5	5
Należności finansowe (przekazane kaucje, gwarancje i inne)	-	1
Pozostałe aktywa finansowe	1	1
Razem brutto	191	124
Odpis aktualizujący z tytułu utraty wartości	-	-
Razem netto	191	124
W tym należności netto od jednostek powiązanych (nota 38.1.)	185	117

16. AKTYWA Z TYTUŁU PODATKU ODROZONEGO

	31 grudnia 2013	31 grudnia 2012
Zobowiązania z tyt. wypłat odpraw emerytalnych i nagród jubileuszowych	98	72
Rezerwa na niewykorzystane urlopy	5	5
Rezerwa na koszty likwidacji odwiertów	121	143
Rezerwy związane z ochroną środowiska	21	22
Pozostałe rezerwy	104	75
Odpisy aktualizujące rzeczowe aktywa trwałe	105	72
Odpisy aktualizujące udziały i akcje	1	7
Odpisy aktualizujące należności z tytułu odsetek	7	7
Wycena negatywna pochodnych instrumentów finansowych	38	87
Ujemne różnice kursowe	6	5
Zarachowane odsetki od kredytów i zobowiązań	4	5
Opłata przyłączeniowa	60	66
Niewypłacone wynagrodzenia wraz ze składkami ZUS	7	9
Hiperinflacyjne przeszacowanie RMP	6	7
Ulgi inwestycyjne (Norwegia)	299	492
Strata podatkowa bieżącego okresu	25	4
Pozostałe aktywa z tytułu podatku odroczonego	86	58
Razem	993	1 136

17. POZOSTAŁE AKTYWA TRWAŁE

	31 grudnia 2013	31 grudnia 2012
Opłata przyłączeniowa	58	58
Zapłacone prowizje od kredytów, pożyczek, obligacji	7	13
Pozostałe aktywa trwałe	6	5
Razem	71	76

18. ZAPASY

	31 grudnia 2013	31 grudnia 2012
Materiały		
Według cen nabycia, w tym:	3 365	3 006
- paliwo gazowe	2 513	2 181
- paliwa do produkcji energii i ciepła	343	370
Według wartości netto możliwej do uzyskania, w tym	3 338	2 983
- paliwo gazowe	2 513	2 181
- paliwa do produkcji energii i ciepła	343	370
Półprodukty i produkty w toku		
Według cen nabycia/kosztu wytworzenia	10	45
Według wartości netto możliwej do uzyskania	10	45
Produkty gotowe		
Według cen nabycia/kosztu wytworzenia	35	40
Według wartości netto możliwej do uzyskania	27	34
Towary		
Według cen nabycia	3	2
Według wartości netto możliwej do uzyskania	3	2
Zapasy razem według ceny nabycia (kosztu wytworzenia)	3 413	3 093
Zapasy razem według niższej z dwóch wartości: ceny nabycia (kosztu wytworzenia) oraz wartości netto możliwej do uzyskania	3 378	3 064

18.1. Zmiana stanu zapasów w okresie

	31 grudnia 2013	31 grudnia 2012
Stan zapasów według ceny nabycia na początek okresu	3 093	2 102
Zakup	20 274	22 104
Inne zwiększenia	95	90
Wartość zapasów rozpoznanych jako koszt okresu	(19 609)	(20 873)
Różnice kursowe z przeliczenia	(2)	(1)
Zmiany w Grupie	-	362
Reklasyfikacja do aktywów przeznaczonych do sprzedaży	-	(1)
Inne zmniejszenia	(438)	(690)
Stan zapasów według ceny nabycia na koniec okresu	3 413	3 093
Odpis aktualizujący zapasy	(35)	(29)
Razem zapasy netto na koniec okresu	3 378	3 064

18.2. Odpisy aktualizujące zapasy

	31 grudnia 2013	31 grudnia 2012
Odpis aktualizujący na początek okresu	(29)	(20)
Utworzenie odpisu	(18)	(55)
Rozwiązanie odpisu	12	46
Odpis aktualizujący na koniec okresu	(35)	(29)

19. NALEŻNOŚCI Z TYTUŁU DOSTAW I USŁUG ORAZ POZOSTAŁE NALEŻNOŚCI

	31 grudnia 2013	31 grudnia 2012
Należności z tytułu dostaw i usług	4 034	5 266
Należności z tytułu dostaw i usług od jednostek powiązanych	6	2
Należności z tytułu podatku od towarów i usług	382	502
Należności z tytułu innych podatków, ceł i ubezpieczeń społecznych	37	25
Wymagalna część udzielonych pożyczek jednostkom powiązanim	31	29
Należności od jednostek stowarzyszonych i współzależnych wycenianych metodą praw własności	4	4
Pozostałe należności od jednostek powiązanych	5	2
Należności z tytułu sprzedaży rzeczowych aktywów trwałych	1	5
Zaliczki na środki trwałe w budowie	40	14
Należności z tytułu uchwalonej dopłaty do kapitału*	-	85
Należności z tytułu niedotrzymania warunków kontraktu	-	85
Pozostałe należności	237	250
Razem należności brutto	4 777	6 269
W tym należności (wraz z wymagalną częścią pożyczki) brutto od jednostek powiązanych (nota 38.1.)	46	37
Odpis aktualizujący należności wątpliwe (nota 19.1.)	(691)	(895)
Razem należności netto	4 086	5 374
w tym:		
Należności z tytułu dostaw i usług	3 560	4 756
Należności z tytułu dostaw i usług od jednostek powiązanych	6	2
Należności z tytułu podatku od towarów i usług	382	502
Należności z tytułu innych podatków, ceł i ubezpieczeń społecznych	35	23
Należności od jednostek stowarzyszonych i współzależnych wycenianych metodą praw własności	4	4
Pozostałe należności od jednostek powiązanych	-	2
Należności z tytułu sprzedaży rzeczowych aktywów trwałych	1	5
Zaliczki na środki trwałe w budowie	39	14
Pozostałe należności	59	66
W tym należności (wraz z wymagalną częścią pożyczki) netto od jednostek powiązanych (nota 38.1.)	10	8

* Sprawa sporna dotycząca dopłat do kapitału PI Gazotech Sp. z o.o., opisana w notce 42.1.

Należności z tytułu dostaw i usług wynikają głównie ze sprzedaży paliwa gazowego oraz usług sieciowych. Ponadto, na koniec 2012 roku zaewidencjonowano należności od Gazprom Export z tytułu rozliczeń retroaktywnych, na podstawie Aneksu 40 z dnia 5 listopada 2012 roku.

Standardowe terminy płatności należności związanych z normalnym tokiem sprzedaży stosowane w spółkach Grupy Kapitałowej wynoszą 21 dni.

19.1. Odpisy aktualizujące należności

	31 grudnia 2013	31 grudnia 2012
Odpis aktualizujący na początek okresu	(895)	(784)
Utworzenie odpisu	(368)	(380)
Rozwiązanie odpisu	518	242
Wykorzystanie odpisu	54	29
Zmiany w Grupie	-	(2)
Odpis aktualizujący na koniec okresu	(691)	(895)

20. ROZRACHUNKI Z TYTUŁU PODATKU BIEŻĄCEGO

	31 grudnia 2013	31 grudnia 2012
Należności z tytułu podatku bieżącego na początek okresu	150	164
Różnice kursowe z przeliczenia należności z tytułu podatku bieżącego	(3)	(3)
Przeniesienie pomiędzy należnościami a zobowiązaniami z tytułu podatku bieżącego	11	26
Należności z tytułu podatku bieżącego przeniesione z podatku odroczonego	-	89
Refundacja podatku dotyczącego ulg inwestycyjnych (Norwegia)	-	(126)
Pozostałe zmiany	(110)	-
Należności z tytułu podatku bieżącego na koniec okresu	48	150
Odpis aktualizujący należności z tytułu podatku bieżącego	-	-
Należności z tytułu podatku bieżącego na koniec okresu	48	150
Zobowiązania z tytułu podatku bieżącego na początek okresu	24	58
Podatek dochodowy ujęty w wyniku netto bieżącego okresu	687	533
Podatek dochodowy zapłacony w okresie	(495)	(591)
Przeniesienie pomiędzy należnościami a zobowiązaniami z tytułu podatku bieżącego	11	26
Pozostałe zmiany	(43)	(3)
Zmiany w Grupie	-	1
Zobowiązania z tytułu podatku bieżącego na koniec okresu	184	24

*Grupa kapitałowa nie jest podatkową grupą kapitałową, w związku z tym należności i zobowiązania z tytułu podatku bieżącego od osób prawnych nie są kompensowane.

21. POZOSTAŁE AKTYWA

	31 grudnia 2013	31 grudnia 2012
Wycena kontraktów długoterminowych	92	37
Ubezpieczenia majątkowe	13	9
Prowizje od kredytów, pożyczek, obligacji, itp.	6	8
Licencje, serwis i aktualizacja programów	6	10
Czynsze i opłaty	1	2
Pozostałe aktywa obrotowe	53	18
Razem	171	84

22. AKTYWA FINANSOWE DOSTĘPNE DO SPRZEDAŻY- KRÓTKOTERMINOWE

Na dzień 31 grudnia 2013 roku oraz na dzień 31 grudnia 2012 roku w Grupie nie wystąpiły krótkoterminowe aktywa finansowe dostępne do sprzedaży.

23. ŚRODKI PIENIĘŻNE I ICH EKWIWALENTY

	31 grudnia 2013	31 grudnia 2012
Środki pieniężne w kasie i w banku	842	467
Lokaty bankowe	1 958	1 482
Inne środki pieniężne*	27	(1)
Razem	2 827	1 948

* Środki pieniężne w drodze oraz czeki i weksle obce o terminie zapadalności poniżej 3 miesięcy.

Spółki Grupy lokują środki pieniężne w renomowanych polskich i międzynarodowych bankach, w efekcie czego wystąpienie koncentracji ryzyka związanego z lokowaniem środków pieniężnych jest ograniczone.

24. AKTYWA PRZEZNACZONE DO SPRZEDAŻY

Nazwa składnika aktywów trwałych lub grupy aktywów	Oczekiwany termin zbycia	Wartość księgowa na 31 grudnia 2013	Warunki zbycia
Aktywa dotyczące przeznaczonej do sprzedaży spółki zależnej Geovita S.A.	2014 rok	82	publiczne zaproszenie do rokowań
Pozostałe aktywa trwale przeznaczone do sprzedaży	2014 rok	6	przetarg
Razem		88	
		Wartość księgowa na 31 grudnia 2013	
Zobowiązania dotyczące aktywów trwałych przeznaczonych do sprzedaży		15	
Zobowiązania dotyczące przeznaczonej do sprzedaży spółki zależnej Geovita S.A.		15	
Razem		15	

Nazwa składnika aktywów trwałych lub grupy aktywów	Oczekiwany termin zbycia	Wartość księgowa na 31 grudnia 2012	Warunki zbycia
Aktywa dotyczące przeznaczonej do sprzedaży spółki zależnej Geovita S.A.	I połowa 2013 roku	91	publiczne zaproszenie do rokowań
Udziały w przeznaczonej do sprzedaży spółce współzależnej InterTransGas GmbH	2013 rok	5	zapytanie ofertowe
Pozostałe aktywa trwale przeznaczone do sprzedaży	2013 rok	12	przetarg
Razem		108	
		Wartość księgowa na 31 grudnia 2012	
Zobowiązania dotyczące grup aktywów przeznaczonych do sprzedaży		20	
Zobowiązania dotyczące przeznaczonej do sprzedaży spółki zależnej Geovita S.A.		20	
Razem		20	

Na koniec 2012 roku wartość księgowa netto aktywów trwałych przeznaczonych do sprzedaży wynosiła 108 milionów złotych. Najistotniejszymi pozycjami były zakwalifikowane do sprzedaży spółki: konsolidowana zależna Geovita S.A. oraz niekonsolidowana współzależna InterTransGas GmbH.

W 2013 roku proces sprzedaży akcji spółki Geovita S.A. był kontynuowany, natomiast postępowanie dotyczące sprzedaży spółki InterTransGas GmbH zakończyło się bez rozstrzygnięcia. W grudniu 2013 roku Zgromadzenie Wspólników InterTransGas podjęło uchwałę w sprawie likwidacji spółki - więcej na ten temat w nocie 38.8. *Działalność poza granicami kraju.*

25. KAPITAŁ PODSTAWOWY

	31 grudnia 2013	31 grudnia 2012
Liczba akcji razem (w mln szt.)	5 900	5 900
Wartość nominalna jednej akcji (w złotych)	1	1
Kapitał podstawowy (akcyjny), razem	5 900	5 900

26. KREDYTY, POŻYCZKI I PAPIERY DŁUŻNE

	Nota	31 grudnia 2013	31 grudnia 2012
Długoterminowe		5 385	5 509
Kredyty bankowe	26.1., 26.2.	816	974
Pożyczki	26.3.	-	-
Dłużne papiery wartościowe	26.4.	4 460	4 399
Zobowiązania z tytułu leasingu	26.5., 26.6.	109	136
Krótkoterminowe		2 276	4 702
Kredyty bankowe	26.1., 26.2.	781	445
Pożyczki	26.3.	22	10
Dłużne papiery wartościowe	26.4.	1 425	4 200
Zobowiązania z tytułu leasingu	26.5., 26.6.	48	47
Razem		7 661	10 211

26.1. Kredyty bankowe

31 grudnia 2013

Waluta	Stopa procentowa	Wartość w walucie	Wartość księgowa	w tym z terminem spłaty w roku:		
				2014	2015-2019	2020 i później
PLN	Wibor1M+marża	213	213	199	1	13
PLN	Wibor3M+marża	178	178	8	167	3
USD	Libor+marża	317	1 074	475	599	-
EUR	Eonia+marża	20	83	83	-	-
EUR	Euribor+marża	25	49	16	20	13
Razem			1 597	781	787	29

31 grudnia 2012

Waluta	Stopa procentowa	Wartość w walucie	Wartość księgowa	w tym z terminem spłaty w roku:		
				2013	2014-2018	2019 i później
PLN	Wibor O/N+marża	53	53	53	-	-
PLN	Wibor1M+marża	107	107	90	5	12
PLN	Wibor3M+marża	72	72	5	36	31
USD	Libor+marża	371	1 140	283	857	-
EUR	Euribor+marża	12	47	14	33	-
Razem			1 419	445	931	43

26.2. Wysokość przyznanych i niewykorzystanych linii kredytowych

	31 grudnia 2013	31 grudnia 2012
Wartość przyznanych linii kredytowych	1 590	1 585
Wartość wykorzystanych linii kredytowych	(1 263)	(1 191)
Wartość niewykorzystanych linii kredytowych	327	394

26.3. Pożyczki

31 grudnia 2013

Waluta	Stopa procentowa	Wartość w walucie	Wartość księgowa	w tym z terminem spłaty w roku:		
				2014	2015-2019	2020 i później
PLN	Wibor1M+marża	22	22	22	-	-
Razem			22	22	-	-

31 grudnia 2012

Waluta	Stopa procentowa	Wartość w walucie	Wartość księgowa	w tym z terminem spłaty w roku:		
				2013	2014-2018	2019 i później
PLN	Wibor1M+marża	10	10	10	-	-
Razem			10	10	-	-

26.4. Dłużne papiery wartościowe

31 grudnia 2013

Waluta	Stopa procentowa	Wartość w walucie	Wartość księgowa	w tym z terminem spłaty w roku:		
				2014	2015-2019	2020 i później
PLN	2,80%-5,38%	952	952	952	-	-
PLN	Wibor1M+marża	40	40	40	-	-
PLN	Wibor3M+marża	109	109	109	-	-
PLN	Wibor6M+marża	2 619	2 619	246	2 373	-
EUR	4%	516	2 165	78	2 087	-
Razem			5 885	1 425	4 460	-

31 grudnia 2012

Waluta	Stopa procentowa	Wartość w walucie	Wartość księgowa	w tym z terminem spłaty w roku:		
				2013	2014-2018	2019 i później
PLN	WiborO/N+marża	1 164	1 164	1 164	-	-
PLN	Wibor1M+marża	2 294	2 294	2 294	-	-
PLN	Wibor6M+marża	3 032	3 032	668	2 364	-
EUR	Euribor+marża	515	2 109	74	2 035	-
Razem			8 599	4 200	4 399	-

26.5. Zobowiązania z tytułu leasingu finansowego

31 grudnia 2013

Waluta	Stopa procentowa	Wartość w walucie	Wartość księgowa
PLN	Wibor1M+marża	40	40
PLN	5%-8%	39	39
USD	Libor+marża	22	67
USD	Średnio 6%	3	9
EUR	Euribor+marża	-	2
Razem			157

31 grudnia 2012

Waluta	Stopa procentowa	Wartość w walucie	Wartość księgowa
PLN	4%-6%	9	9
PLN	Wibor1M+marża	20	20
PLN	7%-10%	44	44
USD	Libor+marża	28	88
USD	Średnio 8%	4	13
EUR	Euribor+marża	1	3
CHF	Średnio 8%	2	6
Razem			183

26.6. Zapadalność zobowiązań z tytułu leasingu finansowego (wykazywanych w sprawozdaniu z sytuacji finansowej)

	31 grudnia 2013		
	Wartość zdyskontowanych płatności ujętych w sprawozdaniu z sytuacji finansowej	Odsetki	Wartość rzeczywistych rat do zapłaty
Zapadalność w terminie:			
do 1 roku	48	5	53
od 1 roku do 5 lat	109	7	115
Razem	157	12	168
	31 grudnia 2012		
	Wartość zdyskontowanych płatności ujętych w sprawozdaniu z sytuacji finansowej	Odsetki	Wartość rzeczywistych rat do zapłaty
Zapadalność w terminie:			
do 1 roku	47	2	48
od 1 roku do 5 lat	123	5	129
powyżej 5 lat	13	1	14
Razem	183	8	191

27. ZOBOWIĄZANIA Z TYTUŁU ŚWIADCZEŃ PRACOWNICZYCH

	31 grudnia 2013	31 grudnia 2012
Zobowiązania z tytułu nagród jubileuszowych	425	175
Zobowiązania z tytułu odpraw emerytalnych	78	202
Zobowiązania z tytułu wynagrodzeń	57	72
Zobowiązania z tytułu niewykorzystanych urlopów	68	55
Świadczenia pracownicze z tytułu rozwiązania stosunku pracy	25	105
Pozostałe zobowiązania z tytułu świadczeń pracowniczych	224	128
Razem	877	737
Długoterminowe zobowiązania z tytułu świadczeń pracowniczych	502	381
Krótkoterminowe zobowiązania z tytułu świadczeń pracowniczych	375	356

27.1. Aktuarialny rachunek zysków i strat dla zobowiązań z tytułu nagród jubileuszowych i odpraw emerytalnych

	31 grudnia 2013	31 grudnia 2012
Nagrody jubileuszowe		
Wartość zobowiązania ujęta w sprawozdaniu z sytuacji finansowej na początek okresu	175	192
Koszty odsetek	3	4
Koszty bieżącego zatrudnienia	19	8
Koszty przeszłego zatrudnienia	1	(3)
Wypłacone świadczenia	(62)	(61)
Aktuarialny zysk/(strata)	282	8
Zysk/(Strata) z tytułu ograniczeń i rozliczeń	7	-
Zmiany w Grupie	-	28
Reklasyfikacja do zobowiązań dotyczących grup aktywów przeznaczonych do sprzedaży	-	(1)
Wartość zobowiązania ujęta w sprawozdaniu z sytuacji finansowej na koniec okresu	425	175
Odprawy emerytalne		
Wartość zobowiązania ujęta w sprawozdaniu z sytuacji finansowej na początek okresu	202	211
Koszty bieżącego zatrudnienia	2	8
Koszty odsetek	4	4
Wypłacone świadczenia	(15)	2
Aktuarialny zysk/(strata)	(108)	(39)
Zysk/(Strata) z tytułu ograniczeń i rozliczeń	(7)	-
Zmiany w Grupie	-	16
Wartość zobowiązania ujęta w sprawozdaniu z sytuacji finansowej na koniec okresu	78	202
Razem wartość zobowiązania ujęta w sprawozdaniu z sytuacji finansowej na koniec okresu	503	377

Stopa techniczna przyjęta do obliczenia zdyskontowanej wartości przyszłych wypłat należnych z tytułu odpraw emerytalnych ustalona została na poziomie 2,4%, jako wypadkowa stopy zwrotu z długoletnich obligacji skarbowych w wysokości 4,35% rocznie i planowanej rocznej inflacji wynagrodzeń w wysokości 1,9% (na koniec 2012 roku stopa ta przyjęta była na poziomie 2,0% jako wypadkowa stóp odpowiednio 3,73% i 1,7%).

28. REZERWY

	Rezerwa na koszty likwidacji odwiertów	Rezerwa na karę UOKiK	Rezerwy związane z ochroną środowiska	Rezerwa na roszczenia z tytułu bezumownego korzystania z gruntów	Rezerwa na zobowiązania dot. prac poszukiwawczych w Pakistanie, Egipcie i Libii	Rezerwa na opłatę zastępczą dotyczącą świadectw efektywności energetycznej - białe certyfikaty	Pozostałe rezerwy	Razem
Na dzień 1 stycznia 2013 roku	1 661	60	94	77	28	-	222	2 142
Zawiązanie	68	-	-	33	148	134	171	554
Wykorzystanie / rozwiązanie	(461)	-	(7)	(29)	(22)	-	(111)	(630)
Różnice kursowe z przeliczenia	(14)	-	-	-	(1)	-	(1)	(16)
Na dzień 31 grudnia 2013 roku	1 254	60	87	81	153	134	281	2 050
Długoterminowe	1 226	-	76	43	9	-	51	1 405
Krótkoterminowe	28	60	11	38	144	134	230	645
Na dzień 31 grudnia 2013 roku	1 254	60	87	81	153	134	281	2 050
Długoterminowe	1 636	-	85	24	10	-	37	1 792
Krótkoterminowe	25	60	9	53	18	-	185	350
Na dzień 31 grudnia 2012 roku	1 661	60	94	77	28	-	222	2 142

W 2013 roku do wyliczenia rezerwy na koszt likwidacji odwiertów i infrastruktury towarzyszącej na terenie Polski zastosowano stopę dyskonta w wysokości 1,8%, która jest wypadkową stopy zwrotu z aktywów w wysokości 4,35 % oraz stopy inflacji na poziomie ciągłego celu inflacyjnego realizowanego przez NBP w wysokości 2,5% (na koniec 2012 roku stopa ta przyjęta była na poziomie 1,2% jako wypadkowa stóp odpowiednio 3,73% i 2,5%).

Spółka zależna PGNiG Upstream International AS, działająca na terenie Norwegii, do wyliczenia rezerwy na koszt likwidacji infrastruktury wydobywczej na koniec 2013 roku zastosowała następujące wskaźniki - stopę inflacji w wysokości 2% oraz nominalną stopę dyskonta w wysokości 4,78%.

29. PRZYCHODY PRZYSZŁYCH OKRESÓW

	31 grudnia 2013	31 grudnia 2012
Długoterminowe		
Niezamortyzowana wartość przyłączy gazowych finansowanych przez odbiorców	387	436
Opłata przyłączeniowa	403	429
Dotacje	740	578
Pozostałe przychody przyszłych okresów	3	5
Razem długoterminowe	1 533	1 448
Krótkoterminowe		
Niezamortyzowana wartość przyłączy gazowych finansowanych przez odbiorców	48	50
Opłata przyłączeniowa	19	18
Pozostałe przychody przyszłych okresów	119	33
Razem krótkoterminowe	186	101

Dotacje

Grupa Kapitałowa prowadzi projekty dofinansowane ze środków Unii Europejskiej. Największe projekty prowadzone są przez Jednostkę Dominującą i mają na celu zwiększenie pojemności magazynów gazu.

W 2013 roku Jednostka Dominująca otrzymała dofinansowania dotyczące projektów:

- „Podziemny Magazyn Gazu Wierzchowice” w wysokości 31,9 milionów złotych (226,3 milionów złotych w 2012 roku);
- „Podziemny Magazyn Gazu Kosakowo” w wysokości 49,9 milionów złotych (43,9 milionów złotych w 2012 roku);
- „Podziemny Magazyn Gazu Husów” w wysokości 17,8 milionów złotych.

Kwoty te zostały ujęte w pozycji Rozliczenia międzyokresowe przychodów i będą rozliczane w przychody z działalności operacyjnej proporcjonalnie do amortyzacji środków trwałych, których dofinansowanie dotyczy.

30. ZOBOWIĄZANIA Z TYTUŁU PODATKU ODROZONEGO

	31 grudnia 2013	31 grudnia 2012
Dodatnie różnice kursowe	5	5
Naliczone odsetki	1	1
Wycena pochodnych instrumentów finansowych oraz innych aktywów i zobowiązań finansowych	42	16
Przychody z tytułu obowiązku podatkowego w następnym miesiącu	3	17
Różnica pomiędzy wartością podatkową i rachunkową aktywów trwałych	1 835	1 841
Pozostałe zobowiązania z tytułu podatku odroczonego	84	56
Razem	1 970	1 936

31. INNE ZOBOWIĄZANIA DŁUGOTERMINOWE

	31 grudnia 2013	31 grudnia 2012
Zobowiązania z tytułu koncesji, praw do informacji geologicznej i użytkowania górniczego	51	41
Pozostałe zobowiązania długoterminowe	7	12
Razem	58	53

32. ZOBOWIĄZANIA Z TYTUŁU DOSTAW I USŁUG ORAZ INNE ZOBOWIĄZANIA

	31 grudnia 2013	31 grudnia 2012
Zobowiązania z tytułu dostaw i usług	1 792	1 310
Zobowiązania z tytułu dostaw i usług wobec jednostek powiązanych	4	3
Zobowiązania z tytułu podatku od towarów i usług	1 104	1 390
Zobowiązania z tytułu innych podatków, ceł i ubezpieczeń społecznych	275	201
Zobowiązania z tytułu zakupu niefinansowych aktywów trwałych	358	381
Zobowiązania z tytułu zakupu niefinansowych aktywów trwałych od jednostek powiązanych	5	6
Zobowiązanie z tytułu uchwalonej dopłaty do kapitału*	-	85
Zobowiązania wobec spółek stowarzyszonych i współzależnych wycenianych metodą praw własności	6	7
Zobowiązania inne wobec jednostek powiązanych	1	1
Rozliczenia międzyokresowe bierne i zaliczki na dostawy	290	174
Pozostałe zobowiązania	198	109
Razem	4 033	3 667
W tym zobowiązania wobec jednostek powiązanych (nota 38.1.)	16	17

* Sprawa sporna dotycząca dopłat do kapitału PI Gazotech Sp. z o.o., opisana w nocie 42.1.

33. PRZYCZYNY WYSTĘPOWANIA RÓŻNIC POMIĘDZY POZYCJAMI SPRAWOZDANIA Z SYTUACJI FINANSOWEJ ORAZ ZMIANAMI WYNIKAJĄCYMI ZE ZMIAN NIEKTÓRYCH POZYCJI SPRAWOZDANIA Z PRZEPŁYWÓW PIENIĘŻNYCH ORAZ ROZBICIE POZYCJI POZOSTAŁE KOREKTY W DZIAŁALNOŚCI OPERACYJNEJ

	Okres od 1 stycznia 2013 do 31 grudnia 2013	Okres od 1 stycznia 2012 do 31 grudnia 2012
Zmiana stanu środków pieniężnych		
1) Środki pieniężne w sprawozdaniu z sytuacji finansowej na początek okresu	1 948	1 505
a) Saldo różnic kursowych netto od środków pieniężnych na początek okresu	1	1
Środki pieniężne i ich ekwiwalenty w sprawozdaniu z przepływów pieniężnych na początek okresu (1-a)	1 947	1 504
2) Środki pieniężne w sprawozdaniu z sytuacji finansowej na koniec okresu	2 827	1 948
b) Saldo różnic kursowych netto od środków pieniężnych na koniec okresu	1	1
Środki pieniężne i ich ekwiwalenty w sprawozdaniu z przepływów pieniężnych na koniec okresu (2-b)	2 826	1 947
I. Zmiana stanu środków pieniężnych w sprawozdaniu z sytuacji finansowej (2-1)	879	443
II. Zmiana stanu różnic kursowych netto od środków pieniężnych (b-a)	-	-
Zmiana stanu środków pieniężnych w sprawozdaniu z przepływów pieniężnych (I - II)	879	443

Grupa Kapitałowa PGNiG
Skonsolidowane Sprawozdanie Finansowe za okres zakończony 31 grudnia 2013 roku
(w milionach złotych)

	Okres od 1 stycznia 2013 do 31 grudnia 2013	Okres od 1 stycznia 2012 do 31 grudnia 2012
Zmiana stanu należności		
Zmiana stanu innych aktywów finansowych w sprawozdaniu z sytuacji finansowej	(67)	(114)
Zmiana stanu należności w sprawozdaniu z sytuacji finansowej	1 288	(1 996)
Zmiana stanu należności inwestycyjnych z tytułu sprzedaży i zakupu wartości niematerialnych oraz rzeczowych aktywów trwałych	(4)	3
Zmiana stanu zaliczek na rzeczowe aktywa trwałe	25	(28)
Wymagalna część pożyczek udzielonych	68	117
Zmiany w Grupie	-	284
Zmiana stanu należności w sprawozdaniu z przepływów pieniężnych	1 310	(1 734)
Zmiana stanu zapasów		
Zmiana stanu zapasów w sprawozdaniu z sytuacji finansowej	(314)	(982)
Środki trwałe w budowie przeniesione na zapasy (korekta działalności inwestycyjnej)	(7)	-
Zmiany w Grupie	-	362
Zmiana stanu zapasów w sprawozdaniu z przepływów pieniężnych	(321)	(620)
Zmiana stanu zobowiązań z tytułu świadczeń pracowniczych		
Zmiana stanu zobowiązań z tytułu świadczeń pracowniczych w sprawozdaniu z sytuacji finansowej	140	148
Zmiany w Grupie	-	(96)
Zmiana stanu zobowiązań z tytułu świadczeń pracowniczych w sprawozdaniu z przepływów pieniężnych	140	52
Zmiana stanu rezerw		
Zmiana stanu rezerw w sprawozdaniu z sytuacji finansowej	(92)	599
Zmiana stanu rezerwy na koszty likwidacji odwertów korygującej rzeczowe aktywa trwałe (korekta działalności inwestycyjnej)	391	(425)
Zmiany w Grupie	-	(34)
Zmiana stanu rezerw w sprawozdaniu z przepływów pieniężnych	299	140

Grupa Kapitałowa PGNiG
Skonsolidowane Sprawozdanie Finansowe za okres zakończony 31 grudnia 2013 roku
(w milionach złotych)

	Okres od 1 stycznia 2013 do 31 grudnia 2013	Okres od 1 stycznia 2012 do 31 grudnia 2012
Zmiana stanu zobowiązań krótkoterminowych		
Zmiana stanu zobowiązań krótkoterminowych w sprawozdaniu z sytuacji finansowej	366	431
Zmiana stanu zobowiązań inwestycyjnych z tytułu zakupu wartości niematerialnych oraz rzeczowych aktywów trwałych	24	32
Zmiany w Grupie	-	(248)
Pozostałe zmiany stanu zobowiązań	4	33
Zmiana stanu zobowiązań krótkoterminowych w sprawozdaniu z przepływów pieniężnych	394	248
Zmiana stanu pozostałych aktywów w sprawozdaniu z sytuacji finansowej		
Zmiana stanu pozostałych aktywów trwałych w sprawozdaniu z sytuacji finansowej	5	(28)
Zmiana stanu pozostałych aktywów w sprawozdaniu z sytuacji finansowej	(87)	(6)
Koszt prowizji dotyczących programu emisji obligacji	(7)	(5)
Zmiany w Grupie	-	17
Zmiana stanu pozostałych aktywów w sprawozdaniu z przepływów pieniężnych	(89)	(22)
Zmiana stanu przychodów przyszłych okresów		
Zmiana stanu przychodów przyszłych okresów w sprawozdaniu z sytuacji finansowej	170	294
Nieodpłatnie otrzymane rzeczowe aktywa trwałe	(18)	-
Dotacje otrzymane na rzeczowe aktywa trwałe	(162)	(362)
Pozostałe zmiany przychodów przyszłych okresów	(5)	2
Zmiana stanu przychodów przyszłych okresów w sprawozdaniu z przepływów pieniężnych	(15)	(66)
Pozostałe pozycje netto w działalności operacyjnej		
Pochodne instrumenty finansowe	(363)	17
Spisane nakłady inwestycyjne na niefinansowe aktywa trwałe	256	196
Nabycie uprawnień do emisji CO ₂	(72)	(50)
Refundacja podatku dotyczącego ulg inwestycyjnych (Norwegia)	-	126
Pozostałe pozycje netto w działalności operacyjnej	609	181
Razem	430	470

34. INSTRUMENTY FINANSOWE I ZASADY ZARZĄDZANIA RYZYKIEM FINANSOWYM

34.1. Instrumenty finansowe według kategorii (wartość księgowa)

31 grudnia 2013		Kategorie instrumentów finansowych								
Klasy instrumentów finansowych	Noty	Aktywa finansowe dostępne do sprzedaży	Aktywa finansowe wyceniane w wartości godziwej przez wynik finansowy	Aktywa finansowe utrzymywane do terminu wymagalności	Pożyczki i należności	Zobowiązania finansowe wyceniane w wartości godziwej przez wynik finansowy	Zobowiązania finansowe wyceniane wg zamortyzowanego o kosztu	Instrumenty finansowe zabezpieczające	Aktywa i zobowiązania wyłączone z zakresu MSR 39	Razem
Razem aktywa finansowe		51	223	-	6 687	-	-	84	-	7 045
Akcje i udziały nienotowane	14, 22	51	-	-	-	-	-	-	-	51
Należności z tytułu dostaw i usług oraz pozostałe należności	19	-	-	-	3 669	-	-	-	-	3 669
Aktywa z tytułu pochodnych instrumentów finansowych	35	-	223	-	-	-	-	84	-	307
Środki pieniężne i ich ekwiwalenty	23	-	-	-	2 827	-	-	-	-	2 827
Inne aktywa finansowe	14, 15, 22	-	-	-	191	-	-	-	-	191
Razem zobowiązania finansowe		-	-	-	-	77	10 216	47	157	10 497
Kredyty i pożyczki	26	-	-	-	-	-	1 619	-	-	1 619
Dłużne papiery wartościowe	26	-	-	-	-	-	5 885	-	-	5 885
Leasing finansowy	26	-	-	-	-	-	-	-	157	157
Zobowiązania z tytułu dostaw i usług	31, 32	-	-	-	-	-	2 712	-	-	2 712
Zobowiązania z tytułu pochodnych instrumentów finansowych	35	-	-	-	-	77	-	47	-	124

Grupa Kapitałowa PGNiG
Skonsolidowane Sprawozdanie Finansowe za okres zakończony 31 grudnia 2013 roku
(w milionach złotych)

31 grudnia 2012		Kategorie instrumentów finansowych								
Klasy instrumentów finansowych	Noty	Aktywa finansowe dostępne do sprzedaży	Aktywa finansowe wyceniane w wartości godziwej przez wynik finansowy	Aktywa finansowe utrzymywane do terminu wymagalności	Pożyczki i należności	Zobowiązania finansowe wyceniane w wartości godziwej przez wynik finansowy	Zobowiązania finansowe wyceniane wg zamortyzowanego o kosztu	Instrumenty finansowe zabezpieczające	Aktywa i zobowiązania wyłączone z zakresu MSR 39	Razem
Razem aktywa finansowe		48	89	-	6 921	-	-	16	-	7 074
Akcje i udziały nienotowane	14, 22	48	-	-	-	-	-	-	-	48
Należności z tytułu dostaw i usług oraz pozostałe należności	19	-	-	-	4 849	-	-	-	-	4 849
Aktywa z tytułu pochodnych instrumentów finansowych	35	-	89	-	-	-	-	16	-	105
Środki pieniężne i ich ekwiwalenty	23	-	-	-	1 948	-	-	-	-	1 948
Inne aktywa finansowe	14, 15, 22	-	-	-	124	-	-	-	-	124
Razem zobowiązania finansowe		-	-	-	-	317	12 157	76	183	12 733
Kredyty i pożyczki	26	-	-	-	-	-	1 429	-	-	1 429
Dłużne papiery wartościowe	26	-	-	-	-	-	8 599	-	-	8 599
Leasing finansowy	26	-	-	-	-	-	-	-	183	183
Zobowiązania z tytułu dostaw i usług	31, 32	-	-	-	-	-	2 129	-	-	2 129
Zobowiązania z tytułu pochodnych instrumentów finansowych	35	-	-	-	-	317	-	76	-	393

34.2. Hierarchia wartości godziwej

Klasy instrumentów finansowych	31 grudnia 2013			31 grudnia 2012		
	poziom 1	poziom 2	poziom 3	poziom 1	poziom 2	poziom 3
	Aktywa z tytułu pochodnych instrumentów finansowych	-	307	-	-	105
Zobowiązania z tytułu pochodnych instrumentów finansowych	-	124	-	-	393	-

34.3. Wartość godziwa instrumentów finansowych

Klasy instrumentów finansowych	31 grudnia 2013		31 grudnia 2012	
	Wartość księgowa	Wartość godziwa	Wartość księgowa	Wartość godziwa
Razem aktywa finansowe	7 045	6 994	7 074	7 026
Akcje i udziały nienotowane*	51	-	48	-
Należności z tytułu dostaw i usług oraz pozostałe należności	3 669	3 669	4 849	4 849
Aktywa z tytułu pochodnych instrumentów finansowych	307	307	105	105
Środki pieniężne i ich ekwiwalenty	2 827	2 827	1 948	1 948
Pozostałe aktywa finansowe	191	191	124	124
Razem zobowiązania finansowe	10 497	10 497	12 733	12 733
Kredyty i pożyczki	1 619	1 619	1 429	1 429
Dłużne papiery wartościowe	5 885	5 885	8 599	8 599
Leasing finansowy	157	157	183	183
Zobowiązania z tytułu dostaw i usług	2 712	2 712	2 129	2 129
Zobowiązania z tytułu pochodnych instrumentów finansowych	124	124	393	393

* Wycena według ceny nabycia pomniejszonej o odpisy z tytułu utraty wartości.

34.4. Pozycje przychodów i kosztów, zysków i strat dotyczące aktywów i zobowiązań finansowych ujęte w skonsolidowanym sprawozdaniu z całkowitych dochodów

	Okres od 1 stycznia 2013 do 31 grudnia 2013	Okres od 1 stycznia 2012 do 31 grudnia 2012
Razem wpływ na zysk/(stratę) netto, w tym:	(152)	(206)
Aktywa finansowe dostępne do sprzedaży	(4)	(4)
Utrata wartości ujęta w wyniku finansowym za okres sprawozdawczy	(4)	(4)
Aktywa finansowe i zobowiązania finansowe wyceniane w wartości godziwej przez wynik finansowy	362	87
Pożyczki i należności, w tym:	191	86
Odsetki od lokat	56	63
Odsetki od należności	58	43
Odsetki od udzielonych pożyczek	9	3
Odpisy aktualizujące należności	70	(21)
Odpisy aktualizujące pożyczki	(2)	(1)
Wycena walutowa pożyczek udzielonych w walucie	-	(1)
Zobowiązania finansowe wyceniane wg zamortyzowanego kosztu	(412)	(175)
Pochodne instrumenty finansowe	(282)	(195)
Aktywa i zobowiązania wyłączone z zakresu MSR 39	(7)	(5)
Razem wpływ na inne całkowite dochody netto, w tym:	72	(250)
Pochodne instrumenty finansowe	72	(250)
Razem wpływ na całkowite dochody	(80)	(456)

34.5. Cele i zasady zarządzania ryzykiem finansowym

Grupa prowadząc swoją działalność gospodarczą narażona jest na ryzyko finansowe, a w szczególności na następujące rodzaje tego ryzyka:

- ryzyko kredytowe,
- ryzyko rynkowe w tym:
 - ryzyko walutowe,
 - ryzyko stopy procentowej,
 - ryzyko cen towarów.
- ryzyko płynności.

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 zarządzania ryzykiem finansowym w PGNiG S.A.” oraz jej okresową aktualizację odpowiada Komitet Ryzyka, który przedstawia propozycje zasad oraz na bieżąco ocenia, czy Polityka dotycząca ryzyka jest realizowana, jak również wprowadza niezbędne jej modyfikacje.

Ryzyko kredytowe

Przez ryzyko kredytowe Grupa rozumie prawdopodobieństwo nieterminowego lub całkowitego braku wywiązania się kontrahenta firmy ze zobowiązań. Ryzyko kredytowe wynikające z niemożności wypełnienia przez strony trzecie warunków umowy dotyczących instrumentów finansowych Grupy jest zasadniczo ograniczone do ewentualnych kwot, o które zobowiązania stron trzecich przewyższają zobowiązania Grupy. 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.

Grupa Kapitałowa PGNiG posiada ekspozycję na ryzyko kredytowe z tytułu:

- należności handlowych,
- transakcji lokacyjnych,
- udzielonych gwarancji finansowych,
- zawartych transakcji zabezpieczających.

Poniżej zostały przedstawione maksymalne wartości ekspozycji na ryzyko kredytowe dla poszczególnych klas instrumentów finansowych.

Maksymalna ekspozycja na ryzyko kredytowe

	31 grudnia 2013	31 grudnia 2012
Środki pieniężne i ich ekwiwalenty	2 827	1 948
Należności z tytułu dostaw i usług oraz pozostałe należności	3 669	4 849
Pożyczki i pozostałe aktywa finansowe	191	124
Wartość dodatnia pochodnych instrumentów finansowych	307	105
Razem	6 994	7 026

Na największe wartościowo ryzyko kredytowe narażone są należności. Większość kwoty należności dotyczy należności z tytułu sprzedanego paliwa gazowego oraz usług sieciowych, które uzyskiwane są przez PGNiG S.A.

W celu zminimalizowania ryzyka niespłacalności wierzytelności z tytułu sprzedanego paliwa gazowego wprowadzane są jednolite zasady zawierania umów kompleksowych sprzedaży paliwa gazowego, mające na celu zabezpieczenie należności handlowych z tego tytułu.

Przed zawarciem umów sprzedaży o znacznej wartości przeprowadzana jest weryfikacja i analiza sytuacji finansowej przyszłego odbiorcy na podstawie ogólnie dostępnych informacji finansowych spółki (sprawdzenie przyszłego odbiorcy w Rejestrach Dłużników) w celu określenia jego wiarygodności finansowej. W przypadku ujawnienia wpisów w rejestrze dłużników, PGNiG S.A. żąda specjalnych warunków zabezpieczenia umowy.

Jednostka Dominująca przeprowadza bieżące analizy w zakresie wykonywania przez odbiorców warunków umów w obszarze rozliczeń finansowych. Większość zawartych umów zobowiązuje odbiorców do dokonywania przedpłat w terminach określonych w umowach. Na koniec okresu rozliczeniowego, określonego w umowach, odbiorcy są zobowiązani dokonać zapłaty za faktycznie odebrane paliwo gazowe w terminach przewidzianych w umowach. Standardowo jest to termin 14 dni od daty wystawienia faktury. Stosowane są również inne terminy płatności.

PGNiG S.A. prowadzi monitoring i ocenę standingu finansowego odbiorców pobierających paliwo gazowe powyżej 1 mln m³ na rok na podstawie dokumentów finansowych spółki w określonym cyklu (raz na 3 miesiące i raz na 1 rok). Ocena ta ma pokazać kondycję finansową odbiorcy, jak również określić prawdopodobieństwo bankructwa.

PGNiG S.A. stosuje poniższy katalog zabezpieczeń należytego wykonania umowy:

- hipoteka (zwykła, kaucyjna),
- gwarancja bankowa,
- kaucja,
- zastaw zwykły i rejestrowy,
- gwarancja ubezpieczeniowa,
- weksel in blanco,
- oświadczenie o dobrowolnym poddaniu się egzekucji na podstawie art. 777 k.p.c.,
- cesja wierzytelności na umowach długoterminowych,
- depozyt pieniężny na rachunku wskazanym przez PGNiG S.A.,
- rating,
- poręczenie.

W odniesieniu do nowo zawieranych umów wybór formy zabezpieczenia uzgadniany jest pomiędzy PGNiG S.A., a odbiorcą. W ramach obligatoryjnego procesu dostosowania zawartych umów do wymogów prawa energetycznego, z niektórymi odbiorcami podejmowane są negocjacje zmierzające do ustanowienia lub wzmocnienia zabezpieczenia wykonania umowy.

Stan należności od odbiorców jest monitorowany na bieżąco, zgodnie z funkcjonującymi w Jednostce Dominującej wewnętrznymi procedurami. W przypadku stwierdzenia braku wpływu zapłaty w umownym terminie, podejmowane są stosowne czynności windykacyjne.

Wszystkie czynności windykacyjne są podejmowane w oparciu o procedury „Przedsądowej windykacji należności od Klientów biznesowych” oraz „Windykacji sądowej należności od Klientów biznesowych”, a także „Wytycznych w sprawie spisywania i umarzania należności PGNiG S.A.”.

W trakcie czynności windykacyjnych podejmowane są czynności zmierzające do oceny poziomu zagrożenia braku spłaty należności przez odbiorcę i jego przyczyn. W tym względzie stosowane są standardowe sekwencje czynności windykacyjnych, tj: wezwanie do zapłaty, rozmowa telefoniczna

z odbiorcą, zawiadomienie oraz wstrzymanie dostaw paliwa gazowego wraz z wypowiedzeniem umowy oraz zagrożenie wstrzymaniem dostaw paliwa gazowego na podstawie art. 6b ust 1 pkt 2 Ustawy Prawo Energetyczne. W ostateczności sprawy kierowane są na drogę postępowania sądowego i egzekucyjnego, natomiast odbiorca zgłaszany jest do wpisu do rejestru dłużników prowadzonego przez Krajowy Rejestr Długów Biura Informacji Gospodarczej S.A. we Wrocławiu.

Opóźnienia w uregulowaniu płatności skutkują naliczeniem odsetek ustawowych.

W przypadku, gdy odbiorca znajduje się przejściowo w trudnej sytuacji finansowej, zgodnie z procedurą windykacji przedsądowej, na jego wniosek zawierane są porozumienia o ratalnej spłacie zadłużenia lub prolongacie terminu płatności oraz dodatkowo negocjowane są ustanowienia lub wzmocnienia zabezpieczenia wykonania umowy.

Na dzień 31 grudnia 2013 roku wartość należności przeterminowanych ujętych w sprawozdaniu z sytuacji finansowej Grupy, w przypadku których nie nastąpiła utrata wartości wynosiła 418 milionów złotych (594 miliony złotych na koniec 2012 roku).

Analiza wiekowa należności przeterminowanych na dzień bilansowy, w przypadku których nie nastąpiła utrata wartości

Okres, jaki upłynął od terminu spłaty	31 grudnia 2013	31 grudnia 2012
do 1 miesiąca	324	508
od 1 do 3 miesięcy	67	64
od 3 miesięcy do 1 roku	20	16
od 1 roku do 5 lat	5	6
powyżej 5 lat	2	-
Razem należności netto przeterminowane	418	594

Grupa identyfikuje, mierzy i minimalizuje własną ekspozycję kredytową na poszczególne banki, z którymi zawiera transakcje lokacyjne. Efekt redukcji ekspozycji kredytowej został osiągnięty przez dywersyfikację portfela kontrahentów (w szczególności dotyczy to banków), z którymi zawierane są transakcje lokacyjne. Ponadto, w przypadku Jednostki Dominującej, ze wszystkimi bankami, w których lokowane są środki finansowe, podpisane zostały Umowy Ramowe, szczegółowo regulujące warunki zawierania i rozliczania wszelkich transakcji finansowych.

Grupa wycenia ryzyko kredytowe z tego tytułu poprzez ciągłą weryfikację kondycji finansowej banków, odzwierciedlającej się w zmianach ratingu finansowego przyznawanego przez agencje ratingowe Fitch, Standards&Poor's i Moody's.

Znaczące i długoterminowe nadwyżki płynnych środków pieniężnych w 2013 roku Grupa lokowała w instrumenty wolne od ryzyka kredytowego o dużym stopniu płynności, w szczególności w bony skarbowe i obligacje emitowane przez Skarb Państwa.

Ryzyko kredytowe z tytułu udzielonych gwarancji, na które narażona jest Grupa Kapitałowa, zasadniczo ogranicza się do ryzyka „default'u” banku, który na zlecenie Grupy udzielił gwarancję innym podmiotom zewnętrznym. Jednakże banki, którym Grupa zleca wystawianie gwarancji, są instytucjami o uznanej renomie i wysokim ratingu, zatem prawdopodobieństwo wystąpienia defaultu i ryzyko z tym związane jest znikome. Podobnie jak w przypadku ryzyka związanego z transakcjami lokacyjnymi, ryzyko z tego tytułu jest wyceniane przez bieżącą weryfikację kondycji finansowej banków wystawiających gwarancje.

Ekspozycja na ryzyko kredytowe z tytułu zawartych pochodnych instrumentów finansowych jest równa wartości księgowej netto dodatkowo wyceny według wartości godziwej. Podobnie jak w przypadku transakcji lokacyjnych, 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.

Ekspozycja na ryzyko kredytowe z tytułu udzielonych pożyczek wynika z pożyczek udzielonych przez Jednostkę Dominującą spółkom z Grupy Kapitałowej PGNiG: zależnym niekonsolidowanym metodą pełną, współzależnym i stowarzyszonym. Udzielanie pożyczek tym spółkom odbywa się na podstawie procedury wewnętrznej „Zasady udzielania pożyczek przez Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo S.A. spółkom z Grupy Kapitałowej oraz z udziałem kapitałowym PGNiG S.A.”, regulującej szczegółowo proces zawierania umów pożyczkowych oraz ich monitorowania, przez co minimalizuje się ekspozycję Grupy na ryzyko kredytowe z tego tytułu. Pożyczki są udzielane jedynie po spełnieniu przez wnioskujące spółki szeregu warunków i ustanowieniu zabezpieczeń.

Dzięki opisanym wyżej działaniom, Grupa nie przewiduje poniesienia istotnych strat z tytułu ryzyka kredytowego.

Ryzyko rynkowe

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

W celu efektywnego zarządzania ryzykiem rynkowym, w Grupie Kapitałowej PGNiG realizowana jest „Polityka zarządzania ryzykiem rynkowym w Grupie Kapitałowej PGNiG” (Polityka). Polityką tą zostały objęte spółki zależne, w których zidentyfikowano istotne ryzyka rynkowe.

W celu realizacji Polityki wdrożono dwa modele zarządzania ryzykiem rynkowym, w których centrum kompetencyjnym i wsparcia dla całej Grupy jest PGNiG SA:

- model scentralizowany, w którym większość czynności na rzecz Spółek łącznie z realizacją transakcji wykonuje PGNiG S.A. oraz
- model skoordynowany, w którym Spółki zależne realizują czynności same, natomiast PGNiG S.A. wspiera, koordynuje i nadzoruje ten proces.

Za przestrzeganie Polityki oraz jej okresową aktualizację odpowiada Grupowy Komitet Ryzyka Finansowego, który przedstawia propozycje zasad, na bieżąco ocenia, czy Polityka dotycząca ryzyka jest realizowana oraz wprowadza niezbędne jej modyfikacje.

Podstawowym zadaniem w procesie zarządzania ryzykiem rynkowym jest identyfikacja, pomiar, monitorowanie i ograniczanie podstawowych źródeł ryzyka, do których zalicza się:

- ryzyko walutowe,
- ryzyko stopy procentowej,
- ryzyko cen towarów (np. paliwo gazowe, ropa naftowa, energia elektryczna oraz produkty powiązane).

Ryzyko walutowe

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

Zobowiązania handlowe z tytułu długoterminowych kontraktów handlowych na zakupy paliwa gazowego denominowane są w USD i EUR. Stopień narażenia na ryzyko walutowe dla Grupy jest znaczny i został przedstawiony w punkcie „Analiza wrażliwości”.

Głównym celem podejmowanych przez Grupę działań zabezpieczających przed ryzykiem walutowym jest ochrona przed wahaniami kursów wymiany, które towarzyszą realizowanym w obcych walutach płatnościom, które w większości stanowią płatności za dostawy paliwa gazowego. Do zabezpieczenia swoich zobowiązań Grupa wykorzystuje opcje call, symetryczne strategie opcyjne, transakcje forward oraz transakcje forward rozliczane do średniej.

Ryzyko stopy procentowej

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

Głównym źródłem ryzyka stopy procentowej w Grupie są zobowiązania finansowe. Szczegółowe informacje dotyczące zobowiązań finansowych, wraz z zastosowaną stopą procentową znajdują się w nocie 26.

Jednostka Dominująca wycenia ryzyko rynkowe (walutowe i stopy procentowej) monitorując wartość VAR (value at risk, czyli wartość zagrożona). VAR 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 wariacji – kowariancji. Do zabezpieczenia łącznego ryzyka walutowego i stopy procentowej Spółka wykorzystuje transakcje CCIRS (Cross Currency Interest Rate Swaps) oraz IRS (Interest Rate Swap).

Ryzyko towarowe

Przez ryzyko towarowe Grupa rozumie prawdopodobieństwo niekorzystnego wpływu zmiany cen towarów na wynik finansowy Grupy.

Ryzyko cenowe w Grupie związane głównie z kontraktami na dostawy paliwa gazowego jest znaczące. 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 rynku regulowanym w Polsce - zarówno giełdowym jak i pozagiełdowym. Grupa aktywnie zarządza ekspozycją na ryzyko cenowe wykorzystując do tego wdrożone miary VaR. Pomiar wartości VaR oraz wprowadzenie limitów na wartość VaR mają na celu ograniczenie potencjalnych strat związanych z podejmowaniem ryzyka cenowego przez Spółkę.

Grupa w 2013 roku szczegółowo identyfikowała i zabezpieczała ten rodzaj ryzyka. Do zabezpieczenia cen towarów Grupa wykorzystywała opcje azjatyckie call z rozliczeniem europejskim, symateryczne strategie opcyjne risk reversal oraz swapy towarowe.

Dodatkowo, prawo energetyczne dopuszcza możliwość wnioskowania o zmianę taryfy w przypadku wzrostu kosztu pozyskania gazu w okresie kwartału o więcej niż 5%.

Ryzyko płynności

Głównym zadaniem 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 Kapitałowa na bieżąco kontroluje i planuje poziom płynności finansowej. Zabezpieczając się przed ryzykiem płynności, Grupa na dzień 31 grudnia 2013 roku realizowała następujące programy emisji dłużnych papierów wartościowych:

- zawarta w dniu 10 czerwca 2010 roku przez Jednostkę Dominującą Umowa programu emisji obligacji, w ramach którego Spółka może emitować obligacje dyskontowe lub kuponowe z terminem zapadalności od jednego do dwunastu miesięcy na łączną kwotę 7 000 milionów

złotych. Pierwotnie umowa podpisana była z sześcioma bankami (Bank Pekao S.A., ING Bank Śląski S.A., PKO BP S.A., Bank Handlowy w Warszawie S.A., Societe Generale S.A., BNP Paribas S.A. Oddział w Polsce), natomiast na mocy postanowień aneksu do umowy z dnia 25 listopada 2011 roku do programu dołączyły: BRE Bank S.A. (aktualnie mBank S.A.), Bank Zachodni WBK S.A. oraz Nordea Bank Polska S.A. Na dzień 31 grudnia 2013 roku nie wystąpiło zadłużenie z tytułu Umowy;

- Podpisana w dniu 25 sierpnia 2011 roku, przez Jednostkę Dominującą ze spółką zależną PGNiG Finance AB oraz z bankami Societe Generale S.A., BNP Paribas S.A. oraz Unicredit Bank AG, dokumentacja Programu emisji średnioterminowych euroobligacji, w ramach której PGNiG Finance AB może emitować obligacje z terminem zapadalności do dziesięciu lat do kwoty 1 200 milionów euro. Emisja pierwszej transzy euroobligacji, o wartości 500 milionów euro z 5-letnim okresem zapadalności, przeprowadzona przez PGNiG Finance AB nastąpiła 10 lutego 2012 roku. Zadłużenie z tytułu emisji euroobligacji na 31 grudnia 2013 roku wynosiło 2 074 miliony złotych (według średniego kursu NBP z dnia 31 grudnia 2013 roku);
- Podpisany w dniu 22 maja 2012 roku przez Jednostkę Dominującą z Bankiem Pekao S.A. oraz ING Bankiem Śląskim S.A. Program emisji obligacji do kwoty 4 500 milionów złotych. W dniu 30 lipca 2012 roku wyemitowane pięcioletnie obligacje zadebiutowały na rynku Catalyst, w alternatywnym systemie obrotu BondSpot. W okresie objętym niniejszym sprawozdaniem finansowym miało miejsce pięć emisji krótkoterminowych obligacji z terminami zapadalności od 1 do 12 miesięcy. Na dzień 31 grudnia 2013 roku zadłużenie z tytułu tego Programu wynosiło 3 457 milionów złotych;
- Program emisji obligacji, podpisany w dniu 4 lipca 2012 roku przez PGNiG TERMIKA S.A. z bankami: ING Bank Śląski S.A., PKO Bank Polski S.A., Nordea Bank Polska S.A. oraz Bank Zachodni WBK S.A. W ramach Programu spółka może emitować obligacje kuponowe lub dyskontowe do łącznej kwoty 1 500 milionów złotych. Program emisji obligacji obowiązuje do dnia 29 grudnia 2017 roku. Zadłużenie spółki PGNiG TERMIKA S.A. z tytułu emisji obligacji na dzień 31 grudnia 2013 roku wynosiło 300 milionów złotych i wynika z krótkoterminowych obligacji wyemitowanych w 2013 roku.

Wszelkie nadwyżki środków finansowych Grupa Kapitałowa lokuje przede wszystkim w papiery dłużne emitowane przez Skarb Państwa oraz deponuje w bankach o uznanej renomie.

W Jednostce Dominującej ryzyko płynności jest znacząco ograniczone przez stosowanie „Procedury zarządzania płynnością w PGNiG S.A.”. Procedura została wdrożona do zastosowania przez wszystkie komórki organizacyjne Spółki i usystematyzowała działania zapewniające prawidłowe zarządzanie jej 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.

W poniższych tabelach została zaprezentowana analiza wymagalności zobowiązań finansowych.

Analiza wymagalności zobowiązań finansowych wycenianych wg zamortyzowanego kosztu

31 grudnia 2013	Zobowiązania z tytułu otrzymanych kredytów, pożyczek i obligacji	Zobowiązania z tytułu leasingu finansowego	Zobowiązania handlowe	Razem
do 1 roku	2 207	53	2 654	4 914
od 1 roku do 5 lat	3 227	115	54	3 396
powyżej 5 lat	2 087	-	4	2 091
Razem	7 521	168	2 712	10 401

31 grudnia 2012	Zobowiązania z tytułu otrzymanych kredytów, pożyczek i obligacji	Zobowiązania z tytułu leasingu finansowego	Zobowiązania handlowe	Razem
do 1 roku	4 685	48	2 076	6 809
od 1 roku do 5 lat	3 339	129	47	3 515
powyżej 5 lat	2 030	14	6	2 050
Razem	10 054	191	2 129	12 374

Kwoty zaprezentowane w tabelach powyżej są przedstawione w wartościach brutto (niezdykontowanych).

W bieżącym okresie oraz w okresie porównawczym Grupa terminowo spłacała zobowiązania z tytułu otrzymanych kredytów i pożyczek. Nie wystąpiły również żadne przypadki naruszeń umowy, które mogłyby skutkować przyspieszeniem terminu wymagalności zobowiązań.

Analiza wymagalności pochodnych instrumentów finansowych

31 grudnia 2013	Wartość księgową*	Kontraktowe przepływy pieniężne, w tym:	do 1 roku	od 1 roku do 5 lat	powyżej 5 lat
Transakcje zamiany stóp procentowych (IRS) oraz transakcje forward zawarte w celu zabezpieczenia ryzyka	145	(48)	(10)	(38)	-
- wpływy	-	10 390	5 032	5 358	-
- wypływy	-	(10 438)	(5 042)	(5 396)	-
Transakcje forward	(31)	(28)	(28)	-	-
- wpływy	-	1 354	1 352	2	-
- wypływy	-	(1 382)	(1 380)	(2)	-
Transakcje futures	1	(1)	(1)	-	-
- wpływy	-	16	16	-	-
- wypływy	-	(17)	(17)	-	-
Opcje walutowe**	12	-	-	-	-
- wpływy	-	-	-	-	-
- wypływy	-	-	-	-	-
Opcje towarowe**	40	-	-	-	-
- wpływy	-	-	-	-	-
- wypływy	-	-	-	-	-
Swapy towarowe	16	-	-	-	-
- wpływy	-	-	-	-	-
- wypływy	-	-	-	-	-
Razem	183	(77)	(39)	(38)	-

31 grudnia 2012	Wartość księgową*	Kontraktowe przepływy pieniężne, w tym:	do 1 roku	od 1 roku do 5 lat	powyżej 5 lat
Transakcje zamiany stóp procentowych (IRS) oraz transakcje forward zawarte w celu zabezpieczenia ryzyka	(232)	(482)	(24)	(458)	-
- wpływy	-	5 700	262	5 438	-
- wypływy	-	(6 182)	(286)	(5 896)	-
Transakcje forward	(76)	(48)	(48)	-	-
- wpływy	-	1 722	1 715	7	-
- wypływy	-	(1 770)	(1 763)	(7)	-
Opcje walutowe**	5	1	1	-	-
- wpływy	-	1	1	-	-
- wypływy	-	-	-	-	-
Opcje towarowe**	15	-	-	-	-
- wpływy	-	-	-	-	-
- wypływy	-	-	-	-	-
Razem	(288)	(529)	(71)	(458)	-

* Wartość księgową netto (pozytywna wycena z aktywów minus ujemna wycena z aktywów) prezentuje wartość godziwą, czyli płatności z tytułu transakcji swap zdyskontowane, natomiast przepływy pieniężne są przedstawione bez dyskontowania.

** Wykazana wartość księgową opcji walutowych i towarowych uwzględnia zapłacone premie od opcji, natomiast ze względu na uwarunkowanie wystąpienia przepływu pieniężnego w zależności od poziomu kursów walutowych lub cen towarów w momencie realizacji opcji na rynku, nie przedstawiono przepływów.

Grupa Kapitałowa nie zidentyfikowała innych istotnych ryzyk w bieżącej działalności.

Analiza wrażliwości

Do ustalenia racjonalnego zakresu zmian, jakie mogą wystąpić na poszczególnych czynnikach ryzyka walutowego oraz stopy procentowej Grupa wykorzystwała poziom zmienności (volatility) rynkowej (implikowanej) dla okresu półrocznego i przyjęła na koniec 2013 roku średnią wartość zmiany na poziomie 10% dla analizy wrażliwości kursów walut (na koniec 2012 roku przyjęto zmienność na poziomie 15%), +100 bp dla stóp procentowych (na koniec 2012 roku przyjęto również +100 bp) oraz 15% dla towarowych transakcji na surowcach energetycznych (na 31 grudnia 2012 roku było to 25%). Okres półroczny odpowiada częstotliwości, z jaką Grupa ujawnia wrażliwość instrumentów finansowych w sprawozdaniach.

Przeprowadzona analiza wrażliwości na ryzyko walutowe na dzień 31 grudnia 2013 roku wskazuje, że zysk netto byłby o 329 milionów złotych niższy gdyby kurs EUR, USD, NOK, oraz pozostałych walut umocnił się o 10% w stosunku do złotówki przy wszystkich innych zmiennych na stałym poziomie (spadek zysku o 262 miliony złotych z powodu umocnienia NOK, spadek o 58 milionów złotych z powodu umocnienia USD, spadek o 11 milionów złotych z powodu umocnienia EUR oraz wzrost o 2 miliony złotych z powodu umocnienia pozostałych walut).

Największy wpływ na analizę wrażliwości ma wzrost wyceny ujemnej instrumentów pochodnych typu CCIRS zabezpieczających pożyczkę udzieloną spółce PGNiG Upstream International AS, która w sprawozdaniu skonsolidowanym jest wyeliminowana.

W przypadku gdyby pożyczka została ujęta w sprawozdaniu z sytuacji finansowej (tak jak w sprawozdaniu jednostkowym Jednostki Dominującej) przepływy wynikające z pożyczki i transakcji zabezpieczających wzajemnie by się kompensowały, dlatego też zmiany w dodatniej (ujemnej) wycenie pożyczki kompensowane byłyby ujemnymi (dodatnimi) zmianami wyceny transakcji CCIRS. Łącznie, pozycje te byłyby niewrażliwe na zmiany kursu walutowego i stopy procentowej.

Niższy zysk byłby przede wszystkim rezultatem wzrostu ujemnej części wartości godziwej pochodnych instrumentów finansowych (ujemna wartość godziwa transakcji swap w NOK).

Ujemny wpływ instrumentów finansowych w walucie NOK na zysk netto zostałby w dużym stopniu wzmocniony przez wzrost wyceny kredytu w walucie USD zaciągniętego przez spółkę zależną PGNiG Upstream International AS i osłabiony przez wzrost wyceny aktywów w tej walucie. Wzrost ujemnych różnic kursowych z wyceny euroobligacji w walucie EUR zostałby skompensowany przez wzrost dodatniej części wartości godziwej pochodnych instrumentów finansowych dla EUR.

Zysk netto na dzień 31 grudnia 2013 roku byłby o 325 milionów złotych wyższy, gdyby kurs EUR, USD, NOK oraz pozostałych walut osłabił się o 10% w stosunku do złotego przy wszystkich innych zmiennych na stałym poziomie (wzrost o 263 miliony złotych z powodu osłabienia NOK, wzrost o 62 miliony złotych z powodu osłabienia USD, wzrost o 2 miliony złotych z powodu osłabienia się EUR oraz spadek o 2 miliony złotych z powodu osłabienia pozostałych walut). Dodatni wynik byłby przede wszystkim rezultatem wzrostu dodatniej części wartości godziwej pochodnych instrumentów finansowych (dodatnia wartość godziwa transakcji swap w NOK). Wzrost dodatnich różnic kursowych z wyceny euroobligacji w walucie EUR zostałby skompensowany przez wzrost ujemnej części wartości godziwej pochodnych instrumentów finansowych dla EUR. Z kolei spadek wyceny kredytu w walucie USD zaciągniętego przez spółkę zależną PGNiG Upstream International AS wpłynąłby na wynik pozytywnie, co jednak zostałoby w części skompensowane przez spadek wycenianych w tej samej walucie aktywów z tytułu należności.

Przeprowadzona analiza wrażliwości na ryzyko walutowe na dzień 31 grudnia 2012 roku wskazuje, że zysk netto byłby o 423 miliony złotych niższy gdyby kurs EUR, USD, NOK, oraz pozostałych walut umocnił się o 15% w stosunku do złotówki przy wszystkich innych zmiennych na stałym poziomie (spadek zysku o 416 milionów złotych z powodu umocnienia NOK, spadek o 13 milionów złotych

z powodu umocnienia USD przy jednoczesnym wzroście o 5 milionów złotych z powodu umocnienia EUR oraz wzrost o 1 milion złotych z powodu umocnienia pozostałych walut).

Największy wpływ na analizę wrażliwości ma wzrost wyceny ujemnej instrumentów pochodnych typu CCIRS zabezpieczających pożyczkę udzieloną spółce PGNiG Upstream International AS, która w sprawozdaniu skonsolidowanym jest wyeliminowana.

W przypadku gdyby pożyczka została ujęta w sprawozdaniu z sytuacji finansowej (tak jak w sprawozdaniu jednostkowym Jednostki Dominującej), przepływy wynikające z pożyczki i transakcji zabezpieczających wzajemnie by się kompensowały, dlatego też zmiany w dodatniej (ujemnej) wycenie pożyczki kompensowane byłyby ujemnymi (dodatnimi) zmianami wyceny transakcji CCIRS. Łącznie, pozycje te byłyby niewrażliwe na zmiany kursu walutowego i stopy procentowej.

Niższy zysk byłby przede wszystkim rezultatem wzrostu ujemnej części wartości godziwej pochodnych instrumentów finansowych (ujemna wartość godziwa transakcji swap w NOK).

Ujemny wpływ instrumentów finansowych w walucie NOK na zysk netto zostałby w dużym stopniu wzmocniony przez wzrost wyceny kredytu w walucie USD zaciągniętego przez spółkę zależną PGNiG Upstream International AS i osłabiony przez wzrost wyceny aktywów w tej walucie. Wzrost ujemnych różnic kursowych z wyceny euroobligacji w walucie EUR zostałby skompensowany przez wzrost dodatniej części wartości godziwej pochodnych instrumentów finansowych dla EUR.

Zysk netto na dzień 31 grudnia 2012 roku byłby o 421 milionów złotych wyższy gdyby kurs EUR, USD, NOK oraz pozostałych walut osłabił się o 15% w stosunku do złotego przy wszystkich innych zmiennych na stałym poziomie (wzrost o 415 milionów złotych z powodu osłabienia NOK, wzrost o 15 milionów złotych z powodu osłabienia USD, przy jednoczesnym spadku zysku netto o 8 milionów złotych z powodu osłabienia się EUR oraz o 1 milion złotych z powodu osłabienia pozostałych walut). Dodatni wynik byłby przede wszystkim rezultatem wzrostu dodatniej części wartości godziwej pochodnych instrumentów finansowych (dodatnia wartość godziwa transakcji swap w NOK). Wzrost dodatnich różnic kursowych z wyceny euroobligacji w walucie EUR zostałby skompensowany przez wzrost ujemnej części wartości godziwej pochodnych instrumentów finansowych dla EUR. Z kolei spadek wyceny kredytu w walucie USD zaciągniętego przez spółkę zależną PGNiG Upstream International AS wpłynąłby na wynik pozytywnie, co jednak zostałoby w części skompensowane przez spadek wycenianych w tej samej walucie aktywów z tytułu należności.

Poniżej zostały przedstawione szczegółowe zestawienia analizy wrażliwości instrumentów finansowych w walucie w Grupie na zmiany kursów walutowych, odpowiednio dla 2013 i 2012 roku.

Analiza wrażliwości instrumentów finansowych w walutach obcych odnoszonych w rachunek zysków i strat na zmiany kursów walut

31 grudnia 2013

	Wartość księgowa								Ryzyko walutowe			
	Zmiany kursu o:				10%				-10%			
	EUR	USD	NOK	pozostałe waluty	EUR	USD	NOK	pozostałe waluty	EUR	USD	NOK	pozostałe waluty
Aktywa finansowe												
Aktywa finansowe dostępne do sprzedaży*	9	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Należności z tytułu dostaw i usług oraz pozostałe należności	317	13	14	1	3	(13)	(14)	(1)	(3)			
Aktywa z tytułu pochodnych instrumentów finansowych**	267	230	15	-	-	-	-	329	-			
Środki pieniężne i ich ekwiwalenty	995	20	66	11	2	(20)	(66)	(11)	(2)			
Wpływ na aktywa finansowe przed opodatkowaniem	263	95	12	5	5	(33)	(80)	317	(5)			
Podatek 19%	(50)	(18)	(2)	(1)	(1)	6	15	(60)	1			
Wpływ na aktywa finansowe po opodatkowaniu	213	77	10	4	4	(27)	(65)	257	(4)			
razem waluty					304				161			
Zobowiązania finansowe												
Kredyty, pożyczki i papiery dłużne (w tym leasing finansowy)	3 449	230	115	-	-	(230)	(115)	-	-			
Zobowiązania z tytułu dostaw i usług oraz inne zobowiązania	1 088	47	52	7	3	(47)	(52)	(7)	(3)			
Zobowiązania z tytułu pochodnych instrumentów finansowych**	124	-	-	329	-	241	10	-	-			
Wpływ na zobowiązania finansowe przed opodatkowaniem	277	167	336	3	3	(36)	(157)	(7)	(3)			
Podatek 19%	(53)	(32)	(64)	(1)	(1)	7	30	1	1			
Wpływ na zobowiązania finansowe po opodatkowaniu	224	135	272	2	2	(29)	(127)	(6)	(2)			
razem waluty					633				(164)			
Razem zwiększenie/zmniejszenie	(11)	(58)	(262)	2	2	2	62	263	(2)			
Razem waluty					(329)				325			
Kursy walutowe na dzień bilansowy i ich zmiana:												
kurs EUR/PLN	4,1472	-	4,5619	4,5619	4,5619	-	3,7325	3,7325	3,7325			
kurs USD/PLN	3,0120	3,3132	-	3,3132	3,3132	2,7108	-	2,7108	2,7108			
kurs NOK/PLN	0,4953	0,5448	0,5448	-	0,5448	0,4458	0,4458	-	0,4458			

* Udziały i akcje prezentowane w wartościach historycznych. W związku z tym, zmiana kursów walut nie będzie miała wpływu na wycenę tych aktywów i na wynik okresu.

** W przypadku pochodnych instrumentów finansowych w tabeli został przedstawiony jedynie wpływ zmiany kursów na rachunek zysków i strat. W związku ze stosowaniem rachunkowości zabezpieczeń, część zmiany pochodnych instrumentów finansowych za pośrednictwem innych całkowitych dochodów wpływa na kapitał własny. Wpływ zmiany kursów walut na tą część pochodnych instrumentów finansowych został zaprezentowany w odrębnej tabeli na kolejnych stronach sprawozdania.

Grupa Kapitałowa PGNiG
Skonsolidowane Sprawozdanie Finansowe za okres zakończony 31 grudnia 2013 roku
(w milionach złotych)

31 grudnia 2012

	Ryzyko walutowe								
	Wartość księgowa				Zmiany kursu o:				
	15%				-15%				
	EUR	USD	NOK	pozostałe waluty	EUR	USD	NOK	pozostałe waluty	
Aktywa finansowe									
Aktywa finansowe dostępne do sprzedaży*	3	-	-	-	-	-	-	-	
Inne aktywa finansowe	1	-	-	-	-	-	-	-	
Należności z tytułu dostaw i usług oraz pozostałe należności	1 248	35	148	2	3	(35)	(148)	(2)	(3)
Aktywa z tytułu pochodnych instrumentów finansowych**	90	357	5	-	-	-	-	507	-
Środki pieniężne i ich ekwiwalenty	337	19	23	6	2	(19)	(23)	(6)	(2)
Wpływ na aktywa finansowe przed opodatkowaniem	411	176	8	5	(54)	(171)	499	(5)	
Podatek 19%	(78)	(34)	(2)	(1)	10	33	(95)	1	
Wpływ na aktywa finansowe po opodatkowaniu	333	142	6	4	(44)	(138)	404	(4)	
razem waluty				485				218	
Zobowiązania finansowe									
Kredyty, pożyczki i papiery dłużne (w tym leasing finansowy)	3 406	324	186	-	1	(324)	(186)	-	(1)
Zobowiązania z tytułu dostaw i usług oraz inne zobowiązania	677	81	5	14	2	(81)	(5)	(14)	(2)
Zobowiązania z tytułu pochodnych instrumentów finansowych**	393	-	-	507	-	361	2	-	-
Wpływ na zobowiązania finansowe przed opodatkowaniem	405	191	521	3	(44)	(189)	(14)	(3)	
Podatek 19%	(77)	(36)	(99)	-	8	36	3	-	
Wpływ na zobowiązania finansowe po opodatkowaniu	328	155	422	3	(36)	(153)	(11)	(3)	
razem waluty				908				(203)	
Razem zwiększenie/zmniejszenie	5	(13)	(416)	1	(8)	15	415	(1)	
Razem waluty				(423)				421	
Kursy walutowe na dzień bilansowy i ich zmiana:									
kurs EUR/PLN	4,0882	-	4,7014	4,7014	4,7014	-	3,4750	3,4750	3,4750
kurs USD/PLN	3,0996	3,5645	-	3,5645	3,5645	2,6347	-	2,6347	2,6347
kurs NOK/PLN	0,5552	0,6385	0,6385	-	0,6385	0,4719	0,4719	-	0,4719

* Udziały i akcje prezentowane w wartościach historycznych. W związku z tym, zmiana kursów walut nie będzie miała wpływu na wycenę tych aktywów i na wynik okresu.

** W przypadku pochodnych instrumentów finansowych w tabeli został przedstawiony jedynie wpływ zmiany kursów na rachunek zysków i strat. W związku ze stosowaniem rachunkowości zabezpieczeń, część zmiany pochodnych instrumentów finansowych za pośrednictwem innych całkowitych dochodów wpływa na kapitał własny. Wpływ zmiany kursów walut na tą część pochodnych instrumentów finansowych został zaprezentowany w odrębnej tabeli na kolejnych stronach sprawozdania.

Analiza wrażliwości pochodnych instrumentów finansowych odnoszonych na kapitał własny na zmiany kursów walut

31 grudnia 2013	10%		-10%	
	<i>dla EUR</i>	<i>dla USD</i>	<i>dla EUR</i>	<i>dla USD</i>
Wpływ na kapitały przed opodatkowaniem	143	72	(59)	(57)
Podatek 19%	(27)	(14)	11	11
Wpływ na aktywa/zobowiązania finansowe po opodatkowaniu	116	58	(48)	(46)
Razem waluty	174		(94)	

31 grudnia 2012	15%		-15%	
	<i>dla EUR</i>	<i>dla USD</i>	<i>dla EUR</i>	<i>dla USD</i>
Wpływ na kapitały przed opodatkowaniem	106	241	(38)	(196)
Podatek 19%	(20)	(46)	7	37
Wpływ na aktywa/zobowiązania finansowe po opodatkowaniu	86	195	(31)	(159)
Razem waluty	281		(190)	

Analiza wrażliwości instrumentów pochodnych na zmiany kursów walut odnoszonych na kapitał własny zaprezentowana w powyższej tabeli wskazuje, że wzrost kursu USD oraz EUR o 10% spowodowałby zwiększenie kapitału własnego za pośrednictwem innych całkowitych dochodów. W przypadku spadku kursu USD oraz EUR o 10% wystąpiłaby sytuacja odwrotna tj. nastąpiłoby zmniejszenie kapitału własnego. Wynika to z wyceny instrumentów pochodnych, które Grupa wykorzystuje do zabezpieczania się przed wzrostem zobowiązań i wydatków z tytułu zakupów paliwa gazowego w walucie USD oraz EUR. Wycena ta w części skutecznej odnoszona jest na kapitał własny.

Grupa zbadała wrażliwość pochodnych instrumentów finansowych również dla towarowych transakcji na surowcach energetycznych. Dla analizy wrażliwości za 2013 rok przyjęto 15% zmienność dla tego typu instrumentów (na 31 grudnia 2012 roku było to 25%).

W poniższych tabelach została zaprezentowana analiza wrażliwości dla towarowych transakcji na surowcach energetycznych na zmiany cen dla 2013 i 2012 roku.

Analiza wrażliwości pochodnych instrumentów finansowych odnoszonych w rachunek zysków i strat na zmiany cen towarów

31 grudnia 2013	Wartość księgowa											
	Ryzyko cenowe											
	Zmiany ceny o:											
	15%						-15%					
	Gasoil	Fueloil	Title Transfer Facility	Energia elektryczna	Gaz TGE		Gasoil	Fueloil	Title Transfer Facility	Energia elektryczna	Gaz TGE	
Aktywa finansowe												
Aktywa z tytułu pochodnych instrumentów finansowych dla towarowych transakcji na surowcach energetycznych	40	-	3	-	1	-	-	-	-	-	21	
Wpływ na aktywa finansowe przed opodatkowaniem	-	3	-	1	-	-	-	-	-	-	21	
Podatek 19%	-	(1)	-	(0)	-	-	-	-	-	-	(4)	
Wpływ na aktywa finansowe po opodatkowaniu	-	2	-	1	-	-	-	-	-	-	17	
<i>razem towary</i>						3						17
Zobowiązania finansowe												
Zobowiązania z tytułu pochodnych instrumentów finansowych dla towarowych transakcji na surowcach energetycznych	-	2	-	19	-	21	5	4	22	1	-	
Wpływ na zobowiązania finansowe przed opodatkowaniem	2	-	19	-	21	5	4	22	1	-		
Podatek 19%	-	-	(4)	-	(4)	(1)	(1)	(4)	-	-		
Wpływ na zobowiązania finansowe po opodatkowaniu	2	-	15	-	17	4	3	18	1	-		
<i>razem towary</i>						34						26
Razem zwiększenie/zmniejszenie razem towary	(2)	2	(15)	1	(17)	(4)	(3)	(18)	(1)	17		
						(31)						(9)

Grupa Kapitałowa PGNiG
Skonsolidowane Sprawozdanie Finansowe za okres zakończony 31 grudnia 2013 roku
(w milionach złotych)

31 grudnia 2012	Wartość księgowa		Ryzyko cenowe	
	Zmiany ceny o:		-25%	
	Gasoil	Fueloil	Gasoil	Fueloil
Aktywa finansowe				
Aktywa z tytułu pochodnych instrumentów finansowych dla towarowych transakcji na surowcach energetycznych	15	2	-	-
Wpływ na aktywa finansowe przed opodatkowaniem	15	2	-	-
Podatek 19%	(3)	-	-	-
Wpływ na aktywa finansowe po opodatkowaniu	12	2	-	-
<i>razem towary</i>		14		-
Zobowiązania finansowe				
Zobowiązania z tytułu pochodnych instrumentów finansowych dla towarowych transakcji na surowcach energetycznych	-	-	(3)	(2)
Wpływ na zobowiązania finansowe przed opodatkowaniem	-	-	(3)	(2)
Podatek 19%	-	-	1	-
Wpływ na zobowiązania finansowe po opodatkowaniu	-	-	(2)	(2)
<i>razem towary</i>		-		(4)
Razem zwiększenie/zmniejszenie	12	2	2	2
<i>razem towary</i>	-	14	-	4

W powyższych tabelach został przedstawiony jedynie wpływ zmiany cen na rachunek zysków i strat. Część zmiany pochodnych instrumentów finansowych dla towarowych transakcji na surowcach energetycznych wpływa bezpośrednio na kapitały.

Wpływ zmian pochodnych instrumentów finansowych dla towarowych transakcji na surowcach energetycznych odnoszonych na kapitał własny został zaprezentowany w poniższej tabeli.

Analiza wrażliwości pochodnych instrumentów finansowych odnoszonych na kapitał własny na zmiany cen towarów

31 grudnia 2013	<i>Zmiany ceny o:</i> 15%			-15%		
	Gasoil	Fueloil	Title Transfer Facility	Gasoil	Fueloil	Title Transfer Facility
Wpływ na kapitały przed opodatkowaniem	73	62	411	(22)	(28)	(193)
Podatek 19%	(14)	(12)	(78)	4	5	37
Wpływ na aktywa/zobowiązania finansowe po opodatkowaniu	59	50	333	(18)	(23)	(156)

31 grudnia 2012	<i>Zmiany ceny o:</i> 25%		-25%	
	Gasoil	Fueloil	Gasoil	Fueloil
Wpływ na kapitały przed opodatkowaniem	53	20	(16)	(3)
Podatek 19%	(10)	(4)	3	1
Wpływ na aktywa/zobowiązania finansowe po opodatkowaniu	43	16	(13)	(2)

Analiza wrażliwości instrumentów pochodnych na zmiany cen towarów odnoszonych na kapitał własny, zaprezentowana w powyższej tabeli, pokazuje, że wzrost cen towarów o 15% (25% na koniec 2012 roku) spowodowałby zwiększenie kapitału własnego za pośrednictwem innych całkowitych dochodów. W przypadku spadku cen o 15% (25% na koniec 2012 roku) wystąpiłaby sytuacja odwrotna tj. nastąpiłoby zmniejszenie kapitału własnego. Wynika to z faktu zabezpieczenia się przez Grupę przed wzrostem cen surowców energetycznych przy wykorzystaniu instrumentów pochodnych, których wycena w części skutecznej odnoszona jest na kapitał własny.

Grupa zbadała wrażliwość instrumentów finansowych z tytułu zaciągniętych kredytów i wyemitowanych obligacji oraz zobowiązań leasingowych o zmiennej stopie, przyjmując zmianę stopy procentowej o ± 100 bp (punktów bazowych) dla 2013 roku (na koniec 2012 roku zmienność była ustalona również na ± 100 bp).

Na dzień 31 grudnia 2013 roku wrażliwość zobowiązań kredytowych i wyemitowanych obligacji oraz zobowiązań leasingowych (opartych o zmienną stopę procentową) na zmianę stóp procentowych o ± 100 bp wyniosła ± 77 milionów złotych (na koniec 2012 roku wyniosła ± 102 miliony złotych). Natomiast wrażliwość udzielonych pożyczek na zmianę stóp procentowych o ± 100 bp dla 2013 roku wyniosła ± 2 miliony złotych (na koniec 2012 roku wyniosła ± 1 milion złotych).

Analiza wrażliwości instrumentów finansowych na zmiany stopy procentowej

31 grudnia 2013	Wartość księgowa	<i>Zmiany o:</i>	
		+100 bp	-100 bp
Udzielone pożyczki	185	2	(2)
Otrzymane kredyty i pożyczki	1 619	16	(16)
Wyemitowane obligacje	5 885	59	(59)
Zobowiązania leasingowe	157	2	(2)
Razem zobowiązania	7 661	77	(77)

31 grudnia 2012	Wartość księgowa	<i>Zmiany o:</i>	
		+100 bp	-100 bp
Udzielone pożyczki	117	1	(1)
Otrzymane kredyty i pożyczki	1 429	14	(14)
Wyemitowane obligacje	8 599	86	(86)
Zobowiązania leasingowe	183	2	(2)
Razem zobowiązania	10 211	102	(102)

35. POCHODNE INSTRUMENTY FINANSOWE

Metody wyceny pochodnych instrumentów finansowych

Zgodnie z Międzynarodowymi Standardami Sprawozdawczości Finansowej, Grupa wykazuje w sprawozdaniu finansowym wszystkie pochodne instrumenty finansowe wycenione w wartości godziwej.

Na dzień 31 grudnia 2013 roku Grupa posiadała następujące rodzaje instrumentów pochodnych: Cross Currency Interest Rate Swap (CCIRS), Interest Rate Swap (IRS), zakupione walutowe opcje call europejskie i azjatyckie, zakupione i sprzedane kontrakty forward walutowe oraz towarowe (z dostawą fizyczną), zakupione i sprzedane kontrakty futures (bez dostawy fizycznej), a także zakupione kontrakty forward rozliczane do średniej. Ponadto, w 2013 roku Grupa zabezpieczała ryzyko towarowe korzystając z opcji azjatyckich call, strategii risk reversal (zakupione opcje towarowe azjatyckie call i sprzedane opcje put) oraz zakupionych swapów towarowych.

Wycena do wartości godziwej opcji walutowych call została przeprowadzona według modelu Garmana-Kohlhagena, natomiast wycena towarowych opcji azjatyckich call i put została przeprowadzona wg modelu Espen Levy-ego. Wycena kontraktów forward, forward rozliczany do średniej, swap oraz transakcji CCIRS i IRS do wartości godziwej dokonywana jest metodą dyskontową. Do wyceny wykorzystano dane rynkowe, dotyczące: stóp procentowych, kursów walutowych, basis spread'ów cen towarów i zmienności towarowej (volatility) na dzień 31 grudnia 2013 roku.

Rachunkowość zabezpieczeń

Jednostka Dominująca stosuje rachunkowość zabezpieczeń przepływów środków pieniężnych dla transakcji walutowych oraz transakcji towarowych, a także rachunkowość zabezpieczeń wartości godziwej dla udzielonej pożyczki. Szczegółowe zasady zostały przedstawione w punkcie 2.3.12.

Grupa Kapitałowa PGNiG
Skonsolidowane Sprawozdanie Finansowe za okres zakończony 31 grudnia 2013 roku
(w milionach złotych)

Pochodne instrumenty finansowe

Instrument zabezpieczony	Wartość nominalna w walucie	Waluta / aktywo	Data wymagalności	Cena lub przedział ceny realizacji instrumentu	Wycena do wartości godziwej instrumentu		Zabezpieczane ryzyko
					31 grudnia 2013	31 grudnia 2012	
Cross Currency Interest Rate Swap							
euroobligacje	500	EUR	powyżej 3 lat	4,1580	108	82	ryzyko walutowe i stopy procentowej
pożyczka	3 900	NOK	1 - 3 m-cy	0,5051	(25)	-	ryzyko walutowe i stopy procentowej
pożyczka	1 150	NOK	1 - 3 m-cy	0,5664	64	-	ryzyko walutowe i stopy procentowej
pożyczka	730	NOK	1 - 3 lata	0,5595	35	-	ryzyko walutowe i stopy procentowej
pożyczka	4 350	NOK	powyżej 3 lat	0,5033	(14)	-	ryzyko walutowe i stopy procentowej
pożyczka	5 244	NOK	1 - 3 lata	0,5198	-	(317)	ryzyko walutowe i stopy procentowej
pożyczka	481	NOK	1 - 3 lata	0,5684	-	3	ryzyko walutowe i stopy procentowej
					168	(232)	
Interest Rate Swap							
pożyczka	1 500	PLN	powyżej 3 lat	-	(23)	-	ryzyko stopy procentowej
					(23)	-	

Grupa Kapitałowa PGNiG
Skonsolidowane Sprawozdanie Finansowe za okres zakończony 31 grudnia 2013 roku
(w milionach złotych)

Forward						
pożyczka	333	NOK	1 - 3 m-cy	0,4978	1	- ryzyko walutowe
płatności za gaz	10	EUR	1 - 3 m-cy	4,2659	(1)	- ryzyko walutowe
płatności za gaz	29	EUR	3 - 12 m-cy	4,2189	(1)	- ryzyko walutowe
płatności za gaz	130	USD	1 - 3 m-cy	3,1221	(14)	- ryzyko walutowe
płatności za gaz	80	USD	3 - 12 m-cy	3,1234	(7)	- ryzyko walutowe
płatności za gaz	24	EUR	1 - 3 m-cy	4,2889	(3)	- ryzyko walutowe
płatności za gaz	78	EUR	3 - 12 m-cy	4,2660	(6)	- ryzyko walutowe
Kurs EUR/PLN	1	EUR	do 1 m-ca	4,4530	-	- ryzyko kursowe
Kurs EUR/PLN	1	EUR	do 1 m-ca	4,4300	-	- ryzyko kursowe
Kurs EUR/PLN	1	EUR	6 - 12 m-cy	4,2195	-	- ryzyko kursowe
płatności za gaz	27	EUR	do 1 m-ca	4,1665	-	(2) ryzyko walutowe
płatności za gaz	34	EUR	1 - 3 m-cy	4,1739	-	(2) ryzyko walutowe
płatności za gaz	150	USD	do 1 m-ca	3,3414	-	(36) ryzyko walutowe
płatności za gaz	210	USD	1 - 3 m-cy	3,2690	-	(31) ryzyko walutowe
płatności za gaz	60	USD	3 - 6 m-cy	3,2338	-	(5) ryzyko walutowe
Kurs EUR/PLN	4	EUR	do 1 m-ca	4,2422	-	- ryzyko walutowe
Kurs EUR/PLN	2	EUR	1 - 3 lata	4,4419	-	- ryzyko walutowe
					(31)	(76)
Futures						
działalność tradingowa	1	energia elektryczna	1 - 3 m-cy	151,3070	7	- ryzyko cen energii
działalność tradingowa	1	energia elektryczna	1 - 3 m-cy	151,3070	(3)	- ryzyko cen energii
działalność tradingowa	10	energia elektryczna	3 - 12 m-cy	151,8480	8	- ryzyko cen energii
działalność tradingowa	10	energia elektryczna	3 - 12 m-cy	151,8480	(12)	- ryzyko cen energii
działalność tradingowa	0,2	gaz TGE	1 - 3 m-cy	116,8200	1	- ryzyko cen gazu
działalność tradingowa	1	gaz TGE	3 - 12 m-cy	114,8530	-	- ryzyko cen gazu
					1	-

Grupa Kapitałowa PGNiG
Skonsolidowane Sprawozdanie Finansowe za okres zakończony 31 grudnia 2013 roku
(w milionach złotych)

Opcje call						
płatności za gaz	35	EUR	1 - 3 m-cy	4,3826	-	- ryzyko walutowe
płatności za gaz	21	EUR	3 - 12 m-cy	4,3515	1	- ryzyko walutowe
płatności za gaz	188	EUR	1 - 3 m-cy	4,4278	-	- ryzyko walutowe
płatności za gaz	265	EUR	3 - 12 m-cy	4,3848	6	- ryzyko walutowe
płatności za gaz	160	USD	1 - 3 m-cy	3,3566	-	- ryzyko walutowe
płatności za gaz	180	USD	3 - 12 m-cy	3,3077	5	- ryzyko walutowe
płatności za gaz	90	USD	do 1 m-ca	3,4742	-	- ryzyko walutowe
płatności za gaz	290	USD	1 - 3 m-cy	3,4839	-	2 ryzyko walutowe
płatności za gaz	30	USD	3 - 6 m-cy	3,4583	-	1 ryzyko walutowe
płatności za gaz	31	EUR	do 1 m-ca	4,2552	-	- ryzyko walutowe
płatności za gaz	117	EUR	1 - 3 m-cy	4,2670	-	2 ryzyko walutowe
					12	5

Opcje put						
wpływ ze sprzedaży w walucie	1	EUR	do 1 m-ca	kurs wykonania PUT 4,1100; kurs wykonania CALL 4,2545	-	- ryzyko kursowe
wpływ ze sprzedaży w walucie	1	EUR	1 - 3 m-cy	kurs wykonania PUT 4,1200; kurs wykonania CALL 4,2545	-	- ryzyko kursowe
wpływ ze sprzedaży w walucie	1	EUR	1 - 3 m-cy	kurs wykonania PUT 4,1250; kurs wykonania CALL 4,2545	-	- ryzyko kursowe
					-	-

Grupa Kapitałowa PGNiG
Skonsolidowane Sprawozdanie Finansowe za okres zakończony 31 grudnia 2013 roku
(w milionach złotych)

Opcje call commodity						
płatności za gaz	0,150	FO	1 - 3 m-cy	711,52	-	- ryzyko cen towarów
płatności za gaz	0,502	FO	3 - 12 m-cy	643,72	3	- ryzyko cen towarów
płatności za gaz	0,038	FO	1 - 3 lata	630,00	1	- ryzyko cen towarów
płatności za gaz	0,186	FO	3 - 12 m-cy	569,08	-	- ryzyko cen towarów
płatności za gaz	0,084	GO	1 - 3 m-cy	1 050,45	-	- ryzyko cen towarów
płatności za gaz	0,251	GO	3 - 12 m-cy	955,38	8	- ryzyko cen towarów
płatności za gaz	0,020	GO	1 - 3 lata	955,00	1	- ryzyko cen towarów
płatności za gaz	5,800	TTF	1 - 3 m-cy	28,11	1	- ryzyko cen towarów
płatności za gaz	8,650	TTF	3 - 12 m-cy	26,73	26	- ryzyko cen towarów
płatności za gaz	0,176	HFO	do 1 m-ca	793,52	-	- ryzyko cen gazu
płatności za gaz	0,503	HFO	1 - 3 m-cy	791,65	-	- ryzyko cen gazu
płatności za gaz	0,416	HFO	3 - 6 m-cy	732,38	-	2 ryzyko cen gazu
płatności za gaz	0,118	HFO	6 - 12 m-cy	749,92	-	- ryzyko cen gazu
płatności za gaz	0,127	GO	do 1 m-ca	1 108,82	-	- ryzyko cen gazu
płatności za gaz	0,373	GO	1 - 3 m-cy	1 097,37	-	- ryzyko cen gazu
płatności za gaz	0,338	GO	3 - 6 m-cy	1 014,05	-	13 ryzyko cen gazu
płatności za gaz	0,123	GO	6 - 12 m-cy	1 052,68	-	- ryzyko cen gazu
					40	15

Opcje put commodity						
płatności za gaz	0,109	GO	3 - 12 m-cy	826,80	-	- ryzyko cen towarów
płatności za gaz	0,138	HFO	do 1 m-ca	587,04	-	- ryzyko cen gazu
płatności za gaz	0,454	HFO	1 - 3 m-cy	594,79	-	- ryzyko cen gazu
płatności za gaz	0,222	HFO	3 - 6 m-cy	545,11	-	- ryzyko cen gazu
płatności za gaz	0,105	GO	do 1 m-ca	841,90	-	- ryzyko cen gazu
płatności za gaz	0,373	GO	1 - 3 m-cy	858,16	-	- ryzyko cen gazu
płatności za gaz	0,211	GO	3 - 6 m-cy	818,72	-	- ryzyko cen gazu
					-	-

Grupa Kapitałowa PGNiG
Skonsolidowane Sprawozdanie Finansowe za okres zakończony 31 grudnia 2013 roku
(w milionach złotych)

Swap commodity						
płatności za gaz	0,023	FO	1 - 3 m-cy	602,13	-	- ryzyko cen towarów
płatności za gaz	0,042	FO	1 - 3 m-cy	607,73	-	- ryzyko cen towarów
płatności za gaz	0,015	FO	3 - 12 m-cy	609,75	-	- ryzyko cen towarów
płatności za gaz	0,085	FO	3 - 12 m-cy	602,18	1	- ryzyko cen towarów
płatności za gaz	0,028	GO	1 - 3 m-cy	869,77	4	- ryzyko cen towarów
płatności za gaz	0,049	GO	3 - 12 m-cy	893,39	6	- ryzyko cen towarów
płatności za gaz	1,730	TTF	1 - 3 m-cy	27,47	3	- ryzyko cen towarów
płatności za gaz	7,050	TTF	3 - 12 m-cy	25,79	17	- ryzyko cen towarów
płatności za gaz	4,135	TTF	1 - 3 m-cy	27,78	(10)	- ryzyko cen towarów
płatności za gaz	2,035	TTF	3 - 12 m-cy	27,16	(5)	- ryzyko cen towarów
					16	-
		Razem			183	(288)
		W tym:			307	105
		wycena pozytywna		aktywa	(124)	(393)
		wycena negatywna		zobowiązania	(124)	(393)

GO - Gasoil
FO - Fuel Oil
HFO - Heavy Fuel Oil
TTF – Natural Gas at the Title Transfer Facility

Wycena pozytywna instrumentów pochodnych na koniec okresu jest prezentowana w sprawozdaniu z sytuacji finansowej w odrębnej pozycji aktywów obrotowych. Natomiast wycena negatywna jest prezentowana w sprawozdaniu z sytuacji finansowej w odrębnej pozycji zobowiązań krótkoterminowych. Skutki wyceny otwartych pozycji odnoszone są w wynik finansowy okresu lub bezpośrednio w kapitały w przypadku wystąpienia części skutecznej, stanowiącej efektywne zabezpieczenie zmiany wartości godziwej finansowych instrumentów pochodnych wyznaczonych do zabezpieczenia przepływów pieniężnych. W takim przypadku w momencie realizacji pochodnego instrumentu finansowego i pozycji zabezpieczanej zmniejszeniu lub zwiększeniu ulegają kapitały Grupy, a wartość skuteczna odnoszona jest w rachunek zysków i strat w miejscu powstawania kosztów pozycji zabezpieczanej. Część nieskuteczna oraz wartość godziwa transakcji niewyznaczonych jako transakcje zabezpieczające odnoszona jest w pozostałe pozycje wyniku finansowego danego okresu.

	Okres od 1 stycznia 2013 do 31 grudnia 2013	Okres od 1 stycznia 2012 do 31 grudnia 2012
Wynik z wyceny pochodnych instrumentów finansowych - niezrealizowany	257	109
Wynik z wyceny pochodnych instrumentów finansowych - zrealizowany	(177)	(217)
Razem wynik z wyceny pochodnych instrumentów finansowych ujęty w rachunku zysków i strat	80	(108)
w tym:		-
ujęty w koszcie zużycia surowców i materiałów	(53)	37
ujęty w pozostałych przychodach i kosztach operacyjnych	168	(116)
ujęty w przychodach lub kosztach finansowych	(35)	(29)
Wynik z wyceny pochodnych instrumentów finansowych ujęty w innych całkowitych dochodach - niezrealizowany	72	(250)
Razem wynik z wyceny pochodnych instrumentów finansowych ujęty w kapitałach	152	(358)

36. ZOBOWIĄZANIA I NALEŻNOŚCI WARUNKOWE

36.1. Należności warunkowe

	31 grudnia 2013	31 grudnia 2012
Od jednostek powiązanych:		
z tytułu otrzymanych poręczeń i gwarancji	1	1
z tytułu otrzymanych weksli	180	152
Od jednostek powiązanych razem	181	153
Od jednostek pozostałych:		
z tytułu otrzymanych poręczeń i gwarancji	283	420
z tytułu otrzymanych weksli	129	158
pozostałe aktywa warunkowe	194	226
Od jednostek pozostałych razem	606	804
Aktywa warunkowe razem	787	957

36.2. Zobowiązania warunkowe

	31 grudnia 2013	31 grudnia 2012
Na rzecz pozostałych jednostek		
z tytułu udzielonych poręczeń i gwarancji*	9 952	9 732
z tytułu wystawionych weksli	782	698
pozostałe zobowiązania warunkowe	1	1 129
Na rzecz jednostek pozostałych razem	10 735	11 559
Zobowiązania warunkowe razem	10 735	11 559

* Zobowiązania warunkowe w walucie przeliczone według kursów NBP z dnia 31 grudnia 2013 roku.

Spadek należności warunkowych w 2013 roku wynika przede wszystkim z wygaśnięcia gwarancji bankowych i gwarancji należytego wykonania umowy, a także wygaśnięcia weksli, będących zabezpieczeniem należności za paliwo gazowe. Wzrost należności warunkowych od jednostek powiązanych związany jest głównie z wystawionymi wekslami przez jednostki powiązane na rzecz Jednostki Dominującej.

Wzrost zobowiązań warunkowych z tytułu udzielonych poręczeń i gwarancji oraz wystawionych weksli w 2013 roku wynika przede wszystkim ze zmian kursów walut, w których wyrażone są pozycje zobowiązań. Umocnienie się euro do złotówki w 2013 roku wpłynęło na zwiększenie kwot zobowiązań warunkowych z tytułu udzielonej przez Jednostkę Dominującą gwarancji spłaty zobowiązań wynikających z emisji euroobligacji (wzrost o 88,5 milionów złotych według kursu NBP z dnia 31 grudnia 2013 roku) oraz gwarancji należytego wykonania umowy przez spółkę zależną PGNiG Upstream International AS wobec państwa norweskiego (wzrost o 37 milionów złotych). Zmniejszenie pozostałych zobowiązań warunkowych wynika ze spełnienia w grudniu 2013 roku, przez PGNiG Upstream International AS, warunków zwiększających wiarygodność kredytową spółki, co pozwoliło na zwolnienie zabezpieczenia zobowiązań kredytowych tej spółki wobec banków.

37. ZOBOWIĄZANIA POZABILANSOWE

37.1. Zobowiązania z tytułu leasingu operacyjnego

	31 grudnia 2013	31 grudnia 2012
do 1 roku	9	11
od 1 do 5 lat	4	10
Razem	13	21

37.2. Zobowiązania z tytułu podpisanych umów (nieujęte w sprawozdaniu z sytuacji finansowej)

	31 grudnia 2013	31 grudnia 2012
Zobowiązania wynikające z podpisanych umów	6 527	4 951
Stan realizacji umów na dzień bilansowy	(4 506)	(3 292)
Zobowiązania wynikające z umów, zapadające po dniu bilansowym	2 021	1 659

38. INFORMACJE O PODMIOTACH POWIĄZANYCH

38.1. Transakcje z podmiotami powiązanymi

Podmiot powiązany	Obroty od 1 stycznia do dnia:	Sprzedaż do podmiotów powiązanych	Zakupy od podmiotów powiązanych	Saldo na dzień	Należności brutto od podmiotów powiązanych	Należności netto od podmiotów powiązanych	Udzielone pożyczki brutto podmiotom powiązanym	Udzielone pożyczki netto podmiotom powiązanym	Zobowiązani a wobec podmiotów powiązanych
Jednostki współzależne i stowarzyszone konsolidowane metodą praw własności	31 grudnia 2013	35	-	31 grudnia 2013	4	4	-	-	6
	31 grudnia 2012	29	-	31 grudnia 2012	4	4	-	-	7
Jednostki zależne i stowarzyszone nie konsolidowane	31 grudnia 2013	21	(69)	31 grudnia 2013	11	6	216	185	10
	31 grudnia 2012	10	(111)	31 grudnia 2012	4	4	146	117	10
Razem podmioty powiązane	31 grudnia 2013	56	(69)	31 grudnia 2013	15	10	216	185	16
	31 grudnia 2012	39	(111)	31 grudnia 2012	8	8	146	117	17

W 2013 roku, poza wypłatą dywidendy przedstawioną w nocie 10, nie wystąpiły istotne transakcje z akcjonariuszami.

W 2013 roku Jednostka Dominująca ani spółki od niej zależne nie zawarły żadnych istotnych transakcji z podmiotami powiązanymi na innych warunkach niż warunki rynkowe.

Grupa sporządza dokumentację dla transakcji z jednostkami powiązanymi zgodną z art. 9a Ustawy o podatku dochodowym od osób prawnych. Procedura stosowana jest każdorazowo przy zawieraniu przez podmioty z Grupy Kapitałowej PGNiG umów, aneksów do umów, zleceń (umów szczegółowych) lub zamówień składanych na podstawie umów ramowych z podmiotami powiązanymi, w przypadku gdy łączna kwota zobowiązań/należności (z jednym kontrahentem na podstawie jednej umowy) lub jej równowartość w złotych przekracza w roku kalendarzowym wartość 100 tysięcy euro dla transakcji towarowych oraz 30 tysięcy euro dla transakcji związanych ze świadczeniem usług, sprzedażą lub udostępnieniem wartości niematerialnych.

38.2. Transakcje z jednostkami, których udziałowcem/akcjonariuszem jest Skarb Państwa

Grupa korzysta ze zwolnienia przewidzianego w paragrafach 25-27 MSR 24 dotyczących szczegółowości prezentacji transakcji z podmiotami powiązаныmi poprzez udziałowca/akcjonariusza, którym jest Skarb Państwa. Brak szczególnych transakcji z tymi podmiotami upoważnia Spółkę do prezentowania informacji w dozwolonym przez znowelizowany MSR 24 minimalnym zakresie zaprezentowanym poniżej.

Główne transakcje prowadzone z jednostkami, których udziałowcem/akcjonariuszem jest Skarb Państwa dotyczą bieżącej działalności Grupy, czyli obrotu i dystrybucji gazu ziemnego oraz sprzedaży ropy naftowej.

W 2013 roku Grupa uzyskała największe obroty z następującymi podmiotami, których akcjonariuszem lub udziałowcem (bezpośrednio lub pośrednio) jest Skarb Państwa: Operator Gazociągów Przesyłowych GAZ-SYSTEM S.A., Polski Koncern Naftowy ORLEN S.A., PGE Górnictwo i Energetyka Konwencjonalna S.A., Grupa LOTOS S.A., KGHM Polska Miedź S.A., Krośnieńskie Huty Szkła KROSNO S.A. w upadłości, Grupa Azoty Zakłady Azotowe PUŁAWY S.A., Grupa Azoty Zakłady Chemiczne POLICE S.A., Grupa Azoty Zakłady Azotowe Kędzierzyn S.A., Zakłady Azotowe w Tarnowie - Mościcach S.A., Huta Cynku „Miasteczko Śląskie” S.A., Rafineria Trzebinia S.A., Rafineria Nafty Jedlicze S.A.

W 2012 roku Grupa uzyskała największe obroty z następującymi podmiotami, których akcjonariuszem lub udziałowcem jest Skarb Państwa: Operator Gazociągów Przesyłowych GAZ SYSTEM S.A., Polski Koncern Naftowy ORLEN S.A., PGE Górnictwo i Energetyka Konwencjonalna S.A., Grupa LOTOS S.A., KGHM Polska Miedź S.A., Krośnieńskie Huty Szkła KROSNO S.A. w upadłości, Zakłady Azotowe PUŁAWY S.A., Zakłady Chemiczne POLICE S.A., Zakłady Azotowe w Tarnowie - Mościcach S.A., Huta Cynku „Miasteczko Śląskie” S.A.

38.3. Informacje o wynagrodzeniach osób wchodzących w skład organów zarządzających i nadzorujących w spółkach Grupy Kapitałowej

	Okres od 1 stycznia 2013 do 31 grudnia 2013	Okres od 1 stycznia 2012 do 31 grudnia 2012
Wynagrodzenie osób zarządzających	37,29	31,01
Jednostka dominująca	5,20	1,89
Jednostki zależne	23,02	21,60
Jednostki współzależne	8,26	6,71
Jednostki stowarzyszone	0,81	0,81
Wynagrodzenie osób nadzorujących	5,42	12,11
Jednostka dominująca	0,36	0,36
Jednostki zależne	3,25	7,84
Jednostki współzależne	1,25	3,21
Jednostki stowarzyszone	0,56	0,70
Razem	42,71	43,12

38.4. Pożyczki udzielone osobom zarządzającym oraz osobom nadzorującym w spółkach Grupy Kapitałowej

	31 grudnia 2013	31 grudnia 2012
Osoby zarządzające		
Oprocentowanie (%)	1%-3%	1%-4%
Wymagalność	3-5 lat	3-5 lat
Wartość pożyczek pozostałych do spłaty	0,01	0,16
Osoby nadzorujące		
Oprocentowanie (%)	-	4%
Wymagalność	-	5 lat
Wartość pożyczek pozostałych do spłaty	-	0,01
Razem wartość pożyczek pozostałych do spłaty	0,01	0,17

38.5. Informacje o wynagrodzeniach, wypłaconych osobom wchodzącym w skład organów zarządzających i nadzorujących Jednostkę Dominującą

Imię i nazwisko	Okres od 1 stycznia 2013 do 31 grudnia 2013		
	Łączna kwota wynagrodzeń, świadczeń dodatkowych oraz nagród wypłaconych w 2013 roku	Łączna kwota wynagrodzeń z tytułu pełnienia funkcji w jednostkach podporządkowanych w 2013 roku	Razem wynagrodzenie wypłacone w 2013 roku
Razem Zarząd, w tym:	5,201	1,413	6,614
Jarosław Bauc	-	-	-
Jerzy Kurella	0,550	0,255	0,805
Andrzej Parafianowicz	-	-	-
Zbigniew Skrzypkiewicz	0,058	-	0,058
Violetta Jasińska-Jaśkowiak	0,009	0,003	0,012
Osoby zarządzające w okresie sprawozdawczym, ale nie pełniące już swoich funkcji na koniec bieżącego okresu			
Radosław Dudziński	1,183	0,210	1,393
Sławomir Hinc	0,071	0,250	0,321
Jacek Murawski	0,966	0,283	1,249
Grazyna Piotrowska-Oliwa	1,284	0,228	1,512
Mirosław Szkałuba	1,080	0,184	1,264
Razem Rada Nadzorcza, w tym:	0,359	0,060	0,419
Chmielewski Wojciech	0,041	-	0,041
Marcin Moryń	0,041	-	0,041
Mieczysław Kawecki	0,041	0,044	0,085
Agnieszka Chmielarz	0,041	0,008	0,049
Józef Głowacki	0,041	-	0,041
Janusz Pilitowski	0,041	-	0,041
Jolanta Siergiej	0,041	0,008	0,049
Ewa Sibrecht-Ośka	0,041	-	0,041
Osoby nadzorujące w okresie sprawozdawczym, ale nie pełniące już swoich funkcji na koniec bieżącego okresu			
Mieczysław Puławski	0,020	-	0,020
Zbigniew Skrzypkiewicz	0,011	-	0,011
Razem	5,560	1,473	7,033

Grupa Kapitałowa PGNiG
Skonsolidowane Sprawozdanie Finansowe za okres zakończony 31 grudnia 2013 roku
(w milionach złotych)

Imię i nazwisko	Okres od 1 stycznia 2012 do 31 grudnia 2012		
	Łączna kwota wynagrodzeń, świadczeń dodatkowych oraz nagród wypłaconych w roku	Łączna kwota wynagrodzeń z tytułu pełnienia funkcji w jednostkach podporządkowanych w roku	Razem wynagrodzenie wypłacone w roku
Razem Zarząd, w tym:	1,895	2,840	4,735
Grazyna Piotrowska-Oliwa	0,211	0,558	0,769
Radostaw Dudziński	0,330	0,858	1,188
Sławomir Hinc	0,336	0,857	1,193
Mirosław Szałuba	0,369	0,423	0,792
Osoby zarządzające w okresie porównawczym, ale nie pełniące już swoich funkcji na koniec tego okresu			
Kazimierz Chrobak	0,222	-	0,222
Mieczysław Jakiel	0,091	0,018	0,109
Ewa Bernacik	0,106	0,037	0,143
Marek Karabuła	0,230	0,089	0,319
Razem Rada Nadzorcza, w tym:	0,360	0,213	0,573
Chmielewski Wojciech	0,040	-	0,040
Marcin Moryń	0,041	-	0,041
Mieczysław Kawecki	0,041	0,043	0,084
Agnieszka Chmielarz	0,041	0,045	0,086
Józef Głowacki	0,040	-	0,040
Mieczysław Puławski	0,041	-	0,041
Jolanta Siergiej	0,041	0,045	0,086
Janusz Pilitowski	0,040	-	0,040
Ewa Sibrecht-Ośka	0,033	-	0,033
Osoby nadzorujące w okresie porównawczym, ale nie pełniące już swoich funkcji na koniec tego okresu			
Grzegorz Banaszek	0,001	-	0,001
Stanisław Rychlicki	0,001	0,080	0,081
Razem	2,255	3,053	5,308

38.6. Wynagrodzenie firmy audytorskiej za obowiązkowe badanie rocznego skonsolidowanego sprawozdania finansowego Grupy Kapitałowej oraz inne usługi

	Okres od 1 stycznia 2013 do 31 grudnia 2013	Okres od 1 stycznia 2012 do 31 grudnia 2012
Badanie rocznego skonsolidowanego sprawozdania finansowego	0,09	0,10
Badanie rocznego jednostkowego sprawozdania finansowego	0,10	0,12
Inne usługi poświadczające, w tym za przegląd sprawozdań finansowych	0,50	0,53
Pozostałe usługi	-	0,01
Razem	0,69	0,76

38.7. Wspólne przedsięwzięcia nie podlegające konsolidacji

W 2013 roku PGNiG S.A. współpracowała na terytorium Polski z następującymi podmiotami: FX Energy Poland Sp. z o.o., CalEnergy Resources Poland Sp. z o.o., EuroGas Polska Sp. z o.o., Energia Bieszczady Sp. z o.o., Orlen Upstream Sp. z o.o., San Leon Energy PLC (spółka wykupiła udziały dotychczasowego partnera, tj. firmy Aurelian Oil & Gas PLC) - poprzez spółki zależne Energia Karpaty Zachodnie Sp. z o.o. Sp. k. i Energia Karpaty Wschodnie Sp. z o.o. Sp. k.

Ponadto w 2013 roku PGNiG S.A., Tauron Polska Energia S.A., KGHM Polska Miedź S.A., PGE Polska Grupa Energetyczna S.A. i Enea S.A. na podstawie umowy ramowej z dnia 4 lipca 2012 roku (w zakresie poszukiwania i wydobywania gazu ziemnego oraz ropy naftowej z łupków na obszarze koncesji Wejherowo) prowadziły negocjacje mające na celu ustalenie szczegółowych warunków współpracy. Umowa ramowa wygasła 31 grudnia 2013 roku, w związku z nie spełnieniem określonych w niej warunków.

W dniu 14 sierpnia 2013 roku podpisana została umowa o wspólnych operacjach pomiędzy PGNiG S.A. a LOTOS Petrobaltic S.A. na koncesji Kamień Pomorski. Realizacja umowy będzie możliwa po spełnieniu warunków zawieszających tj. uzyskaniu pozytywnej interpretacji podatkowych z Ministerstwa Finansów i zgody Ministerstwa Środowiska na poddzierżawę użytkownika górnictwa. Do końca 2013 roku nie zostały spełnione wszystkie warunki zawieszające.

FX Energy Poland sp. z o.o., siedziba: Warszawa 00-613, ul. Chałubińskiego 8

PGNiG S.A. współpracuje z firmą FX Energy Poland Sp. z o.o. na obszarach koncesyjnych PGNiG S.A.:

- „Płotki” na podstawie Umowy o Wspólnych Operacjach z dnia 12 maja 2000 roku; udziały wynoszą: PGNiG S.A. (operator) – 51%, FX Energy Poland Sp. z o.o. – 49%,
- „Płotki”-„PTZ” tzw. Poszerzony Teren Zaniemyśla na podstawie Umowy Operacyjnej Użytkowników Górniczych z dnia 26 października 2005 roku; udziały wynoszą: PGNiG S.A. (operator) – 51%, FX Energy Poland sp. z o.o. – 24,5%, CalEnergy Resources Poland Sp. z o.o. – 24,5%,
- „Poznań” na podstawie Umowy o Wspólnych Operacjach z dnia 1 czerwca 2004 roku; udziały wynoszą: PGNiG S.A. (operator) – 51%, FX Energy Poland Sp. z o.o. – 49%.

Prace na obszarach koncesyjnych należących do FX Energy Poland Sp. z o.o. prowadzone są na obszarach:

- „Warszawa-Południe” (bloki 254, 255) na podstawie Umowy o Wspólnych Operacjach z dnia 26 maja 2011 roku; udziały wynoszą: FX Energy Poland Sp. z o.o.(operator) – 51%, PGNiG S.A. – 49%,
- „Ostrowiec” na podstawie Umowy o Wspólnych Operacjach z dnia 27 lutego 2009 roku, udziały wynoszą: FX Energy Poland Sp. z o.o.(operator) – 51%, PGNiG S.A. – 49%,
- „Kutno” na podstawie Umowy o Wspólnych Operacjach z dnia 30 września 2010 roku; udziały wynoszą: FX Energy Poland Sp. z o.o.(operator) – 50%, PGNiG S.A. – 50%.

EuroGas Polska Sp. z o.o., siedziba: Pszczyna 43-200, ul. Górnośląska 3

Energia Bieszczady Sp. z o.o., siedziba: Warszawa 00-654, ul. Śniadeckich 17

W 2013 roku PGNiG S.A. współpracowała z firmą EuroGas Polska Sp. z o.o. oraz Energia Bieszczady Sp. z o.o. na obszarze koncesyjnym „Bieszczady” na podstawie Umowy o Wspólnych Operacjach z dnia 1 czerwca 2007 roku. Udziały w przedsięwzięciu wynoszą: PGNiG S.A. (operator) – 51%, EuroGas Polska Sp. z o.o. – 24% i Energia Bieszczady Sp. z o.o. – 25%.

Orlen Upstream Sp. z o.o., siedziba: Warszawa 01-208, ul. Przyokopowa 31

W 2013 roku PGNiG S.A. kontynuowała współpracę z firmą Orlen Upstream Sp. z o.o., na obszarze „Sieraków” na podstawie umowy o wspólnych operacjach z dnia 22 czerwca 2009 roku. Udziały w przedsięwzięciu wynoszą: PGNiG S.A. (operator) – 51%, Orlen Upstream Sp. z o.o. – 49%.

San Leon Energy PLC (spółka wykupiła udziały dotychczasowego partnera, tj. firmy Aurelian Oil & Gas PLC)

Energia Karpaty Zachodnie Sp. z o.o. Sp. k. (spółka zależna San Leon Energy PLC)

Energia Karpaty Wschodnie Sp. z o.o. Sp. k. (spółka zależna San Leon Energy PLC)

Prace na koncesjach należących do San Leon Energy PLC prowadzone są na obszarach:

- „Karpaty Zachodnie” na podstawie Umowy o Wspólnych Operacjach z dnia 17 grudnia 2009 roku z firmą Energia Karpaty Zachodnie Sp. z o.o. Sp. k. (spółką zależną San Leon Energy PLC); udziały wynoszą: Energia Karpaty Zachodnie Sp. z o.o. Sp. k. (operator) – 60%, PGNiG S.A. – 40%,
- „Karpaty Wschodnie” na podstawie Umowy o Wspólnych Operacjach z dnia 17 grudnia 2009 roku z firmą Energia Karpaty Wschodnie Sp. z o.o. Sp. k. (spółką zależną San Leon Energy PLC); udziały wynoszą: Energia Karpaty Wschodnie Sp. z o.o. Sp. k. (operator) – 80%, PGNiG S.A. – 20%.

38.8. Działalność poza granicami kraju

Udziały PGNiG S.A. w spółkach zagranicznych

Ukraina

Spółka **Dewon P.S.A.** jest prywatną spółką akcyjną (nienotowaną na giełdzie papierów wartościowych). Została utworzona 17 listopada 1999 roku. Podstawowym celem i zadaniem spółki jest realizacja usług związanych z wydobyciem gazu ziemnego, rekonstrukcją odwiertów oraz zagospodarowaniem i eksploatacją złóż na Ukrainie.

Fundusz statutowy (kapitał zakładowy) spółki wynosi 11,1 milionów UAH, to jest 4,11 milionów złotych (według kursu NBP z dnia 31 grudnia 2013) i dzieli się na 120 000 akcji o wartości nominalnej 92,89 UAH każda. Wartość udziałów w skonsolidowanym sprawozdaniu Grupy Kapitałowej na dzień 31 grudnia 2013, wynosiła 2,5 miliona złotych i w całości była objęta odpisem aktualizującym.

Struktura własności akcji przedstawia się następująco:

- | | |
|----------------------------------|--------|
| • PGNiG S.A. | 36,38% |
| • Prawniczyj Alians Sp. z o.o. | 25,99% |
| • Ferrous Trading Ltd. | 25,08% |
| • NAK Neftiegaz Ukrainy | 12,13% |
| • Oszkader Walentyna Georgijewna | 0,41% |
| • SZJu Łtawa Sp. z o.o. | 0,01% |

Produkcja gazu ziemnego została uruchomiona przez spółkę w listopadzie 2003 roku i trwała do 24 kwietnia 2009 roku.

W połowie roku 2012, po przeszło 3-letniej przerwie, Spółka wznowiła wydobycie na złożu Sachalińskim we wschodniej Ukrainie. W dniu 15 maja 2012 roku podpisana została nowa umowa joint venture (trzystronna) z Ukrnaftoburienie (właściciel licencji) i spółką Golden Derrik.

Oman

Kapitał zakładowy spółki **Sahara Petroleum Technology Llc** wynosi 0,15 milionów OMR (omańskich riali), to jest 1,17 milionów złotych (według średniego kursu NBP z dnia 31 grudnia 2013 roku) i dzieli się na 150 000 udziałów o wartości 1 OMR każdy. Wartość udziałów w skonsolidowanym sprawozdaniu Grupy Kapitałowej na dzień 31 grudnia 2013 roku wynosi 0,88 milionów złotych i w całości była objęta odpisem aktualizującym.

Struktura własności udziałów przedstawia się następująco:

- PGNiG S.A. 73 500 udziałów - 49%,
- Petroleum and Gas Technology llc 76 500 udziałów - 51%

Spółka została zawiązana w 2000 roku, z inicjatywy Zakładu Robót Górniczych Krosno Sp. z o.o. (obecnie oddział spółki Exalo Drilling S.A., w której PGNiG S.A. posiada 100% akcji). Głównym celem zawiązania spółki było prowadzenie przez nią usług serwisowych w zakresie obróbki i rekonstrukcji odwiertów, operacji techniką linową, konserwacji głowic eksploatacyjnych i lekkich oraz średnich wierceń z wykorzystaniem potencjału technologicznego PGNiG S.A.

Spółka nigdy nie podjęła działalności, do której prowadzenia została powołana. W dniu 7 czerwca 2009 roku wspólnicy podjęli uchwałę o rozwiązaniu spółki i wyznaczeniu likwidatora. Obecnie przeprowadzany jest proces likwidacji Spółki.

Niemcy

W dniu 1 lipca 2005 roku w Poczdamie pomiędzy PGNiG S.A. oraz VNG-Verbundnetz Gas AG zostały podpisane dwie umowy założycielskie spółek na prawie niemieckim:

- **InterTransGas GmbH (ITG),**
- **InterGasTrade GmbH (IGT).**

Obaj partnerzy objęli po 50% udziałów w każdej ze spółek. Kapitały zakładowe założonych spółek wyniosły po 0,2 milionów euro, to jest 0,83 milionów złotych (według średniego kursu NBP z dnia 31 grudnia 2013), a ich siedziby znajdują się w Poczdamie (InterGasTrade GmbH) i Lipsku (InterTransGas GmbH).

Spółka InterGasTrade GmbH nie została wpisana do rejestru handlowego.

W dniu 9 sierpnia 2005 roku spółka InterTransGas GmbH została wpisana do rejestru handlowego w Poczdamie. Przedmiotem działalności spółki jest budowa i eksploatacja infrastruktury przesyłowej oraz sprzedaż mocy przesyłowych.

Od 1 marca 2012 roku po stronie niemieckiej wspólnikiem jest ONTRAS - VNG Gastransport GmbH (100% spółka zależna VNG AG zajmująca się działalnością przesyłową, dalej jako ONTRAS). Udziały ITG zostały przeniesione przez VNG na ONTRAS w ramach rozdziału działalności sieciowej od produkcyjnej i obrotu.

Wartość udziałów ujętych w skonsolidowanym sprawozdaniu finansowym GK PGNiG na dzień 31 grudnia 2013 roku wynosiła 5,24 milionów złotych.

W dniu 12 grudnia 2013 roku Zgromadzenie Wspólników ITG podjęło uchwałę w sprawie likwidacji Spółki (co nie zostało jeszcze wpisane do niemieckiego rejestru handlowego). Z chwilą opublikowania wpisu w elektronicznym Monitorze Federalnym rozpocznie się roczny okres, w którym wierzyciele mogą zgłaszać roszczenia względem ITG. Po upływie tego okresu pozostały majątek zostanie wypłacony wspólnikom.

W dniu 21 grudnia 2010 roku została zawiązana spółka **PGNiG Sales & Trading GmbH** (do 2011 roku spółka funkcjonowała pod firmą **POGC Trading GmbH**) z siedzibą w Monachium (PST). Całość udziałów objęła PGNiG S.A. za wkład pieniężny opłacony w grudniu 2010 roku.

Przedmiotem działalności spółki jest kupno, sprzedaż oraz obrót gazem, paliwami i innymi formami energii (związanymi z tymi produktami w formie fizycznej), a także obrót produktami pochodnymi i produktami finansowymi, z tym że obrót produktami pochodnymi i produktami finansowymi ma być prowadzony wyłącznie dla zabezpieczenia ryzyk własnych.

W listopadzie 2011 roku spółka podjęła działalność operacyjną zakupu gazu ziemnego na rynku europejskim z przeznaczeniem dla PGNiG S.A. Działalność ta jest kontynuowana na europejskim rynku gazu ziemnego do chwili obecnej.

W czerwcu 2012 roku PGNiG Sales & Trading GmbH nabyła 100% udziałów w spółce XOOOL GmbH o kapitale podstawowym 0,5 milionów euro, to jest 2,07 milionów złotych (według średniego kursu NBP z dnia 31 grudnia 2013), zarejestrowanej w Monachium. Spółka XOOOL GmbH jest operatorem gazowym posiadającym sieć 16 600 odbiorców końcowych gazu ziemnego w Niemczech.

W IV kwartale 2013 roku Grupa PST sprzedawała gaz ziemny do około 29 tysięcy odbiorców końcowych i energię elektryczną do ponad 6 tysięcy odbiorców końcowych.

W czerwcu 2013 roku PST zarejestrowała oddział spółki w Pradze.

Norwegia

W dniu 24 maja 2007 roku Jednostka Dominująca powołała w Norwegii spółkę zależną – **PGNiG Norway AS** w formie spółki z ograniczoną odpowiedzialnością, jako spółkę celową do realizacji zadań PGNiG S.A. na Norweskim Szelfie Kontynentalnym (NCS). W dniu 23 maja 2013 roku została zarejestrowana zmieniona umowa spółki obejmująca m.in. nową nazwę **PGNiG Upstream International AS** oraz rozszerzony przedmiot działalności, wynikający z powierzenia spółce funkcji koordynacji działalności poszukiwawczej poza granicami Polski. Jedynym właścicielem PGNiG Upstream International AS jest PGNiG S.A.

Przedmiot działalności spółki obejmuje eksploatację ropy naftowej i gazu ziemnego oraz inną działalność podobnego typu lub z tym związaną. PGNiG Upstream International AS ma również możliwość zaangażowania się w projekty infrastrukturalne związane z działalnością przesyłową siecią podmorską (np. budowa i operatorstwo na gazociągach) oraz prowadzenia działalności handlowej i finansowej oraz innych działalności na wszystkich etapach łańcucha wartości związanych z wykorzystaniem ropy naftowej i gazu ziemnego.

PGNiG Upstream International AS została powołana w szczególności dla wykonania umowy zawartej 28 lutego 2007 roku pomiędzy PGNiG S.A. a Mobil Development Norway AS i ExxonMobil Production Norway Inc. dotyczącej nabycia przez Spółkę udziałów w obszarach koncesyjnych złóż na Norweskim Szelfie Kontynentalnym, tj. złóż Skarv, Snadd oraz Idun. Zgodnie z umową joint – venture PGNiG Upstream International AS posiada prawo do 12% produkcji (pozostałe udziały posiadają British Petroleum – 24% (operator), Statoil – 36% oraz E.ON Ruhrgas – 28%) pochodzącej ze złoża Skarv/Snadd/Idun i w takiej samej proporcji obowiązek udziału w nakładach inwestycyjnych. Operatorem złoża jest British Petroleum.

Ponadto, w lutym 2010 roku spółka uzyskała od norweskiego Ministerstwa Nafty i Energii uprawnienia do wykonywania funkcji operatorskich na Norweskim Szelfie Kontynentalnym.

W dniu 31 grudnia 2012 roku spółka wspólnie ze swoimi partnerami uruchomiła wydobycie ropy naftowej i gazu ziemnego ze złoża Skarv na Norweskim Szelfie Kontynentalnym.

Od stycznia 2013 roku prowadzona jest sprzedaż wydobytych węglowodorów. Ropa naftowa sprzedawana jest bezpośrednio z platformy spółce Shell International Trading and Shipping Company Ltd. i transportowana przez kontrahenta za pośrednictwem operującego wahadłowo zespołu tankowców. Gaz natomiast przesyłany jest gazociągiem Gassled Area B System do lądowego terminalu w Kårsto, następnie gazociągiem Gassled Area D System do Niemiec, gdzie odbiera go spółka PGNiG Sales & Trading GmbH (spółka zależna PGNiG S.A.).

W czerwcu 2013 roku spółka zawarła aneks do umowy kredytowej podpisanej z 7 międzynarodowymi bankami na łączną kwotę 400 milionów dolarów amerykańskich. Podpisany aneks pozwala na przesunięcie płatności rat kredytowych, pierwotnie przewidzianych na czerwiec i grudzień 2013 roku, na 2014 rok. Na koniec grudnia 2013 roku saldo zadłużenia z tytułu umowy kredytowej wynosiło 354 milionów dolarów amerykańskich.

Holandia - Libia

W styczniu 2008 roku Zarząd PGNiG S.A. podjął uchwałę w sprawie wyrażenia zgody na wykorzystanie spółki PGNiG Finance B.V. (zawiązanej w dniu 14 września 2001 roku do obsługi emisji obligacji PGNiG S.A. denominowanych w euro) na potrzeby prowadzenia działalności poszukiwawczo-wydobywczej na terytorium Libii. W tym samym dniu Zarząd PGNiG S.A. podjął Uchwałę w sprawie zmiany umowy i zarządu spółki PGNiG Finance B.V. oraz założenia przez tę spółkę oddziału w Libii.

Zmiana umowy spółki została zarejestrowana w Holandii w dniu 4 lutego 2008 roku. Nową umową spółki dokonano zmiany jej nazwy na **Polish Oil and Gas Company – Libya B.V.** (POGC – Libya B.V.). Jedynym udziałowcem spółki jest PGNiG S.A.

Zarząd spółki POGC – Libya B.V. podjął działania, które doprowadziły do podpisania w lutym 2008 roku z firmą libijską National Oil Corporation (NOC) umowy Exploration and Production Sharing Agreement (EPSA), określającej warunki realizacji projektu poszukiwawczo-wydobywczego w Libii w związku z wygraniem przetargu na koncesję w obszarze 113, położonym na pograniczu basenów Murzuq i Gadamesh w pobliżu granicy z Algierią.

Zgodnie z zawartą umową EPSA, w przypadku odkrycia na powyżej opisanej koncesji komercyjnego złoża węglowodorów, zaalokowane do koncesji zgodnie z umową koszty jako baza „cost recovery”, które zostały poniesione przez Jednostkę Dominującą za pośrednictwem POGC Libya B.V. mogą zostać zwrócone poprzez ich zaliczenie do przychodów uzyskiwanych z wydobywania węglowodorów.

Ze względu na wydarzenia, jakie miały miejsce od połowy lutego 2011 roku w Libii, Zarząd Spółki POGC Libya B.V. podjął decyzję o ewakuacji z terenu tego kraju wszystkich zagranicznych pracowników i złożył władzom National Oil Corporation w Libii notyfikację z powołaniem się na klauzulę „siły wyższej” uzasadniającą wydłużenie terminu realizacji zobowiązań. W dniu 21 listopada 2012 roku Spółka POGC - Libya B.V. podpisała z libijską National Oil Corporation umowę znoszącą stan siły wyższej w ramach umowy EPSA i wydłużającą czas realizacji zobowiązań koncesyjnych. W 2013 roku spółka zakończyła prace przygotowawcze i rozpoczęła pierwszą fazę wierceń, obejmującą wykonanie czterech odwiertów poszukiwawczych.

W latach 2012 i 2013 spółka została dokapitalizowana, bez emisji nowych udziałów, odpowiednio kwotą 25 i 18 milionów dolarów amerykańskich, na finansowanie pierwszych odwiertów poszukiwawczych. Do końca 2013 roku wykonano dwa odwierty i przeprowadzono analizę ich wyników.

W dniu 17 stycznia 2014 roku Zarząd PGNiG S.A. podjął uchwałę o dokonaniu odpisu na całą wartość udziałów i dopłat do kapitału POGC Libya B.V., co skutkowało odpisem aktualizującym, obejmującym aktywa spółki POGC Libya B.V. ujęte w skonsolidowanym sprawozdaniu finansowym GK PGNiG w kwocie 291,7 milionów złotych.

Decyzja o prowadzeniu dalszych prac zostanie podjęta w zależności od wyników kolejnych analiz geologicznych i ekonomicznych oraz od rozwoju sytuacji politycznej w Libii.

Szwecja

W dniu 29 kwietnia 2011 roku PGNiG S.A. nabyło udziały spółki Goldcup 5839 AB z siedzibą w Sztokholmie. W dniu 20 czerwca 2011 roku została zarejestrowana zmiana nazwy spółki na **PGNiG Finance AB**.

Celem Spółki jest pozyskanie finansowania, m.in. poprzez emisję euroobligacji na rynkach międzynarodowych oraz zaciąganie i udzielanie pożyczek inwestorom prywatnym, z wyłączeniem działalności wymagającej w Szwecji licencji.

W lutym 2012 roku Spółka (we współpracy z PGNiG S.A.) dokonała emisji I transzy euroobligacji w kwocie 500 milionów euro, to jest 2073,6 milionów złotych (według kursu NBP z dnia 31 grudnia 2013). Obligacje są notowane na giełdzie w Luksemburgu. Środki pochodzące z emisji, po potrąceniu wynagrodzenia instytucji zaangażowanych w przygotowanie emisji, zostały przeznaczone na pożyczkę dla PGNiG S.A.

Działalność bezpośrednia Jednostki Dominującej poza granicami kraju - udziały w koncesjach poszukiwawczych

Jednostka Dominująca prowadzi prace poszukiwawcze w Pakistanie na podstawie umowy na poszukiwanie i eksploatację węglowodorów na obszarze koncesji Kirthar, zawartej 18 maja 2005 roku pomiędzy PGNiG S.A. a rządem Pakistanu. Prace poszukiwawcze w obszarze bloku Kirthar prowadzone są wspólnie z Pakistan Petroleum Ltd.(PPL), zgodnie z podziałem udziałów i kosztów PGNiG S.A. (operator) – 70%, PPL – 30%. W 2012 roku operator podjął decyzję o wejściu w II etap poszukiwawczy na koncesji Kirthar, w ramach którego do lipca 2014 roku odwiercony zostanie nowy otwór poszukiwawczy. W 2013 roku zakończono budowę gazociągów i tymczasowych instalacji napowierzchniowych oraz rozpoczęto testową eksploatację otworów Rehman-1 i Hallel X-1. Wydobyty gaz sprzedawany jest do pakistańskiej sieci przesyłowej. Ponadto w 2013 roku rozpoczęto prace przygotowawcze do wiercenia otworu poszukiwawczego Rizq-1, którego wykonanie planowane jest w 2014 roku.

W Egipcie Jednostka Dominująca prowadziła prace poszukiwawcze na koncesji Bahariya (Blok nr 3) na podstawie umowy EPSA (Exploration and Production Sharing Agreement) z dnia 17 maja 2009 roku, podpisanej z rządem Egiptu. Spółka posiada 100% udziałów w koncesji. W 2013 roku odwiercono dwa otwory poszukiwawcze. W związku z brakiem przemysłowego przyływu węglowodorów otwory zlikwidowano. Na bazie nowych danych geologicznych wykonano rewaluację potencjału naftowego koncesji Bahariya, która wykazała brak uzasadnienia ekonomicznego do kontynuowania prac. W związku z powyższym, podjęto decyzję o wygaszeniu koncesji i likwidacji oddziału w Egipcie.

Oddziały Grupy poza granicami kraju

Spółki Grupy PGNiG posiadają poza granicami kraju oddziały, które prowadzą działalność operacyjną lub wspierają działalność rozwojową Grupy poza granicami kraju.

PGNiG S.A. – Jednostka Dominująca:

Oddział Operatorski w Pakistanie – Islamabad,

Oddział w Egipcie – Kair (w trakcie procesu likwidacji),

Oddział w Danii – Kopenhaga (w trakcie procesu likwidacji).

GEOFIZYKA Kraków S.A.:

Oddział w Pakistanie – Islamabad,

Oddział w Libii – Trypolis,

Oddział w Gruzji – Tibilisi,

Oddział w Omanie – Muscat.

GEOFIZYKA Toruń S.A.:

Oddział w Egipcie – Suez.

Exalo Drilling S.A.:

Oddział w Libii – Trypolis,

Oddział w Egipcie – Kair,

Oddział w Czechach – Ostrawa,

Oddział w Pakistanie – Islamabad,

Oddział w Kazachstanie – Almaty,

Oddział w Republice Ugandy – Kampala,

Oddział w Gruzji – Tibilisi,

Oddział na Litwie – Dirvupiu,

Oddział na Słowacji – Bratysława,

Oddział w Etiopii – Bole Sub City, Adois Ababa.

Polish Oil and Gas Company - Libya B.V.:

Oddział w Libii – Benghazi.

PGNiG Sales & Trading GmbH:

Oddział w Czechach – Praga.

39. ZATRUDNIENIE (DANE W OSOBACH)

Zatrudnienie w podziale na segmenty na koniec okresu	31 grudnia 2013	31 grudnia 2012
Poszukiwanie i wydobywanie	10 754	10 990
Obrót i magazynowanie	4 357	4 685
w tym spółki konsolidowane metodą praw własności	287	288
Dystrybucja	13 050	13 255
Wytwarzanie	1 066	1 069
Pozostałe segmenty	1 990	2 327
Razem	31 217	32 326

40. INFORMACJE NA TEMAT PROCESU RESTRUKTURYZACJI W GRUPIE KAPITAŁOWEJ

W 2013 roku obowiązywał, przyjęty w dniu 11 grudnia 2008 roku przez Nadzwyczajne Walne Zgromadzenie (NWZ) PGNiG S.A., „Program racjonalizacji zatrudnienia oraz osłon finansowych dla pracowników Grupy Kapitałowej PGNiG lata 2009-2011 (III etap)”, (Program). Uchwałą NWZ PGNiG S.A. z dnia 7 grudnia 2011 roku, został przedłużony termin, na który utworzono Centralny Fundusz Restrukturyzacji (CFR), do dnia 31 grudnia 2015 roku. Tym samym Program wygaśnie w dniu 31 grudnia 2015 roku, chyba że jedna ze Stron (Zarząd PGNiG S.A. lub Strona Społeczna) wypowie Program w terminie wcześniejszym.

Program ten ma formułę „na gotowość”, co oznacza, że może być uruchamiany w sytuacjach szczególnych oraz wymaga stosowania przez podmioty nim objęte jednolitej procedury. Decyzje o realizacji Programu podejmowane mogą być wyłącznie w przypadku, gdy jest to uzasadnione skalą

projektowanych działań restrukturyzacyjnych, związanych ze zmniejszeniem zatrudnienia i/lub likwidacją stanowisk.

Koszty świadczeń osłonowych, przysługujące zwalnianym pracownikom na podstawie Programu, pokrywane są z Centralnego Funduszu Restrukturyzacji (CFR), którego dysponentem jest Walne Zgromadzenie PGNiG S.A. lub z innych funduszy tworzonych na ten cel przez podmioty objęte Programem. Grupa prezentuje CFR w pozycji Zobowiązania z tytułu świadczeń pracowniczych.

W dniu 10 sierpnia 2011 roku, Uchwałą NWZ PGNiG S.A., został przyjęty Aneks do Programu, który wprowadził możliwość wykorzystywania środków finansowych zgromadzonych w ramach CFR na wspieranie działań racjonalizacyjnych przez Spółkę PGNiG S.A. oraz możliwość tworzenia przez jednostki objęte Programem analogicznych funduszy na pokrycie kosztów racjonalizacji zatrudnienia. Do zasad funkcjonowania tych funduszy mają zastosowanie przepisy dotyczące zasad funkcjonowania CFR.

Podmioty, które zostały wymienione w Programie jako uprawnione do jego stosowania, a które znalazły się w trudnej sytuacji finansowej uniemożliwiającej samodzielne ponoszenie wszystkich wymaganych Programem kosztów racjonalizacji zatrudnienia, po podjęciu stosownych uchwał Zgromadzeń Wspólników (lub Akcjonariuszy) tych spółek, mają możliwość wnioskowania o skorzystanie przez ich byłych pracowników, z którymi rozwiązano stosunek pracy, ze środków kapitału rezerwowego PGNiG S.A. pod nazwą Centralny Fundusz Restrukturyzacji, o ile Walne Zgromadzenie PGNiG S.A. wyrazi na to zgodę.

W okresie sprawozdawczym ze środków Centralnego Funduszu Restrukturyzacji, wypłacone zostały jednorazowe świadczenia osłonowe:

- 138 byłym pracownikom Spółki PGNiG Technologie S.A., na łączną kwotę 7,6 milionów złotych;
- 46 byłym pracownikom spółki GEOFIZYKA Kraków S.A. na łączną kwotę 2,3 milionów złotych;
- 22 byłym pracownikom spółki PNiG Jasło S.A. (od 1 lutego 2013 roku jest to oddział Exalo Drilling S.A.) na łączną kwotę 0,8 miliona złotych.

Wnioski o uruchomienie Programu na pokrycie kosztów jednorazowych świadczeń osłonowych z kapitału rezerwowego pod nazwą Centralny Fundusz Restrukturyzacji w 2013 roku złożyły następujące jednostki:

- Exalo Drilling S.A. – o pokrycie kosztów jednorazowych świadczeń osłonowych 39 pracownikom, na łączną kwotę 2,3 milionów złotych (wniosek został rozpatrzony negatywnie);
- BUD-GAZ Sp. z o.o. w likwidacji – o pokrycie kosztów jednorazowych świadczeń osłonowych 15 pracownikom, na łączną kwotę 1 miliona złotych.

Po zrealizowaniu wniosku Spółki BUD-GAZ Sp. z o.o. w likwidacji, stan środków zgromadzonych na Centralnym Funduszu Restrukturyzacji będzie wynosił 2 miliony złotych.

Ponadto, jednostki GK PGNiG realizują inne programy dotyczące racjonalizacji zatrudnienia, w tym Programy Odejść Dobrowolnych.

41. ZARZĄDZANIE KAPITAŁEM

Głównym celem zarządzania kapitałem Grupy jest zapewnienie zdolności do kontynuowania działalności z uwzględnieniem realizacji planowanych inwestycji, przy jednoczesnym zwiększaniu wartości Grupy dla akcjonariuszy.

Grupa monitoruje stan kapitałów stosując wskaźnik dźwigni, który jest liczony jako stosunek zadłużenia netto do sumy kapitałów powiększonych o zadłużenie netto. Zasady Grupy stanowią, by wskaźnik ten nie przekroczył 35%. Do zadłużenia netto Grupa wlicza kredyty, pożyczki, zobowiązania z tytułu leasingu finansowego, zobowiązania z tytułu emisji papierów dłużnych, zobowiązania z tytułu

dostaw i usług oraz inne zobowiązania, pomniejszone o środki pieniężne i ekwiwalenty środków pieniężnych. Kapitał obejmuje kapitał własny należny akcjonariuszom Jednostki Dominującej.

	31 grudnia 2013	31 grudnia 2012
Kredyty, pożyczki, zobowiązania z tytułu leasingu finansowego oraz zobowiązania z tytułu emisji papierów dłużnych	7 661	10 211
Zobowiązania z tytułu dostaw i usług oraz inne zobowiązania	4 275	3 744
Środki pieniężne i ich ekwiwalenty (-)	(2 827)	(1 948)
Zadłużenie netto	9 109	12 007
Kapitał własny (przypisany akcjonariuszom jednostki dominującej)	28 447	27 193
Kapitał i zadłużenie netto	37 556	39 200
Wskaźnik dźwigni	24,3%	30,6%

42. INNE ISTOTNE INFORMACJE

42.1. Sprawa dopłat do kapitału PI GAZOTECH Sp. z o.o.

W 2013 roku toczyły się sprawy z powództwa PGNiG S.A. dotyczące uchylecia bądź stwierdzenia nieważności uchwał Nadzwyczajnego Zgromadzenia Wspólników PI GAZOTECH Sp. z o.o. dotyczących dopłat do kapitałów tej spółki.

Postępowanie w sprawie z powództwa PGNiG S.A. przeciwko PI GAZOTECH Sp. z o.o. o uchylenie bądź stwierdzenie nieważności uchwał Nadzwyczajnego Zgromadzenia Wspólników PI GAZOTECH Sp. z o.o. z dnia 23 kwietnia 2004 roku, w tym uchwały zobowiązującej PGNiG S.A. do dopłaty w kwocie 52 milionów złotych, toczyło się kolejno przed Sądem Okręgowym w Warszawie, Apelacyjnym w Warszawie i Sądem Najwyższym. W dniu 25 czerwca 2010 roku Sąd Okręgowy uwzględnił powództwo PGNiG S.A., stwierdzając nieważność uchwały o umorzeniu udziałów oraz uchwały o dopłatach. W dniu 12 listopada 2010 roku PI GAZOTECH Sp. z o.o. złożyła apelację do Sądu Okręgowego wraz z wnioskiem o zwolnienie od kosztów sądowych. Sąd Apelacyjny wyrokiem z dnia 14 grudnia 2011 roku oddalił apelację PI GAZOTECH Sp. z o.o. Wyrok jest prawomocny. 24 kwietnia 2012 roku PI GAZOTECH Sp. z o.o. złożyła skargę kasacyjną. Postanowieniem z dnia 13 marca 2013 roku Sąd Najwyższy odmówił przyjęcia skargi kasacyjnej do rozpoznania. W związku z tym, uchwała z dnia 23 kwietnia 2004 roku Zwyczajnego Zgromadzenia Wspólników PI GAZOTECH Sp. z o.o. jest nieważna, wyrok stwierdzający nieważność jest prawomocny i nie podlega wzruszeniu w postępowaniu ze skargi kasacyjnej przed Sądem Najwyższym. Tym samym postępowanie w powyższej sprawie zostało zakończone.

Postępowanie w sprawie z powództwa PGNiG S.A. przeciwko PI GAZOTECH Sp. z o.o. o uchylenie bądź stwierdzenie nieważności uchwały Nadzwyczajnego Zgromadzenia Wspólników PI GAZOTECH Sp. z o.o. z dnia 19 stycznia 2005 roku zobowiązującej PGNiG S.A. do wniesienia dopłaty w kwocie 26 milionów złotych, toczyło się przed Sądem Okręgowym i Sądem Apelacyjnym w Warszawie. Wyrokiem z dnia 18 października 2010 roku Sąd Okręgowy w Warszawie unieważnił uchwałę o dopłatach. W dniu 12 listopada 2010 roku PI GAZOTECH Sp. z o.o. złożyła apelację do Sądu Okręgowego wraz z wnioskiem o zwolnienie od kosztów sądowych. Sąd Apelacyjny w Warszawie wyrokiem z dnia 22 czerwca 2012 roku oddalił apelację PI GAZOTECH Sp. z o.o. Wyrok jest prawomocny. W dniu 30 października 2012 roku spółka PI GAZOTECH Sp. z o.o. wniosła skargę kasacyjną od powyższego wyroku. W dniu 14 sierpnia 2013 roku Sąd Najwyższy wydał postanowienie o odmowie przyjęcia skargi kasacyjnej do rozpoznania. Tym samym postępowanie w powyższej sprawie zostało zakończone.

42.2. Postępowanie przed Prezesem UOKiK

W dniu 28 grudnia 2010 roku Prezes UOKiK wszczął z urzędu postępowanie antymonopolowe w sprawie nadużywania przez PGNiG S.A. pozycji dominującej na krajowym rynku hurtowej sprzedaży gazu ziemnego, polegającej na:

- ograniczaniu zbytu ze szkodą dla kontrahentów lub konsumentów oraz
- przeciwdziałaniu ukształtowaniu się warunków niezbędnych do powstania bądź rozwoju konkurencji,

poprzez odmowę sprzedaży paliwa gazowego na zasadach umowy kompleksowej na rzecz przedsiębiorcy zamierzającego dokonywać dalszej odsprzedaży gazu ziemnego, tj. Nowy Gaz Sp. z o.o. w Warszawie.

Prezes UOKiK decyzją z dnia 5 lipca 2012 roku uznał powyższe działania PGNiG S.A. za praktykę ograniczającą konkurencję, stwierdził zaniechanie przez PGNiG S.A. stosowania tych praktyk z dniem 30 listopada 2010 roku i nałożył na PGNiG S.A. karę pieniężną w wysokości 60 milionów złotych. W dniu 24 lipca 2012 roku PGNiG S.A. odwołała się od decyzji Prezesa UOKiK do Sądu Okręgowego w Warszawie - Sądu Ochrony Konkurencji i Konsumentów. Do dnia sporządzenia sprawozdania, Sąd Ochrony Konkurencji i Konsumentów nie zawiadomił PGNiG S.A. o wyznaczeniu terminu rozprawy.

W dniu 9 lutego 2012 roku Prezes UOKiK wszczął postępowanie w sprawie stosowania przez PGNiG S.A. praktyk naruszających zbiorowe interesy konsumentów. Prezes UOKiK zarzuca PGNiG S.A. stosowanie w ogólnych warunkach umowy kompleksowej dostarczania paliwa gazowego postanowienia wpisanego do rejestru niedozwolonych postanowień umownych. W trakcie postępowania PGNiG S.A. dobrowolnie zobowiązała się do zmiany niektórych postanowień umownych. Prezes UOKiK decyzją z dnia 10 sierpnia 2012 roku odstąpił od nałożenia na PGNiG S.A. kary finansowej i zobowiązał Spółkę do wprowadzenia nowego wzorca ogólnych warunków umowy. W dniu 11 września 2013 roku PGNiG S.A. poinformowała Prezesa UOKiK o wykonaniu w pełnym zakresie zobowiązania wynikającego z powyższej decyzji.

W dniu 22 lutego 2013 roku Prezes UOKiK wszczął postępowanie w sprawie stosowania przez PGNiG S.A. praktyk naruszających zbiorowe interesy konsumentów. Prezes UOKiK zarzuca PGNiG S.A. stosowanie we wzorcach umownych, na podstawie których zawierane są umowy kompleksowe dostarczania paliwa gazowego, postanowień wpisanych do rejestru niedozwolonych postanowień umownych. PGNiG S.A. podjęła działania wyjaśniające oraz złożyła do Prezesa UOKiK wnioski o wydanie decyzji zobowiązującej, w którym dobrowolnie zobowiązała się do zmiany powyższych wzorców umownych. Prezes UOKiK decyzją z dnia 28 czerwca 2013 roku odstąpił od nałożenia na PGNiG S.A. kary finansowej i zobowiązał Spółkę do realizacji złożonego zobowiązania. PGNiG S.A. jest w trakcie wykonywania zobowiązania wynikającego z powyższej decyzji Prezesa UOKiK.

W dniu 3 kwietnia 2013 roku Prezes Urzędu Ochrony Konkurencji i Konsumentów (UOKiK) wszczął postępowanie antymonopolowe w sprawie nadużywania przez PGNiG S.A. pozycji dominującej na krajowym rynku hurtowej i detalicznej sprzedaży paliwa gazowego, polegającej na przeciwdziałaniu ukształtowaniu się warunków niezbędnych do powstania bądź rozwoju konkurencji przez:

- ograniczanie odbiorcom biznesowym możliwości zmniejszania zamawianych ilości paliwa gazowego i mocy umownej,
- ograniczanie odbiorcom biznesowym możliwości odsprzedaży paliwa gazowego,
- wymaganie określenia w umowie przez odbiorców biznesowych maksymalnej ilości zakupywanego paliwa gazowego przeznaczonego przez nich do dalszej odsprzedaży,
- nieprzyznanie odbiorcom hurtowym prawa do częściowej zmiany sprzedawcy.

W trakcie postępowania PGNiG S.A. złożyła do Prezesa UOKiK wnioski o wydanie decyzji zobowiązującej, w którym dobrowolnie zobowiązała się do zmiany niektórych postanowień w umowach z odbiorcami niebędącymi gospodarstwami domowymi. Prezes UOKiK decyzją z dnia 31 grudnia 2013 roku odstąpił od nałożenia na PGNiG S.A. kary finansowej i zobowiązał Spółkę do realizacji złożonego zobowiązania. PGNiG S.A. jest w trakcie wykonywania zobowiązania wynikającego z powyższej decyzji Prezesa UOKiK.

42.3. Sprawa sporna PGNiG S.A. ze spółką PBG S.A.

Spółka PBG S.A. w dniu 27 czerwca 2011 roku wystąpiła do Sądu Okręgowego przeciwko PGNiG S.A. z pozwem o zapłatę spornej kwoty, stanowiącej równowartość potrąconych przez PGNiG S.A. z wynagrodzenia PBG S.A. naliczonych kar umownych z tytułu opóźnienia w realizacji przedmiotu umowy.

W ocenie Spółki roszczenia jest niezasadne ze względu na fakt, że oddany przedmiot umowy obciążony był poważnymi wadami, a także z powodu faktycznie występujących, istotnych opóźnień w realizacji w/w umowy, uzasadniających naliczenie kar umownych. Dodatkowo, według PGNiG S.A. roszczenia powoda uległy przedawnieniu. W dniu 27 lipca 2011 roku Spółka złożyła odpowiedź na pozew, wnosząc o oddalenie powództwa w całości.

Decyzją z dnia 9 kwietnia 2012 roku Sąd postanowił skierować PBG S.A. i PGNiG S.A. do mediacji. W dniu 20 września 2012 roku została zawarta ugoda pozasądowa pomiędzy PGNiG S.A. a PBG S.A. w upadłości układowej. W wyniku ugody PBG S.A. cofnęło w całości, za zgodą nadzorca sądowego spółki, powództwo rozpoznawane przed Sądem Okręgowym.

Postanowieniem z dnia 31 października 2012 roku Sąd Okręgowy umorzył postępowanie w sprawie.

W dniu 13 czerwca 2012 roku została ogłoszona upadłość spółki PBG S.A. z możliwością zawarcia układu. W dniu 21 września 2012 roku, do Sądu Rejonowego w Poznaniu do Spraw Upadłościowych i Naprawczych, zostało złożone przez pełnomocnika PGNiG S.A. zgłoszenie Wierzytelności względem upadłej Spółki PBG S.A., które obejmowało m.in. wierzytelność z tytułu wadliwego wykonania inwestycji „Budowa Odazotowni Grodzisk”. Na liście wierzytelności nie uznano wierzytelności zgłoszonych w odniesieniu do umowy o realizację inwestycji „Budowa Odazotowni Grodzisk”. W związku ze zbliżającym się terminem przedawnienia roszczeń zgłoszonych do masy upadłości spółki PBG S.A., PGNiG S.A. dopełniła aktu staranności w celu przerwania biegu terminu przedawnienia roszczeń wynikających z umowy. W tym celu, w dniu 5 listopada 2013 roku, pełnomocnik PGNiG S.A. wniósł do Sądu Rejonowego Poznań- Stare Miasto w Poznaniu wniosek o zawiązanie do próby ugodowej. We wniosku tym zawiązywano wszystkich członków konsorcjum – strony umowy na wykonanie inwestycji „Budowa Odazotowni Grodzisk” – do zapłaty na rzecz PGNiG S.A. kwoty 159 milionów złotych tytułem odszkodowania za szkodę wynikającą z nienależytego wykonania umowy o generalną realizację inwestycji „Budowa Odazotowni Grodzisk”.

W dniu 18 lutego 2014 roku spółka PGNiG S.A. została wezwana do uiszczenia zaliczki na potrzeby tłumaczenia wniosku o zawiązanie do próby ugodowej w terminie do dnia 25 lutego 2014 roku. Termin posiedzenia ugodowego został wyznaczony na dzień 16 września 2014 roku.

43. ZDARZENIA PO DNIU BILANSOWYM

Podpisanie aneksu do umowy z KGHM Polska Miedź S.A.

W dniu 30 stycznia 2014 roku podpisany został aneks do umowy kompleksowej sprzedaży paliwa gazowego („Umowa”), zawartej przez PGNiG S.A. w dniu 30 lipca 2010 roku z KGHM Polska Miedź S.A. z siedzibą w Lubinie („KGHM”).

Umowa z 2010 roku dotyczy sprzedaży gazu ziemnego na cele energetyczne – zasilania dwóch bloków gazowo-parowych o mocy około 45 MWe każdy i obowiązuje do 30 czerwca 2033 roku. Na mocy aneksu wolumen dostaw został zmniejszony z 266 mln do 41,5 mln m³ rocznie. Powodem zmiany jest ograniczenie przez KGHM produkcji energii elektrycznej w skojarzeniu z ciepłem wskutek zmian w systemie wsparcia dla kogeneracji w 2013 roku oraz niskich cen energii elektrycznej. Szacunkowa wartość Umowy po podpisaniu aneksu wynosi około 830 milionów złotych. Strony nie wykluczają powrotu do pierwotnego wolumenu dostaw po poprawie otoczenia regulacyjnego i makroekonomicznego.

Równolegle aneksowane zostały trzy pozostałe umowy sprzedaży paliwa gazowego do KGHM:

- umowa z dnia 25 września 2001 roku,
- umowa z dnia 4 stycznia 1999 roku,
- umowa z dnia 1 października 1998 roku.

Ich zmiana dotyczy wyłącznie okresu obowiązywania umowy, który w miejsce bezterminowego będzie sięgać 30 czerwca 2033 roku. Zmiana ta oznacza zabezpieczenie długofalowej współpracy z jednym z najważniejszych klientów PGNiG w zakresie sprzedaży zaazotowanego gazu ziemnego. Szacunkowa wartość trzech umów w okresie ich obowiązywania wynosi około 2,8 miliardów złotych.

