



Polskie Górnictwo Naftowe
i Gazownictwo SA

**SKRÓCONE ŚRÓDROCZNE SKONSOLIDOWANE
SPRAWOZDANIE FINANSOWE**

**ZA OKRES SZEŚCIU MIESIĘCY
ZAKOŃCZONY 30 CZERWCA 2013 ROKU**

WYBRANE DANE FINANSOWE
za okres zakończony 30 czerwca 2013 roku

	PLN		EUR	
	Okres od 1 stycznia 2013 do 30 czerwca 2013	Okres od 1 stycznia 2012 do 30 czerwca 2012	Okres od 1 stycznia 2013 do 30 czerwca 2013	Okres od 1 stycznia 2012 do 30 czerwca 2012
I. Przychody ze sprzedaży	16 790	14 764	3 984	3 537
II. Zysk/(Strata) z działalności operacyjnej	2 174	22	516	5
III. Zysk/(Strata) przed opodatkowaniem	1 899	(18)	451	(4)
IV. Zysk/(Strata) netto akcjonariuszy jednostki dominującej	1 425	48	338	12
V. Zysk/(Strata) netto	1 428	45	339	11
VI. Całkowite dochody przypisane akcjonariuszom jednostki dominującej	1 553	(39)	369	(9)
VII. Całkowite dochody razem	1 556	(42)	369	(10)
VIII. Przepływy pieniężne netto z działalności operacyjnej	4 554	1 251	1 081	300
IX. Przepływy pieniężne netto z działalności inwestycyjnej	(1 559)	(4 360)	(370)	(1 045)
X. Przepływy pieniężne netto z działalności finansowej	(2 283)	2 974	(542)	713
XI. Zmiana stanu środków pieniężnych	712	(135)	169	(32)
XII. Zysk/(Strata) netto i rozwodniony zysk/(strata) netto na jedną akcję, przypisane akcjonariuszom jednostki dominującej (w PLN / EUR)	0,24	0,01	0,06	0,00
	30 czerwca 2013	31 grudnia 2012	30 czerwca 2013	31 grudnia 2012
XIII. Aktywa razem	46 931	47 928	10 841	11 723
XIV. Zobowiązania i rezerwy na zobowiązania	18 946	20 732	4 377	5 071
XV. Zobowiązania długoterminowe	11 380	11 119	2 629	2 720
XVI. Zobowiązania krótkoterminowe	7 566	9 613	1 748	2 351
XVII. Kapitał własny	27 985	27 196	6 464	6 652
XVIII. Kapitał podstawowy (akcyjny)	5 900	5 900	1 363	1 443
XIX. Liczba akcji (średnia ważona w mln szt.)	5 900	5 900	5 900	5 900
XX. Wartość księgowa i rozwodniona wartość księgowa na jedną akcję (w PLN / EUR)	4,74	4,61	1,10	1,13
XXI. Zadeklarowana lub wypłacona dywidenda na jedną akcję (w PLN / EUR)	0,13	-	0,03	0,00

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

	30 czerwca 2013	31 grudnia 2012	30 czerwca 2012
Średni kurs w okresie	4,2140	4,1736	4,2246
Kurs na koniec okresu	4,3292	4,0882	4,2613

**SKRÓCONE ŚRÓDROCZNE SKONSOLIDOWANE
SPRAWOZDANIE FINANSOWE
GRUPY KAPITAŁOWEJ PGNIG

ZA OKRES SZEŚCIU MIESIĘCY
ZAKOŃCZONY 30 CZERWCA 2013 ROKU**

**Sporządzone zgodnie z Międzynarodowymi
Standardami Sprawozdawczości Finansowej
zatwierdzonymi przez Unię Europejską**

SPIS TREŚCI

SKONSOLIDOWANY RACHUNEK ZYSKÓW I STRAT	7
SKONSOLIDOWANE SPRAWOZDANIE Z CAŁKOWITYCH DOCHODÓW	7
SKONSOLIDOWANE SPRAWOZDANIE Z SYTUACJI FINANSOWEJ	8
SKONSOLIDOWANE SPRAWOZDANIE Z PRZEPŁYWÓW PIENIĘŻNYCH	9
SKONSOLIDOWANE SPRAWOZDANIE ZE ZMIAN W KAPITAŁE WŁASNYM	10
INFORMACJA DODATKOWA DO SKONSOLIDOWANEGO SPRAWOZDANIA FINANSOWEGO ..	11
1. INFORMACJE OGÓLNE	11
2. INFORMACJE O STOSOWANYCH ZASADACH RACHUNKOWOŚCI	20
3. SEGMENTY OPERACYJNE	49
4. KOSZTY OPERACYJNE	52
5. PRZYCHODY I KOSZTY FINANSOWE	53
6. WYCENA JEDNOSTEK STOWARZYSZONYCH METODĄ PRAW WŁASNOŚCI	54
7. PODATEK DOCHODOWY	56
8. DZIAŁALNOŚĆ ZANIECHANA	58
9. ZYSK/(STRATA) NA JEDNĄ AKCJĘ	59
10. DYWIDENDY WYPŁACONE I ZAPROPONOWANE DO WYPŁATY	59
11. RZECZOWE AKTYWA TRWAŁE	60
12. NIERUCHOMOŚCI INWESTYCYJNE	63
13. WARTOŚCI NIEMATERIALNE	64
14. AKTYWA FINANSOWE DOSTĘPNE DO SPRZEDAŻY – DŁUGOTERMINOWE	67
15. INNE AKTYWA FINANSOWE	67
16. AKTYWA Z TYTUŁU PODATKU ODROZONEGO	67
17. POZOSTAŁE AKTYWA TRWAŁE	67
18. ZAPASY	68
19. NALEŻNOŚCI Z TYTUŁU DOSTAW I USŁUG ORAZ POZOSTAŁE NALEŻNOŚCI	69
20. ROZRACHUNKI Z TYTUŁU PODATKU BIEŻĄCEGO	70
21. POZOSTAŁE AKTYWA	70
22. AKTYWA FINANSOWE DOSTĘPNE DO SPRZEDAŻY- KRÓTKOTERMINOWE	70
23. ŚRODKI PIENIĘŻNE I ICH EKWIWALENTY	70
24. AKTYWA PRZEZNACZONE DO SPRZEDAŻY	71
25. KAPITAŁ PODSTAWOWY	71
26. KREDYTY, POŻYCZKI I PAPIERY DŁUŻNE	71
27. ZOBOWIĄZANIA Z TYTUŁU ŚWIADCZEŃ PRACOWNICZYCH	75
28. REZERWY	76
29. PRZYCHODY PRZYSZŁYCH OKRESÓW	77
30. ZOBOWIĄZANIA Z TYTUŁU PODATKU ODROZONEGO	77
31. INNE ZOBOWIĄZANIA DŁUGOTERMINOWE	78
32. ZOBOWIĄZANIA Z TYTUŁU DOSTAW I USŁUG ORAZ INNE ZOBOWIĄZANIA	78
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	79
34. INSTRUMENTY FINANSOWE I ZASADY ZARZĄDZANIA RYZYKIEM FINANSOWYM	81
35. POCHODNE INSTRUMENTY FINANSOWE	98
36. ZOBOWIĄZANIA I NALEŻNOŚCI WARUNKOWE	103
37. ZOBOWIĄZANIA POZABILANSOWE	105
38. INFORMACJE O PODMIOTACH POWIĄZANYCH	106
39. ZATRUDNIENIE (DANE W OSOBACH)	115
40. INFORMACJE NA TEMAT PROCESU RESTRUKTURYZACJI W GRUPIE KAPITAŁOWEJ	115
41. ZARZĄDZANIE KAPITAŁEM	116
42. INNE ISTOTNE INFORMACJE	116
43. ZDARZENIA PO DNIU BILANSOWYM	118

SKONSOLIDOWANY RACHUNEK ZYSKÓW I STRAT za okres zakończony 30 czerwca 2013 roku

	Informacja dodatkowa	Okres od 1 stycznia 2013 do 30 czerwca 2013 nie badane	Okres od 1 stycznia 2012 do 30 czerwca 2012 przekształcone
Przychody ze sprzedaży	3	16 790	14 764
Zużycie surowców i materiałów	4.1	(10 476)	(10 633)
Świadczenia pracownicze	4.2	(1 418)	(1 357)
Amortyzacja		(1 162)	(1 004)
Usługi obce	4.3	(1 513)	(1 487)
Koszt wytworzenia świadczeń na własne potrzeby		424	433
Pozostałe przychody i koszty operacyjne	4.4	(471)	(694)
Koszty operacyjne razem		(14 616)	(14 742)
Zysk/(Strata) z działalności operacyjnej		2 174	22
Przychody finansowe	5	150	69
Koszty finansowe	5	(383)	(196)
Udział w wyniku finansowym jednostek wycenianych metodą praw własności	6.3	(42)	87
Zysk/(Strata) przed opodatkowaniem		1 899	(18)
Podatek dochodowy	7.1	(471)	63
Zysk/(Strata) netto		1 428	45
Przypisany/a:			
Akcjonariuszom jednostki dominującej		1 425	48
Udziałom niekontrolującym		3	(3)
Zysk/(Strata) netto i rozwodniony zysk/(strata) netto na jedną akcję, przypisany zwykłym akcjonariuszom jednostki dominującej (w PLN)	9	0,24	0,01

SKONSOLIDOWANE SPRAWOZDANIE Z CAŁKOWITYCH DOCHODÓW za okres zakończony 30 czerwca 2013 roku

	Okres od 1 stycznia 2013 do 30 czerwca 2013 nie badane	Okres od 1 stycznia 2012 do 30 czerwca 2012 przekształcone
Zysk/(Strata) netto	1 428	45
Inne całkowite dochody, które zostaną przeklasyfikowane na zyski lub straty po spełnieniu określonych warunków, dotyczące pozycji:	134	(85)
Różnice kursowe z przeliczenia jednostek zagranicznych	38	14
Stosowanie rachunkowości zabezpieczeń	118	(122)
Podatek odroczone	(22)	23
Inne całkowite dochody, które nie zostaną przeklasyfikowane na zyski lub straty, dotyczące pozycji:	(6)	(2)
Zyski/(Straty) aktuarialne dotyczące świadczeń pracowniczych	(7)	(2)
Podatek odroczone	1	-
Inne całkowite dochody netto	128	(87)
Całkowite dochody razem	1 556	(42)
Przypisane:		
Akcjonariuszom jednostki dominującej	1 553	(39)
Udziałom niekontrolującym	3	(3)

SKONSOLIDOWANE SPRAWOZDANIE Z SYTUACJI FINANSOWEJ**na dzień 30 czerwca 2013 roku**

	Informacja dodatkowa	30 czerwca 2013	31 grudnia 2012
		nie badane	przekształcone
AKTYWA			
Aktywa trwałe (długoterminowe)			
Rzeczowe aktywa trwałe	11	33 773	33 784
Nieruchomości inwestycyjne	12	11	11
Wartości niematerialne	13	1 169	1 146
Inwestycje w jednostkach stowarzyszonych wycenianych metodą praw własności	6	729	771
Aktywa finansowe dostępne do sprzedaży	14	53	48
Inne aktywa finansowe	15	188	124
Aktywa z tytułu podatku odroczonego	16	1 142	1 135
Pozostałe aktywa trwałe	17	73	76
Aktywa trwałe (długoterminowe) razem		37 138	37 095
Aktywa obrotowe (krótkoterminowe)			
Zapasy	18	2 958	3 064
Należności z tytułu dostaw i usług oraz pozostałe należności	19	3 174	5 374
Należności z tytułu podatku bieżącego	20	124	150
Pozostałe aktywa	21	371	84
Aktywa finansowe dostępne do sprzedaży	22	-	-
Aktywa z tytułu pochodnych instrumentów finansowych	35	341	105
Środki pieniężne i ich ekwiwalenty	23	2 659	1 948
Aktywa przeznaczone do sprzedaży	24	166	108
Aktywa obrotowe (krótkoterminowe) razem		9 793	10 833
Aktywa razem		46 931	47 928
ZOBOWIĄZANIA I KAPITAŁ WŁASNY			
Kapitał własny			
Kapitał podstawowy (akcyjny)	25	5 900	5 900
Kapitał z emisji akcji powyżej ich wartości nominalnej		1 740	1 740
Skumulowane inne całkowite dochody		(22)	(150)
Zyski/(Straty) zatrzymane		20 360	19 702
Kapitał własny, przypisany akcjonariuszom jednostki dominującej		27 978	27 192
Kapitał własny, przypisany udziałom niekontrolującym		7	4
Kapitał własny razem		27 985	27 196
Zobowiązania długoterminowe			
Kredyty, pożyczki i papiery dłużne	26	5 734	5 509
Zobowiązania z tytułu świadczeń pracowniczych	27	390	381
Rezerwy	28	1 708	1 792
Przychody przyszłych okresów	29	1 455	1 448
Zobowiązania z tytułu podatku odroczonego	30	2 038	1 936
Inne zobowiązania długoterminowe	31	55	53
Zobowiązania długoterminowe razem		11 380	11 119
Zobowiązania krótkoterminowe			
Zobowiązania z tytułu dostaw i usług oraz inne zobowiązania	32	3 822	3 667
Kredyty, pożyczki i papiery dłużne	26	2 474	4 702
Zobowiązania z tytułu pochodnych instrumentów finansowych	35	237	393
Zobowiązania z tytułu podatku bieżącego	20	169	24
Zobowiązania z tytułu świadczeń pracowniczych	27	288	356
Rezerwy	28	423	350
Przychody przyszłych okresów	29	129	101
Zobowiązania dotyczące aktywów przeznaczonych do sprzedaży	24	24	20
Zobowiązania krótkoterminowe razem		7 566	9 613
Zobowiązania razem		18 946	20 732
Zobowiązania i kapitał własny razem		46 931	47 928

SKONSOLIDOWANE SPRAWOZDANIE Z PRZEPŁYWÓW PIENIĘŻNYCH

za okres zakończony 30 czerwca 2013 roku

	Informacja dodatkowa	Okres od 1 stycznia 2013 do 30 czerwca 2013 nie badane	Okres od 1 stycznia 2012 do 30 czerwca 2012 przekształcone
Przepływy środków pieniężnych z działalności operacyjnej			
Zysk/(Strata) netto		1 428	45
Korekty o pozycje:			
Udział w wyniku finansowym jednostek wycenianych metodą praw własności		42	(87)
Amortyzacja		1 162	1 004
Zysk/(Strata) z tytułu różnic kursowych netto		135	(2)
Odsetki i dywidendy netto		109	90
Zysk/(Strata) z działalności inwestycyjnej		(77)	(125)
Podatek dochodowy bieżącego okresu		471	(63)
Pozostałe pozycje netto	33	(150)	81
Podatek dochodowy zapłacony		(226)	(115)
Przepływy pieniężne netto z działalności operacyjnej przed zmianą stanu kapitału obrotowego		2 894	828
Zmiana stanu kapitału obrotowego:			
Zmiana stanu należności	33	2 194	1 256
Zmiana stanu zapasów	33	106	(279)
Zmiana stanu zobowiązań z tytułu świadczeń pracowniczych	33	(59)	69
Zmiana stanu rezerw	33	91	19
Zmiana stanu zobowiązań krótkoterminowych	33	(363)	(395)
Zmiana stanu pozostałych aktywów	33	(290)	(215)
Zmiana stanu przychodów przyszłych okresów	33	(19)	(32)
Przepływy pieniężne netto z działalności operacyjnej		4 554	1 251
Przepływy środków pieniężnych z działalności inwestycyjnej			
Wpływy ze sprzedaży rzeczowych aktywów trwałych oraz wartości niematerialnych		16	142
Wpływy ze sprzedaży krótkoterminowych papierów wartościowych		-	19
Nabycie rzeczowych aktywów trwałych i wartości niematerialnych		(1 568)	(1 688)
Otrzymane dywidendy		2	2
Wydatki na nabycie akcji spółki PGNiG TERMIKA S.A.		-	(3 018)
Pozostałe pozycje netto		(9)	183
Przepływy pieniężne netto z działalności inwestycyjnej		(1 559)	(4 360)
Przepływy środków pieniężnych z działalności finansowej			
Wpływy z tytułu zaciągnięcia kredytów i pożyczek		361	162
Wpływy z tytułu emisji papierów dłużnych		1 039	6 765
Splata kredytów i pożyczek		(198)	(463)
Wykup papierów dłużnych		(3 366)	(3 284)
Splata zobowiązań z tytułu leasingu finansowego		(27)	(27)
Wpływy z tytułu pochodnych instrumentów finansowych		83	-
Wydatki z tytułu pochodnych instrumentów finansowych		(65)	(36)
Zapłacone odsetki		(109)	(137)
Pozostałe pozycje netto		(1)	(6)
Przepływy pieniężne netto z działalności finansowej		(2 283)	2 974
Zmiana stanu środków pieniężnych netto		712	(135)
Różnice kursowe netto		(1)	(1)
Środki pieniężne i ich ekwiwalenty na początek okresu		1 947	1 504
Środki pieniężne i ich ekwiwalenty na koniec okresu		2 659	1 369

SKONSOLIDOWANE SPRAWOZDANIE ZE ZMIAN W KAPITALE WŁASNYM

za okres zakończony 30 czerwca 2013 roku

	Kapitał własny (przypisany akcjonariuszom jednostki dominującej)							Kapitał własny (przypisany udziałom niekontrolującym)	Kapitał własny razem
	Kapitał podstawowy (akcyjny)	Nadwyżka ze sprzedaży akcji powyżej ich wartości nominalnej	Skumulowane różnic kursowych z przeliczenia jednostek zagranicznych	inne skumulowane dochody z tytułu: stosowania rachunkowości zabezpieczeń	aktualizacji wyceny aktywów finansowych dostępnych do sprzedaży	zysków/(strat) aktuarialnych dotyczących świadczeń pracowniczych	Zyski/(Straty) zatrzymane	Razem	
Stan na 1 stycznia 2013 roku (zbadane)	5 900	1 740	(31)	(59)	-	(60)	19 702	27 192	4 27 196
Wyplata dywidendy właścicielom	-	-	-	-	-	-	(767)	(767)	- (767)
Całkowite dochody razem	-	-	38	96	-	(6)	1 425	1 553	3 1 556
Zysk/(Strata) netto za I półrocze 2013 roku	-	-	-	-	-	-	1 425	1 425	3 1 428
Inne całkowite dochody netto za I półrocze 2013 roku	-	-	38	96	-	(6)	-	128	- 128
Stan na 30 czerwca 2013 roku (nie badane)	5 900	1 740	7	37	-	(66)	20 360	27 978	7 27 985
Stan na 1 stycznia 2012 roku (przekształcone)	5 900	1 740	(29)	143	-	(73)	17 463	25 144	7 25 151
Przeniesienia	-	-	(2)	-	-	-	2	-	- -
Zmiany w Grupie	-	-	-	-	-	-	-	-	5 5
Wykup akcji (udziałów) od udziałowców niekontrolujących	-	-	-	-	-	-	-	-	(2) (2)
Całkowite dochody razem	-	-	14	(99)	-	(2)	48	(39)	(3) (42)
Zysk/(Strata) netto za I półrocze 2012 roku	-	-	-	-	-	-	48	48	(3) 45
Inne całkowite dochody netto za I półrocze 2012 roku	-	-	14	(99)	-	(2)	-	(87)	- (87)
Stan na 30 czerwca 2012 roku (nie badane)	5 900	1 740	(17)	44	-	(75)	17 513	25 105	7 25 112

INFORMACJA DODATKOWA DO SKONSOLIDOWANEGO SPRAWOZDANIA FINANSOWEGO na dzień 30 czerwca 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 wydobycie ropy naftowej i gazu, import, magazynowanie oraz sprzedaż paliw gazowych.

Grupa Kapitałowa jest jedyną pionowo zintegrowaną firmą w sektorze gazowym w Polsce, posiadającą wiodącą pozycję we wszystkich obszarach sektora gazowego w kraju, jest również znaczącym producentem ciepła i energii elektrycznej w kraju. Obszar działalności Grupy Kapitałowej obejmuje poszukiwanie złóż, wydobycie 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. Wydobycie 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 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

Spółka powstała w wyniku przekształcenia przedsiębiorstwa państwowego pod nazwą Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo w jednoosobową spółkę Skarbu Państwa. Akt przekształcenia oraz statut zostały podpisane w formie aktu notarialnego dnia 21 października 1996 roku. Minister Skarbu Państwa, podpisując wyżej wymieniony akt przekształcenia przedsiębiorstwa państwowego w spółkę akcyjną, wykonał postanowienia rozporządzenia Prezesa Rady Ministrów z dnia 30 września 1996 roku w sprawie przekształcenia przedsiębiorstwa państwowego Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo z siedzibą w Warszawie w jednoosobową spółkę Skarbu Państwa (Dz. U. Nr 116 z 1996 r., poz. 553). Spółka akcyjna jest prawnym następcą przedsiębiorstwa państwowego. Aktywa i pasywa przedsiębiorstwa państwowego zostały wniesione do spółki akcyjnej i ujęte w księgach według wartości ze sprawozdania z sytuacji finansowej (bilansu) na moment zamknięcia przedsiębiorstwa państwowego.

W dniu 23 września 2005 roku, w związku ze sprzedażą na GPW w Warszawie nowej emisji akcji, PGNiG S.A. z jednoosobowej spółki Skarbu Państwa stała się spółką publiczną.

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 30 czerwca 2013 roku oraz obejmujące okres od dnia 1 stycznia 2013 roku do 30 czerwca 2013 roku wraz z danymi porównawczymi za odpowiednie okresy 2012 roku.

1.4. Sprawozdanie zawiera dane łączne

Sprawozdanie zawiera skonsolidowane dane: Jednostki Dominującej, 22 spółek zależnych (w tym: 3 grup kapitałowych) oraz 1 spółki stowarzyszonej i 1 spółki współzależnej.

1.5. Opis organizacji Grupy Kapitałowej wraz ze wskazaniem jednostek podlegających konsolidacji

Według stanu na dzień 30 czerwca 2013 roku w skład Grupy Kapitałowej PGNiG wchodziło PGNiG S.A. jako podmiot dominujący oraz 34 spółki o profilu produkcyjnym i usługowym, w tym:

- 25 spółek zależnych od PGNiG S.A.,
- 9 spółek pośrednio zależnych od PGNiG S.A.

Wykaz spółek GK PGNiG według stanu na dzień 30 czerwca 2013 roku został przedstawiony w zestawieniu na kolejnej stronie.

Spółki Grupy Kapitałowej PGNiG

Lp.	Nazwa jednostki	Kapitał zakładowy w PLN	Udział kapitałowy PGNiG S.A. w PLN	Procentowy udział PGNiG S.A. w kapitale	Procentowy udział PGNiG S.A. w liczbie głosów
Spółki zależne od PGNiG S.A.					
1	GEOFIZYKA Kraków S.A.	64 400 000	64 400 000	100 %	100 %
2	GEOFIZYKA Toruń S.A.	66 000 000	66 000 000	100 %	100 %
3	Exalo Drilling S.A. (d. PGNiG Poszukiwania S.A.)	981 500 000	981 500 000	100 %	100 %
4	PGNiG Upstream International AS (d. PGNiG Norway AS)	1 092 000 000 (NOK) ¹⁾	1 092 000 000 (NOK) ¹⁾	100 %	100 %
5	Polish Oil and Gas Company - Libya B.V.	20 000 (EUR) ¹⁾	20 000 (EUR) ¹⁾	100 %	100 %
6	PGNiG Sales & Trading GmbH	10 000 000 (EUR) ¹⁾	10 000 000 (EUR) ¹⁾	100 %	100 %
7	Operator Systemu Magazynowania Sp. z o.o.	5 000 000	5 000 000	100 %	100 %
8	Dolnośląska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o.	658 384 000	658 384 000	100 %	100 %
9	Górnośląska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o.	1 300 338 000	1 300 338 000	100 %	100 %
10	Karpacka Spółka Gazownictwa Sp. z o.o.	1 484 953 000	1 484 953 000	100 %	100 %
11	Mazowiecka Spółka Gazownictwa Sp. z o.o.	1 255 800 000	1 255 800 000	100 %	100 %
12	Pomorska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o.	655 199 000	655 199 000	100 %	100 %
13	Wielkopolska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o.	1 033 186 000	1 033 186 000	100 %	100 %
14	PGNiG TERMIKA S.A.	650 000 000	650 000 000	100 %	100 %
15	PGNiG Energia S.A.	41 000 000	41 000 000	100 %	100 %
16	INVESTGAS S.A.	502 250	502 250	100 %	100 %
17	PGNiG Technologie S.A.	182 127 240	182 127 240	100 %	100 %
18	PGNiG Finance AB (publ)	500 000 (SEK) ¹⁾	500 000 (SEK) ¹⁾	100%	100%
19	PGNiG Serwis Sp. z o.o.	9 995 000	9 995 000	100%	100%
20	Geovita S.A.	86 139 000	86 139 000	100 %	100 %
21	NYSAGAZ Sp. z o.o.	9 881 000	6 549 000	66,28 %	66,28 %
22	BUD-GAZ P.P.U.H. Sp. z o.o. w likwidacji	51 760	51 760	100 %	100 %
23	Polskie Elektrownie Gazowe Sp. z o.o.	1 212 000	1 212 000	100 %	100 %
24	PGNiG SPV4 Sp. z o.o.	995 000	995 000	100%	100%
25	BSiPG Gazoprojekt S.A.	4 000 000	900 000	22,50 % ²⁾	22,50% ²⁾
Spółki pośrednio zależne od PGNiG S.A.					
26	Oil Tech International F.Z.E.	20 000 (USD) ¹⁾	20 000 (USD) ¹⁾	100%	100%
27	Zakład Gospodarki Mieszkaniowej Sp. z o.o.	1 806 500	1 806 500	100%	100%
28	Biogazownia Ostrowiec Sp. z o.o. w likwidacji	165 000	165 000	100%	100%
29	Powisłe Park Sp. z o.o.	81 131 000	81 131 000	100%	100%
30	Poltava Services LLC	20 000 (EUR) ¹⁾	19 800 (EUR) ¹⁾	99%	99%
31	CHEMKOP Sp. z o.o.	3 000 000	2 565 350	85,51%	85,51%
32	GAZ Sp. z o.o.	300 000	240 000	80%	80%
33	PT Geofizyka Torun Indonezja LLC w likwidacji	8 773 000 000 (IDR) ¹⁾	4 825 150 000 (IDR) ³⁾	55%	55%
34	XOOL GmbH	500 000 (EUR) ¹⁾	500 000 (EUR) ¹⁾	100%	100%

¹⁾ Wartości podane w walutach obcych.

²⁾ W tym 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 30 czerwca 2013 roku Geofizyka Toruń Sp. z o.o. przekazała środki w wysokości 40,7 tysięcy USD.

Zakres jednostek Grupy Kapitałowej objętych konsolidacją na 30 czerwca 2013 roku

Lp.	Nazwa jednostki	Kraj siedziby	Procentowy udział PGNiG S.A. w kapitale	
1	PGNiG S.A. (podmiot dominujący)	Polska		
	Spółki zależne od PGNiG S.A.		30 czerwca 2013	30 czerwca 2012
2	GEOFIZYKA Kraków S.A.	Polska	100,00%	100,00%
3	GEOFIZYKA Toruń S.A.	Polska	100,00%	100,00%
4	GK Exalo Drilling S.A. ¹⁾ (d. PGNiG Poszukiwania S.A.)	Polska	100,00%	-
5	PGNiG Upstream International AS (d. PGNiG Norway AS)	Norwegia	100,00%	100,00%
6	Polish Oil And Gas Company – Libya B.V.	Holandia	100,00%	100,00%
7	Dolnośląska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o.	Polska	100,00%	100,00%
8	Górnośląska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o.	Polska	100,00%	100,00%
9	Karpacka Spółka Gazownictwa Sp. z o.o.	Polska	100,00%	100,00%
10	GK Mazowiecka Spółka Gazownictwa ²⁾	Polska	100,00%	100,00%
11	Pomorska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o.	Polska	100,00%	100,00%
12	Wielkopolska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o.	Polska	100,00%	100,00%
13	Geovita S.A.	Polska	100,00%	100,00%
14	INVESTGAS S.A.	Polska	100,00%	100,00%
15	PGNiG Energia S.A.	Polska	100,00%	100,00%
16	PGNiG Technologie S.A.	Polska	100,00%	100,00%
17	Operator Systemu Magazynowania Sp. z o.o.	Polska	100,00%	100,00%
18	GK PGNiG Sales & Trading ³⁾	Niemcy	100,00%	100,00%
19	PGNiG SPV1 Sp. z o.o. ⁴⁾	Polska	-	100,00%
20	PGNiG TERMIKA S.A.	Polska	100,00%	99,89%
21	PGNiG Serwis Sp. z o.o.	Polska	100,00%	100,00%
22	PGNiG Finance AB	Szwecja	100,00%	100,00%
23	PGNiG SPV4 Sp. z o.o.	Polska	100,00%	100,00%
24	BSiPG Gazoprojekt S.A. ⁵⁾	Polska	75,00%	75,00%
	Spółki pośrednio zależne od PGNiG S.A.			
25	Poszukiwania Nafty i Gazu Jasło S.A. ⁶⁾	Polska	-	100,00%
26	GK Poszukiwania Nafty i Gazu Kraków ^{6), 7)}	Polska	-	100,00%
27	Poszukiwania Nafty i Gazu NAFTA S.A. ⁶⁾	Polska	-	100,00%
28	Zakład Robót Górniczych Krosno Sp. z o.o. ⁶⁾	Polska	-	100,00%
29	Poszukiwania Naftowe Diament Sp. z o.o. ⁶⁾	Polska	-	100,00%
	Spółki współzależne i stowarzyszone wyceniane metodą praw własności			
30	SGT EUROPOL GAZ S.A. ⁸⁾	Polska	49,74%	49,74%
31	Gas - Trading S.A.	Polska	43,41%	43,41%

¹⁾ GK Exalo Drilling obejmuje Exalo Drilling S.A. oraz spółki zależne: Oil Tech International - F.Z.E. oraz Poltava Services LLC.²⁾ GK Mazowiecka Spółka Gazownictwa obejmuje Mazowiecką Spółkę Gazownictwa Sp. z o.o. oraz jej spółki zależne: Powiśle Park Sp. z o.o. oraz GAZ Sp. z o.o.³⁾ GK PGNiG Sales & Trading obejmuje PGNiG Sales & Trading GmbH oraz jej spółkę zależną XOOL GmbH.⁴⁾ W dniu 31 grudnia 2012 roku nastąpiło połączenie ze spółką PGNiG TERMIKA S.A., w wyniku którego PGNiG SPV1 Sp. z o.o. utraciła byt prawny.⁵⁾ 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.⁶⁾ Od dnia 1 lutego 2013 roku są to oddziały Exalo Drilling S.A.⁷⁾ Do dnia 1 lutego 2013 roku GK Poszukiwania Nafty i Gazu Kraków obejmowała Poszukiwania Nafty i Gazu Kraków S.A. oraz spółki zależne: Oil Tech International F.Z.E. i Poltava Services LLC.⁸⁾ W tym 48,00 % to 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 I półroczu 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 Exalo Drilling S.A. z pięcioma spółkami wiertniczo-serwisowymi z GK PGNiG: PNiG Kraków S.A., PNiG Jasło S.A., PNiG NAFTA S.A., PN „Diamant” 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 zł do poziomu 995 000 zł poprzez ustanowienie 19 800 nowych udziałów o wartości nominalnej 50 złotych każdy, które objęte zostały przez PGNiG S.A. i pokryte 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 zł do poziomu 896 300 000 zł 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 zł o kwotę 246 300 000 zł do poziomu 650 000 000 zł. 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 zł do poziomu 165 000 zł poprzez utworzenie 1 200 nowych udziałów o wartości nominalnej 50 zł każdy. Nowo utworzone udziały objęte zostały przez jedyne go wspólnika, tj. PGNiG Energia S.A. i pokryte wkładem pieniężnym w kwocie 60 000 zł 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 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 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.
- 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 odbywa 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;
- 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;
- 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 zł do poziomu 182 127 240 zł. 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 na spółkę przejmującą 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. Nadzwyczajne Walne Zgromadzenie spółki PGNiG Energia S.A. analogicznych zgód udzieliło w dniu 28 czerwca 2013 roku.

Istotne zdarzenia po dniu 30 czerwca 2013 roku:

- W dniu 1 lipca 2013 roku zarejestrowane zostało w KRS połączenie spółki PGNiG SPV 4 Sp. z o.o. (spółka przejmująca) z sześcioma spółkami gazownictwa (spółki przejmowane), tj. Mazowiecką Spółką Gazownictwa Sp. z o.o., Wielkopolską Spółką Gazownictwa Sp. z o.o., Karpacką Spółką Gazownictwa Sp. z o.o., Pomorską Spółką Gazownictwa Sp. z o.o., Dolnośląską Spółką Gazownictwa Sp. z o.o. i Górnośląską Spółką Gazownictwa Sp. z o.o. Kapitał zakładowy spółki PGNiG SPV 4 Sp. z o.o. – w związku z powyższym – został podwyższony z kwoty 995 000 zł do poziomu 10 454 206 550 zł;
- W dniu 1 lipca 2013 roku zarejestrowane zostało w KRS połączenie spółki Operator Systemu Magazynowania Sp. z o.o. (spółka przejmująca) ze spółką INVESTGAS S.A. (spółka przejmowana). Kapitał zakładowy spółki Operator Systemu Magazynowania Sp. z o.o. – w związku z powyższym – został podwyższony z kwoty 5 000 000 zł do poziomu 15 290 000 zł;
- W dniu 23 lipca 2013 roku zarejestrowane zostało w KRS połączenie PGNiG S.A. (spółka przejmująca) ze spółką PGNiG Energia S.A. (spółka przejmowana - w 100% zależna od PGNiG S.A.). Połączenie PGNiG S.A. i PGNiG Energia S.A. nastąpiło na podstawie art. 492 §1 ust. 1 K.s.h., poprzez przeniesienie w drodze sukcesji uniwersalnej na spółkę przejmującą, jako jedynego akcjonariusza spółki przejmowanej, całego majątku spółki przejmowanej oraz rozwiązanie spółki przejmowanej bez przeprowadzenia jej likwidacji (połączenie przez

przejęcie), w trybie art. 515 § 1 K.s.h. bez podwyższenia kapitału zakładowego spółki przejmującej;

- W dniu 29 lipca 2013 roku została zarejestrowana w KRS likwidacja spółki Biogazownia Ostrowiec Sp. z o.o.

1.7. Skład Zarządu PGNiG S.A.

Zgodnie ze Statutem Spółki, Zarząd PGNiG S.A. składa się z dwóch do siedmiu osób. Liczbę członków Zarządu określa organ powołujący Zarząd. Członków Zarządu powołuje się na okres wspólnej kadencji, która trwa trzy lata. Członków Zarządu lub cały Zarząd powołuje Rada Nadzorcza. Każdy z Członków Zarządu może być odwołany lub zawieszony w czynnościach przez Radę Nadzorczą lub Walne Zgromadzenie Akcjonariuszy.

Do czasu, gdy Skarb Państwa jest akcjonariuszem Spółki, a Spółka zatrudnia średniorocznie powyżej 500 pracowników, Rada Nadzorcza powołuje w skład Zarządu jedną osobę wybraną przez pracowników Spółki na okres kadencji Zarządu.

W skład Zarządu PGNiG S.A. na dzień 30 czerwca 2013 roku wchodziły trzy osoby:

- Jerzy Kurella - Wiceprezes Zarządu ds. Handlu (wykonujący obowiązki Prezesa Zarządu PGNiG S.A. od dnia 1 lipca 2013 roku),
- Jacek Murawski - Wiceprezes Zarządu ds. Finansowych,
- Mirosław Szałuba - Wiceprezes Zarządu ds. Zakupów i IT (koordynujący prace Zarządu PGNiG S.A. od dnia 27 kwietnia 2013 roku do dnia 30 czerwca 2013 roku).

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 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 Krzysztofa Bociana na stanowisko Wiceprezesa Zarządu ds. Poszukiwań i Wydobywania oraz Jacka Murawskiego na stanowisko Wiceprezesa Zarządu ds. Finansowych na wspólną kadencję upływającą 13 marca 2014 roku. W związku z otrzymanym oświadczeniem 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 powołania Krzysztofa Bociana 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 Grażynę Piotrowską-Oliwę ze składu Zarządu PGNiG S.A. oraz z funkcji Prezesa Zarządu PGNiG S.A. a także 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 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 Jerzego Kurellę na stanowisko Wiceprezesa Zarządu PGNiG S.A. ds. Handlowych, na wspólną kadencję upływającą z dniem 13 marca 2014 roku 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 obecnemu Wiceprezesowi Zarządu Jerzemu Kurelli do czasu wyboru nowego Prezesa Zarządu.

1.8. Prokurenci PGNiG S.A.

Na dzień 30 czerwca 2013 roku, do dnia sporządzenia niniejszego sprawozdania, w PGNiG S.A. nie było osób pełniących funkcję prokurentów.

1.9. Skład Rady Nadzorczej PGNiG S.A.

Zgodnie ze Statutem Spółki, Rada Nadzorcza PGNiG S.A. składa się z pięciu do dziewięciu członków, powoływanych przez Walne Zgromadzenie na okres wspólnej kadencji, która trwa trzy lata. Tak długo, jak akcjonariuszem Spółki pozostaje Skarb Państwa, reprezentowany przez ministra właściwego do spraw Skarbu Państwa, jest on uprawniony do powoływania i odwoływania jednego członka Rady Nadzorczej działając w tym zakresie w uzgodnieniu z ministrem właściwym do spraw gospodarki.

Jeden z członków Rady Nadzorczej powoływany przez Walne Zgromadzenie powinien spełniać następujące warunki:

- 1) zostać wybranym w trybie, o którym mowa w § 36 ust. 3 Statutu PGNiG S.A.,
- 2) nie może być podmiotem powiązanym ze Spółką lub podmiotem zależnym od Spółki,
- 3) nie może być podmiotem powiązanym z podmiotem dominującym lub innym podmiotem zależnym od podmiotu dominującego, lub
- 4) nie może być osobą, która pozostaje w jakimkolwiek związku ze Spółką lub z którymkolwiek z podmiotów wymienionych w punktach 2) i 3), który mógłby istotnie wpłynąć na zdolność takiej osoby jako członka Rady Nadzorczej do podejmowania bezstronnych decyzji.

Powiązania, o których mowa wyżej, nie dotyczą członkostwa w Radzie Nadzorczej PGNiG S.A.

Zgodnie z § 36 ust. 3 Statutu PGNiG S.A., wybór członka Rady Nadzorczej, który ma spełniać warunki opisane powyżej, następuje w oddzielnym głosowaniu. Prawo pisemnego zgłaszania kandydatów na członka Rady Nadzorczej spełniającego te warunki, przysługuje akcjonariuszom obecnym na Walnym Zgromadzeniu, którego przedmiotem jest jego wybór. Jeżeli kandydatury nie zostaną zgłoszone przez akcjonariuszy, kandydatów do Rady Nadzorczej, spełniających opisane wyżej warunki, zgłasza Rada Nadzorcza.

W Radzie Nadzorczej liczącej do sześciu członków, dwóch członków powoływanych jest spośród osób wybranych przez pracowników Spółki. W Radzie Nadzorczej liczącej od siedmiu do dziewięciu członków trzech członków powoływanych jest spośród osób wybranych przez pracowników Spółki.

Na dzień 30 czerwca 2013 roku Rada Nadzorcza składała się z dziewięciu 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,
- Zbigniew Skrzypkiewicz - Członek Rady Nadzorczej.

W dniu 26 czerwca 2013 roku Walne Zgromadzenie PGNiG S.A. odwołało ze składu Rady Nadzorczej Mieczysława Puławskiego, jednocześnie powołując w jej skład Zbigniewa Skrzypkiewicza.

1.10. Akcjonariat PGNiG S.A.

Na dzień przekazania skonsolidowanego sprawozdania finansowego za I półrocze 2013 roku, 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:

Akcjonariusz	Siedziba	Liczba akcji	Procentowy udział w kapitale	Procentowy udział w ogólnej liczbie głosów
<i>Na dzień 30 czerwca 2013 roku</i>				
Skarb Państwa	Warszawa	4 271 764 202	72,40%	72,40%
Pozostali akcjonariusze	-	1 628 235 798	27,60%	27,60%
Razem	-	5 900 000 000	100,00%	100,00%
<i>Na dzień 31 grudnia 2012 roku</i>				
Skarb Państwa	Warszawa	4 271 810 954	72,40%	72,40%
Pozostali akcjonariusze	-	1 628 189 046	27,60%	27,60%
Razem	-	5 900 000 000	100,00%	100,00%

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 14 sierpnia 2013 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 polskich 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 30 czerwca 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).

2.1.2. Zasady konsolidacji

Skonsolidowane sprawozdanie finansowe obejmuje sprawozdanie finansowe PGNiG S.A. jako jednostki dominującej oraz sprawozdania jednostek kontrolowanych przez jednostkę dominującą sporządzone na dzień 30 czerwca 2013 roku, z wyjątkiem spółek zależnych, których wpływ na skonsolidowane sprawozdanie finansowe nie byłby istotny.

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 ma możliwość wpływania na politykę finansową i operacyjną podległej jednostki w celu osiągnięcia korzyści z jej działalności. 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 przejmowanej) 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.

Sprawozdania finansowe jednostek zależnych sporządzane są za ten sam okres sprawozdawczy co sprawozdanie Jednostki Dominującej, 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 podmiot dominujący.

Wszelkie transakcje, salda, przychody i koszty pomiędzy podmiotami powiązanymi objętymi konsolidacją podlegają wyłączeniom konsolidacyjnym.

Zyski lub straty jednostek przejętych lub jednostek zależnych nad którymi Jednostka Dominująca utraciła kontrolę w danym okresie sprawozdawczym są ujmowane w skonsolidowanym sprawozdaniu finansowym od momentu nabycia oraz do momentu zbycia. W przypadku utraty kontroli nad jednostką zależną, skonsolidowane sprawozdanie finansowe uwzględnia wyniki za tę część roku objętego sprawozdaniem, w którym to okresie jednostka dominująca posiadała taką kontrolę.

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 19

Zaktualizowany MSR 19 wprowadza istotne zmiany w zakresie rachunkowości programów określonych świadczeń pracowniczych. W szczególności wyeliminowana została „metoda korytarzowa” umożliwiająca 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 określonych programów 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 lub strat aktuarialnych rozpoznając je w innych całkowitych dochodach zamiast w wyniku netto bieżącego okresu. Zyski lub 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 2.5 *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”, zatwierdzone w UE w dniu 11 grudnia 2012 roku (obowiązujący w odniesieniu do okresów rocznych rozpoczynających się 1 stycznia 2014 roku),
- MSSF 11 „Wspólne ustalenia umowne”, zatwierdzone w UE w dniu 11 grudnia 2012 roku (obowiązujący w odniesieniu do okresów rocznych rozpoczynających się 1 stycznia 2014 roku),
- MSSF 12 „Ujawnienie informacji na temat udziałów w innych jednostkach”, zatwierdzone w UE w dniu 11 grudnia 2012 roku (obowiązujący w odniesieniu do okresów rocznych rozpoczynających się 1 stycznia 2014 roku),
- MSR 27 (znowelizowany w roku 2011) „Skonsolidowane i jednostkowe sprawozdania finansowe”, zatwierdzone w UE w dniu 11 grudnia 2012 roku (obowiązujący w odniesieniu do okresów rocznych rozpoczynających się 1 stycznia 2014 roku),
- MSR 28 (znowelizowany w roku 2011) „Inwestycje w jednostkach stowarzyszonych i wspólnych przedsięwzięciach”, zatwierdzone w UE w dniu 11 grudnia 2012 roku (obowiązujący w odniesieniu do okresów rocznych rozpoczynających się 1 stycznia 2014 roku),

- Zmiany do MSR 32 „Instrumenty finansowe: prezentacja” – kompensowanie aktywów finansowych i zobowiązań finansowych, zatwierdzone w UE w dniu 13 grudnia 2012 roku (obowiązujący w odniesieniu do okresów rocznych rozpoczynających się 1 stycznia 2014 roku).

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 30 czerwca 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),
- Zmiany do MSSF 7 „Instrumenty finansowe: ujawnianie informacji – ujawnienia dotyczące skutków początkowego zastosowania MSSF 9, w sytuacji, kiedy jednostka nie przekształca danych porównawczych zgodnie z wymaganiami zmienionego MSSF 9 (obowiązujący w odniesieniu do okresów rocznych rozpoczynających się 1 stycznia 2015 roku),
- Zmiany do MSSF 10 „Skonsolidowane sprawozdania finansowe”, MSSF 12 „Ujawnienie informacji na temat udziałów w innych jednostkach” oraz MSR 27 „Skonsolidowane i jednostkowe sprawozdania finansowe” – jednostki inwestycyjne (obowiązujący w odniesieniu do okresów rocznych rozpoczynających się 1 stycznia 2014 roku),
- MSR 36 „Utrata wartości aktywów” – Ujawnienia wartości odzyskiwalnej aktywów niefinansowych (obowiązujący w odniesieniu do okresów rocznych rozpoczynających się 1 stycznia 2014 r. lub po tej dacie),
- KIMSF 21 „Opłaty” (obowiązujący 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

Przy sporządzaniu skróconego skonsolidowanego sprawozdania finansowego przyjęto te same ogólne zasady, zastosowane przy sporządzaniu rocznego skonsolidowanego sprawozdania finansowego za okres zakończony dnia 31 grudnia 2012 roku, które zostało opublikowane 19 marca 2013 roku, z wyjątkiem zastosowania zmian opisanych w punkcie 2.2.1. *Standardy i interpretacje zastosowane po raz pierwszy.*

2.3.1. Inwestycje w jednostki stowarzyszone

Jednostką stowarzyszoną jest podmiot, na który jednostka dominująca może znacząco wpływać i który nie jest jednostką zależną ani wspólnym przedsięwzięciem, uczestnicząc w ustalaniu zarówno polityki finansowej jak i operacyjnej jednostki stowarzyszonej.

Udziały finansowe Grupy w jej jednostkach stowarzyszonych wyceniane są przy wykorzystaniu metody 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 bilansowej

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. Sprawozdania finansowe jednostek stowarzyszonych i Grupy sporządzane są na ten sam dzień w oparciu o spójne zasady rachunkowości. W przypadkach, gdy jest to konieczne, w sprawozdaniach finansowych jednostek stowarzyszonych dokonuje się korekt dostosowujących zasady rachunkowości stosowane przez jednostkę do zasad stosowanych przez podmiot dominujący. Straty ponoszone przez jednostkę stowarzyszoną mogą świadczyć o utracie wartości jej aktywów, co powoduje konieczność ujęcia odpisu aktualizującego na odpowiednim poziomie.

2.3.2. Udziały we wspólnym przedsięwzięciu

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.

2.3.3. 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 jednostek:

- 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. 2.3.13.).

2.3.4. 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. 2.3.6.). 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 bilansowej 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 bilansowa 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.

2.3.5. 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 lub wartości niematerialnych i prawnych, w zależności czego dotyczą.

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.

2.3.6. 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.

2.3.7. 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, pomniejszonych 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 bilansową 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 następujące okresy ekonomicznej przydatności dla tych składników:

- Budynki i budowle 2 – 40 lat

2.3.8. 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.

2.3.9. 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.

2.3.9.1. 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.

2.3.9.2. 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 ustalane są przy użyciu metody wewnętrznej stopy zwrotu IRR.

Oplaty 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.

2.3.10. 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 jakiekolwiek 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 bilansową 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 bilansowej składnika aktywów (lub ośrodka wypracowującego środki pieniężne), wartość bilansowa 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 bilansowa składnika aktywów (lub ośrodka wypracowującego środki pieniężne) zostaje podwyższona do nowej oszacowanej wartości odzyskiwalnej, nie wyższej niż wartość bilansowa 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.

2.3.11. 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.

2.3.11.1. 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.

2.3.11.2. Pochodne instrumenty finansowe

Kategoria ta obejmuje wycenę instrumentów pochodnych, dla których Grupa stosuje zasady rachunkowości zabezpieczeń. Opis stosowanych zasad dotyczących rachunkowości Zabezpieczeń znajduje się w pkt. 2.3.13.

2.3.11.3. 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.

2.3.11.4. 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.

2.3.11.5. 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.

2.3.11.6. 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.

2.3.12. 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 lub inwestycji utrzymywanych do terminu wymagalności wycenianych w wysokości zamortyzowanego kosztu, uwzględnia się stopień prawdopodobieństwa ich zapłaty. Kwota odpisu aktualizującego stanowi różnicę pomiędzy wartością bilansową 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: statystyczna lub indywidualna. 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.

Według metody indywidualnej tworzone są odpisy aktualizujące należności od pozostałych klientów, które ujmowane są na podstawie indywidualnej analizy sytuacji finansowej dłużników.

Na należności przeterminowane powyżej 90 dni oraz na zarachowane opłaty karne, koszty procesowe, koszty egzekucyjne i odsetki od nieterminowych płatności, odpis aktualizujący tworzy się w wysokości 100% wartości należności.

Odpisy aktualizujące wartość należności zalicza się odpowiednio do pozostałych kosztów operacyjnych lub do 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 bilansowej 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.

2.3.13. Rachunkowość zabezpieczeń

Grupa stosuje rachunkowość zabezpieczeń przepływów pieniężnych dla transakcji walutowych i towarowych.

Celem podejmowanych przez Grupę działań zabezpieczających przed ryzykiem zmiany kursu EUR/PLN oraz USD/PLN jest zagwarantowanie określonego poziomu wartości złotowej ponoszonych przez nią wydatków w EUR oraz USD związanych głównie z zakupem gazu w kontraktach długoterminowych.

Typ zastosowanego powiązania zabezpieczającego to zabezpieczenie przyszłych, wysoce prawdopodobnych przepływów pieniężnych związanych z ponoszonymi przez Grupę wydatkami wyrażonymi w EUR oraz USD.

Wyznaczone do rachunkowości zabezpieczeń instrumenty zabezpieczające to zakupione kontrakty forward na kurs walutowy USD/PLN i EUR/PLN, zakupione europejskie opcje kupna i zerokosztowe struktury opcyjne (struktury collar) stanowiące złożenie zakupionych europejskich opcji kupna oraz wystawionych europejskich opcji sprzedaży na kurs EUR/PLN i USD/PLN, o identycznych nominałach z datami rozliczenia przypadającymi w dniach oczekiwanego wypływu zabezpieczanego wolumenu walut z tytułu ponoszonych wydatków na gaz.

Celem podejmowanych przez Grupę działań zabezpieczających przed ryzykiem zmiany ceny gazu jest zagwarantowanie określonego poziomu, wyrażonego w USD, kosztu nabywanego surowca.

Typ zastosowanego powiązania zabezpieczającego to zabezpieczenie przyszłych, wysoce prawdopodobnych przepływów pieniężnych związanych z zakupem gazu. Wyznaczone do rachunkowości zabezpieczeń towarowe instrumenty zabezpieczające to zakupione kontrakty swap (buy fix / sell float), azjatyckie opcje towarowe kupna oraz zerokosztowe struktury opcyjne stanowiące złożenie zakupionych azjatyckich opcji kupna oraz sprzedanych azjatyckich opcji sprzedaży. Wszystkie instrumenty zawierane są na indeks Gasoil 0,1% Barges FOB Rotterdam (Platt's) oraz na indeks Fuel Oil 1% Barges FOB Rotterdam (Platt's).

Zmiany wartości godziwej finansowych instrumentów pochodnych wyznaczonych do zabezpieczenia przepływów pieniężnych w części stanowiącej efektywne zabezpieczenie odnosi się bezpośrednio w skumulowane inne całkowite dochody. Zmiany wartości godziwej finansowych instrumentów pochodnych wyznaczonych do zabezpieczenia przepływów pieniężnych w części nie stanowiącej efektywnego zabezpieczenia zalicza się do pozostałych przychodów lub kosztów operacyjnych okresu sprawozdawczego.

W przypadku, gdy instrument zabezpieczający wygasa, zostaje sprzedany, rozwiązany lub wykonany lub zabezpieczenie przestaje spełniać określone kryteria rachunkowości zabezpieczeń, wartość wyceny pozostaje dalej w odrębnej pozycji w kapitale własnym aż do momentu zajścia planowanej transakcji. Natomiast w przypadku, gdyby Grupa zaprzestała oczekiwać realizacji planowanej transakcji, część wyceny przenoszona jest z kapitału własnego do rachunku zysków i strat jako

korekta wynikająca z przeklasyfikowania. W sytuacji, gdy Grupa unieważnia powiązanie zabezpieczające, kwoty wyceny pozostają w odrębnej pozycji w kapitale własnym aż do momentu zajścia planowanej transakcji lub do momentu, kiedy zaprzestanie się oczekiwać jej realizacji.

2.3.14. 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.

2.3.15. 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 trwale 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.

2.3.16. 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.

2.3.17. 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 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 oraz
- pozostałe rezerwy.

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

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.

2.3.17.2. 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.

2.3.17.3. 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.

2.3.17.4 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.

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

2.3.17.5. 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.

2.3.18. 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.

2.3.19. 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.

2.3.19.1. 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.

2.3.19.2. 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.

2.3.19.3. 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.

2.3.19.4. 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.

2.3.19.5. 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 osłonowych 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 notce 40.

2.3.19.6. 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 trwale 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 wadów,
- leasingodawców z tytułu leasingu operacyjnego,
- kontrahentów z tytułu zabezpieczeń należytego wykonania umowy,
- inne zobowiązania.

2.3.20. Przychody ze sprzedaży

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

Przychody ze sprzedaży stanowią należności (z wyłączeniem należnego podatku VAT oraz innych kwot pobieranych w imieniu osób trzecich) za produkty, towary 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.

2.3.20.1. Sprzedaż towarów i produktów

Sprzedaż towarów i produktów ujmowana jest w momencie dostarczenia nabywcy towarów i produktów 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.

2.3.20.2. 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.

2.3.20.3. 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.

2.3.21. Pozostałe kategorie przychodów

2.3.21.1. 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.

2.3.21.2. Dywidendy

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

2.3.22. 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 dotację.

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 ujmuje 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.

2.3.23. 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 przyszły dochód do opodatkowania nie będzie wystarczający by rozliczyć ujemne różnice przejściowe, następuje odpis aktywów z tytułu odroczonego podatku dochodowego.

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

2.3.24. 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 tego segmentu są: pozyskanie węglowodorów ze złóż i przygotowanie produktów do sprzedaży. Segment obejmuje cały proces poszukiwania i wydobywania 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 ten prowadzi sprzedaż gazu ziemnego importowanego oraz wydobywanego ze złóż krajowych, a także wykorzystuje podziemne magazyny gazu na potrzeby handlowe. 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 zostały również zakwalifikowane spółki: PGNiG Sales & Trading GmbH z siedzibą w Monachium, zajmująca się handlem i dystrybucją gazu oraz energii elektrycznej oraz PGNiG Energia S.A., prowadząca działalność w obszarze handlu energią elektryczną.

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 tego segmentu stanowi przesyłanie gazu ziemnego siecią dystrybucyjną. Dystrybucją gazu ziemnego zajmuje się sześć podmiotów – Spółki Gazownictwa, które dostarczają gaz do odbiorców indywidualnych, przemysłowych i hurtowych. Ponadto, spółki te odpowiadają za eksploatację, remonty oraz rozbudowę sieci dystrybucyjnej.

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

e) *Pozostałe segmenty.* Pozycja ta 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 tyt. dostaw i usług), zobowiązania z tytułu wynagrodzeń i podatków (zarówno wymagalne jak i naliczone) oraz wszystkie 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 notcie 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 2.3.4. 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 notce 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. 2.3.17.3).

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 oparta o postanowienia Protokołu Międzyrządowego z dnia 29 października 2010 roku, które zawierają oczekiwany wynik netto spółki, o czym mowa szerzej w notce 6. 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.

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. Zmiany prezentacji w sprawozdaniu finansowym

W sprawozdaniu sporządzonym za I półrocze 2013 roku Grupa dokonała zmian porównywalnych danych finansowych w zakresie zasad ujmowania wydatków dotyczących:

- badań sejsmicznych,
- koncesji,
- prawa do informacji geologicznej,
- użytkowania górniczego.

Do 2012 roku Zasady Rachunkowości przewidywały ujęcie wydatków na badania sejsmiczne i koncesje bezpośrednio jako koszt w rachunku zysków i strat w okresie, w którym zostały poniesione. Natomiast prawa do informacji geologicznej oraz użytkowania górniczego Grupa prezentowała dotychczas jako pozostałe aktywa.

Od 2012 roku, ze względu na intensyfikację prowadzonej działalności w zakresie poszukiwań i ewentualnego późniejszego zagospodarowania złóż gazu niekonwencjonalnego, jak również w celu zwiększenia porównywalności danych finansowych z innymi podmiotami tej branży, powyższe wydatki Grupa prezentuje w następujący sposób:

- wydatki na usługi badań sejsmicznych są kapitalizowane w wartości aktywów z tytułu poszukiwania i oceny zasobów mineralnych,
- wydatki na koncesje, prawo do informacji geologicznej oraz użytkowanie górnicze podlegają kapitalizacji i prezentowane są jako wartości niematerialne.

Powyższe zmiany zostały zaprezentowane retrospektywnie w korespondencji z zyskami zatrzymanymi.

Grupa dokonała również zmian prezentacyjnych dotyczących świadczeń pracowniczych. Do roku 2012 rezerwy na świadczenia pracownicze prezentowane były w pozycji rachunku zysków i strat w pozostałych kosztach/przychodach operacyjnych. W roku 2012 Grupa powyższe koszty/przychody zaprezentowała w rachunku zysków i strat w pozycji Świadczenia pracownicze, natomiast zobowiązania zostały przedstawione w pozycji Zobowiązania z tytułu świadczeń pracowniczych w sprawozdaniu z sytuacji finansowej.

Oprócz tego 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 szerzej opisany w notce 2.2.1. Standardy i interpretacje zastosowane po raz pierwszy.

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

W wyniku zastosowania zmian wprowadzono korekty danych porównywalnych za odpowiednie okresy 2012 roku i zaprezentowano je w poniższych sprawozdaniach.

2.5.1. Zysk/(Strata) netto i rozwodniony zysk/(strata) netto na jedną akcję przypisane akcjonariuszom jednostki dominującej w złotych

	Okres od 1 stycznia 2012 do 30 czerwca 2012 przed zmianą	Okres od 1 stycznia 2012 do 30 czerwca 2012 po zmianie
Zysk/(Strata) netto i rozwodniony zysk/(strata) netto na jedną akcję przypisane akcjonariuszom jednostki dominującej w złotych	(0,002)	0,01

2.5.2. Skonsolidowany rachunek zysków i strat

	Okres od 1 stycznia 2012 do 30 czerwca 2012 przed zmianą	Korekty dostosowujące do porównywalności - zmiana prezentacji zobowiązań z tytułu świadczeń pracowniczych	Korekty dostosowujące do porównywalności - badania sejsmiczne, koncesje	Korekty dostosowujące do porównywalności - zmiana MSR 19	Okres od 1 stycznia 2012 do 30 czerwca 2012 po zmianie
Przychody ze sprzedaży	14 764	-	-	-	14 764
Zużycie surowców i materiałów	(10 633)	-	-	-	(10 633)
Świadczenia pracownicze	(1 365)	4	-	4	(1 357)
Amortyzacja	(1 004)	-	-	-	(1 004)
Usługi obce	(1 487)	-	-	-	(1 487)
Koszt wytworzenia świadczeń na własne potrzeby	362	-	71	-	433
Pozostałe przychody i koszty operacyjne	(690)	(4)	-	-	(694)
Koszty operacyjne razem	(14 817)	-	71	4	(14 742)
Zysk/(Strata) z działalności operacyjnej	(53)	-	71	4	22
Przychody finansowe	69	-	-	-	69
Koszty finansowe	(196)	-	-	-	(196)
Udział w wyniku finansowym jednostek wycenianych metodą praw własności	87	-	-	-	87
Zysk/(Strata) przed opodatkowaniem	(93)	-	71	4	(18)
Podatek dochodowy	77	-	(13)	(1)	63
Zysk/(Strata) netto	(16)	-	58	3	45

2.5.3. Skonsolidowane sprawozdanie z całkowitych dochodów

	Okres od 1 stycznia 2012 do 30 czerwca 2012 przed zmianą	Korekty dostosowujące do porównywalności - zmiana prezentacji zobowiązań z tytułu świadczeń pracowniczych	Korekty dostosowujące do porównywalności - badania sejsmiczne, koncesje	Korekty dostosowujące do porównywalności - zmiana MSR 19	Okres od 1 stycznia 2012 do 30 czerwca 2012 po zmianie
Zysk/(Strata) netto	(16)	-	58	3	45
Inne całkowite dochody netto	(85)	-	-	(2)	(87)
z tego:					
Różnice kursowe z przeliczenia jednostek zagranicznych	14	-	-	-	14
Zyski/(Straty) aktuarialne dotyczące świadczeń pracowniczych wraz z podatkiem	-	-	-	(2)	(2)
Całkowite dochody razem	(101)	-	58	1	(42)

2.5.4. Skonsolidowane sprawozdanie z sytuacji finansowej

	31 grudnia 2012 przed zmianą	Korekty dostosowujące do porównywalności – zmiana MSR 19	31 grudnia 2012 po zmianie
AKTYWA			
Aktywa trwałe (długoterminowe) razem	37 084	11	37 095
z tego:			
Aktywa z tytułu podatku odroczonego	1 124	11	1 135
Aktywa obrotowe (krótkoterminowe) razem	10 833	-	10 833
Aktywa razem	47 917	11	47 928
ZOBOWIĄZANIA I KAPITAŁ WŁASNY			
Kapitał własny razem	27 247	(51)	27 196
z tego:			
Skumulowane inne całkowite dochody	(90)	(60)	(150)
Zyski zatrzymane	19 693	9	19 702
Zobowiązania długoterminowe razem	11 057	62	11 119
z tego:			
Zobowiązania z tytułu świadczeń pracowniczych	319	62	381
Zobowiązania krótkoterminowe razem	9 613	-	9 613
z tego:			
Zobowiązania z tytułu świadczeń pracowniczych	356	-	356
Zobowiązania razem	20 670	62	20 732
Zobowiązania i kapitał własny razem	47 917	11	47 928

2.5.5. Skonsolidowane sprawozdanie z przepływów pieniężnych

	Okres od 1 stycznia 2012 do 30 czerwca 2012 przed zmianą	Korekty dostosowujące do porównywalności - badania sejsmiczne, koncesje	Korekty dostosowujące do porównywalności – zmiana MSR 19	Okres od 1 stycznia 2012 do 30 czerwca 2012 po zmianie
Przepływy pieniężne netto z działalności operacyjnej	1 180	71	-	1 251
z tego:				
Zysk/(Strata) netto	(16)	58	3	45
Podatek dochodowy bieżącego okresu	(77)	13	1	(63)
Pozostałe pozycje netto	82	1	(2)	81
Zmiana stanu kapitału obrotowego	426	(1)	(2)	423
Przepływy pieniężne netto z działalności inwestycyjnej	(4 289)	(71)	-	(4 360)
z tego:				
Nabycie rzeczowych aktywów trwałych i wartości niematerialnych	(1 617)	(71)	-	(1 688)
Przepływy pieniężne netto z działalności finansowej	2 974	-	-	2 974
Zmiana stanu środków pieniężnych netto	(135)	-	-	(135)
Środki pieniężne i ich ekwiwalenty na początek okresu	1 504	-	-	1 504
Środki pieniężne i ich ekwiwalenty na koniec okresu	1 369	-	-	1 369

2.5.6. Segmenty sprawozdawcze

W poniższej tabeli został zaprezentowany wpływ wprowadzonych w okresie bieżącym zmian na wynik operacyjny oraz aktywa i pasywa w segmentach operacyjnych za okres porównawczy tj. za I półrocze 2012 roku.

Okres zakończony 30 czerwca 2012 roku	Poszukiwanie i wydobywanie	Obrót i magazynowanie	Dystrybucja	Wytwarzanie	Pozostałe segmenty	Eliminacje	Razem
Zysk/(Strata) z działalności operacyjnej segmentu przed zmianami	770	(1 436)	566	54	(30)	23	(53)
Zmiany, w tym	72	1	3	(1)	-	-	75
1) Korekty dostosowujące do porównywalności – badania sejsmiczne oraz koncesje	71	-	-	-	-	-	71
2) Korekty dostosowujące do porównywalności – zmiana MSR 19	1	1	3	(1)	-	-	4
Zysk/(Strata) z działalności operacyjnej segmentu po zmianach	842	(1 435)	569	53	(30)	23	22
Aktywa segmentu przed zmianami	15 176	14 598	12 953	4 135	437	(7 264)	40 035
Zmiany, w tym	963	12	-	-	-	-	975
1) Korekty dostosowujące do porównywalności – badania sejsmiczne oraz koncesje	963	12	-	-	-	-	975
Aktywa segmentu po zmianach	16 139	14 610	12 953	4 135	437	(7 264)	41 010
Zobowiązania segmentu przed zmianami	5 159	3 214	2 334	2 642	164	(6 948)	6 565
Zmiany, w tym	23	8	48	1	-	-	80
1) Korekty dostosowujące do porównywalności – zmiana MSR 19	23	8	48	1	-	-	80
Zobowiązania segmentu po zmianach	5 182	3 222	2 382	2 643	164	(6 948)	6 645

W powyższej tabeli zostały przedstawione jedynie zmiany mające wpływ na wynik operacyjny segmentów oraz istotne zmiany na aktywach i zobowiązaniach segmentów. W nocy 3. Segmenty operacyjne wszystkie pozycje za okres porównawczy zostały przekształcone do porównywalności z okresem bieżącym.

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 30 czerwca 2013 roku i 30 czerwca 2012 roku.

Okres zakończony 30 czerwca 2013 roku	Poszukiwanie i wydobywanie	Obrót i magazynowanie	Dystrybucja	Wytwarzanie	Pozostałe segmenty	Eliminacje	Razem
Rachunek zysków i strat							
Sprzedaż na rzecz klientów zewnętrznych	2 022	13 646	85	898	139	-	16 790
Sprzedaż między segmentami	740	180	2 221	230	92	(3 463)	-
Przychody segmentu razem	2 762	13 826	2 306	1 128	231	(3 463)	16 790
Amortyzacja	(466)	(87)	(422)	(176)	(11)	-	(1 162)
Pozostałe koszty	(921)	(13 711)	(1 248)	(809)	(224)	3 459	(13 454)
Koszty segmentu razem	(1 387)	(13 798)	(1 670)	(985)	(235)	3 459	(14 616)
Zysk/(Strata) z działalności operacyjnej segmentu	1 375	28	636	143	(4)	(4)	2 174
Koszty finansowe netto							(233)
Udział w wyniku finansowym jednostek wycenianych metodą praw własności		(42)					(42)
Zysk/(Strata) przed opodatkowaniem							1 899
Podatek dochodowy							(471)
Zysk/(Strata) netto							1 428
Sprawozdanie z sytuacji finansowej							
Aktywa segmentu	16 586	17 130	13 906	4 086	504	(7 546)	44 666
Inwestycje w jednostkach wycenianych metodą praw własności		729					729
Aktywa nieprzypisane							394
Aktywa z tytułu podatku odroczonego							1 142
Aktywa razem							46 931
Kapitał własny razem							27 985
Zobowiązania segmentu	5 818	4 775	2 797	1 835	194	(7 131)	8 288
Zobowiązania nieprzypisane							8 620
Zobowiązania z tytułu podatku odroczonego							2 038
Zobowiązania i kapitał własny razem							46 931
Pozostałe informacje dotyczące segmentu							
Nakłady inwestycyjne na rzeczowe aktywa trwałe i wartości niematerialne	(891)	(87)	(559)	(51)	(9)	29	(1 568)
Odpisy aktualizujące aktywa	(1 049)	(1 688)	(99)	(36)	(11)	1	(2 882)
Odpisy aktualizujące aktywa nieprzypisane							(40)

Grupa Kapitałowa PGNiG
Skrócone Śródroczne Skonsolidowane Sprawozdanie Finansowe za okres sześciu miesięcy zakończony 30 czerwca 2013 roku
(w milionach złotych)

Okres zakończony 30 czerwca 2012 roku	Poszukiwanie i wydobywanie	Obrót i magazynowanie	Dystrybucja	Wytwarzanie	Pozostałe segmenty	Eliminacje	Razem
Rachunek zysków i strat							
Sprzedaż na rzecz klientów zewnętrznych	1 476	12 032	64	1 114	78	-	14 764
Sprzedaż między segmentami	571	267	1 865	-	152	(2 855)	-
Przychody segmentu razem	2 047	12 299	1 929	1 114	230	(2 855)	14 764
Amortyzacja	(295)	(66)	(405)	(230)	(8)	-	(1 004)
Pozostałe koszty	(910)	(13 668)	(955)	(831)	(252)	2 878	(13 738)
Koszty segmentu razem	(1 205)	(13 734)	(1 360)	(1 061)	(260)	2 878	(14 742)
Zysk/(Strata) z działalności operacyjnej segmentu	842	(1 435)	569	53	(30)	23	22
Koszty finansowe netto							(127)
Udział w wyniku finansowym jednostek wycenianych metodą praw własności		87					87
Zysk/(Strata) przed opodatkowaniem							(18)
Podatek dochodowy							63
Zysk/(Strata) netto							45
Sprawozdanie z sytuacji finansowej							
Aktywa segmentu	16 139	14 610	12 953	4 135	437	(7 264)	41 010
Inwestycje w jednostkach wycenianych metodą praw własności		685					685
Aktywa nieprzypisane							254
Aktywa z tytułu podatku odroczonego							1 177
Aktywa razem							43 126
Kapitał własny razem							25 112
Zobowiązania segmentu	5 182	3 222	2 382	2 643	164	(6 948)	6 645
Zobowiązania nieprzypisane							9 420
Zobowiązania z tytułu podatku odroczonego							1 949
Zobowiązania i kapitał własny razem							43 126
Pozostałe informacje dotyczące segmentu							
Nakłady inwestycyjne na rzeczowe aktywa trwałe i wartości niematerialne	(868)	(149)	(583)	(60)	(12)	(16)	(1 688)
Odpisy aktualizujące aktywa	(501)	(2 123)	(92)	(25)	(10)	-	(2 751)
Odpisy aktualizujące aktywa nieprzypisane							(38)

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 I półroczu 2013 roku, stanowiły 11,53% (4,58% w I półroczu 2012 roku) ogólnej kwoty przychodów ze sprzedaży do klientów zewnętrznych.

	Okres od 1 stycznia 2013 do 30 czerwca 2013	Okres od 1 stycznia 2012 do 30 czerwca 2012
Sprzedaż w Polsce:	14 854	14 088
Gaz wysokometanowy	11 878	11 446
Gaz zaazotowany	774	715
Ropa naftowa	491	325
Hel	16	18
Gaz propan butan	31	31
Gazolina	3	4
Gaz LNG	29	24
Gaz CNG	15	15
Energia elektryczna	508	445
Ciepło	601	527
Świadectwa pochodzenia energii	28	132
Usługi magazynowania gazu	21	19
Usługi geofizyczno - geologiczne	30	59
Usługi wiertnicze i serwisowe	104	119
Produkcja budowlano-montażowa	104	38
Usługi hotelowe	15	13
Pozostałe usługi	143	97
Pozostałe produkty	13	8
Towary i materiały	12	11
Oплата przyłączeniowa	38	42
Sprzedaż poza Polską:	1 936	676
Gaz wysokometanowy*	933	89
Ropa naftowa	560	265
Hel	76	48
Gaz NGL	48	-
Energia elektryczna	3	-
Usługi geofizyczno - geologiczne	77	102
Usługi wiertnicze i serwisowe	183	141
Produkcja budowlano-montażowa	3	13
Pozostałe usługi	1	7
Pozostałe produkty	10	11
Towary i materiały	42	-
Razem	16 790	14 764

* Sprzedaż realizowana głównie przez PGNiG Sales & Trading GmbH na terenie Europy Zachodniej.

Grupa sprzedaje głównie do klientów w Niemczech (53% 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 30 czerwca 2013 roku stanowiła 15,83% (15,61% na dzień 31 grudnia 2012 roku) ogólnej kwoty aktywów Grupy.

	30 czerwca 2013	31 grudnia 2012
Wartość aktywów trwałych innych niż instrumenty finansowe znajdujących się w Polsce	29 421	29 487
Wartość aktywów trwałych innych niż instrumenty finansowe znajdujących się poza Polską*	5 532	5 454
Razem	34 953	34 941

* Z tego kwota 4 113 milionów złotych na dzień 30 czerwca 2013 roku dotyczyła PGNiG Upstream International AS (4 125 milionów złotych na koniec 2012 roku).

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 30 czerwca 2013	Okres od 1 stycznia 2012 do 30 czerwca 2012
Koszt sprzedanego gazu	(9 618)	(9 688)
Paliwa do produkcji energii i ciepła	(534)	(563)
Zużycie pozostałych surowców i materiałów	(324)	(382)
Razem	(10 476)	(10 633)

4.2. Świadczenia na rzecz pracowników

	Okres od 1 stycznia 2013 do 30 czerwca 2013	Okres od 1 stycznia 2012 do 30 czerwca 2012
Wynagrodzenia	(1 078)	(993)
Składki na ubezpieczenie społeczne	(237)	(229)
Pozostałe świadczenia pracownicze	(154)	(183)
Koszty przyszłych świadczeń	51	48
Razem	(1 418)	(1 357)

4.3. Usługi obce

	Okres od 1 stycznia 2013 do 30 czerwca 2013	Okres od 1 stycznia 2012 do 30 czerwca 2012
Usługi przesyłowe	(742)	(752)
Koszt spisanych odwiertów negatywnych	(81)	(61)
Pozostałe usługi obce	(690)	(674)
Razem	(1 513)	(1 487)

4.4. Pozostałe przychody i koszty operacyjne

	Okres od 1 stycznia 2013 do 30 czerwca 2013	Okres od 1 stycznia 2012 do 30 czerwca 2012
Przychody z tyt. odszkodowań, kar, grzywien, itp.	81	25
Przychody z bieżącego rozliczenia ujętych w sprawozdaniu z sytuacji finansowej przychodów przyszłych okresów	32	33
Odsetki od należności dotyczących działalności operacyjnej	37	25
Pozostałe przychody operacyjne	20	17
Różnice kursowe netto dotyczące działalności operacyjnej	(12)	(136)
Wynik na instrumentach pochodnych dotyczących działalności operacyjnej	(10)	(133)
Wynik ze zbycia niefinansowych aktywów trwałych	-	63
Zmiana stanu produktów	170	153
Zmiana stanu odpisów aktualizujących wartość składników rzeczowych aktywów trwałych	79	60
Zmiana stanu odpisów na zapasy	(58)	(65)
Zmiana stanu odpisów na należności z tytułu dostaw i usług oraz pozostałe należności	39	(6)
Zmiana stanu pozostałych odpisów aktualizujących	(2)	-
Rezerwa na koszty likwidacji odwiertów	1	(15)
Rezerwa na karę UOKiK	-	(60)
Rezerwy związane z ochroną środowiska	5	-
Rezerwa na roszczenia z tytułu bezumownego korzystania z gruntów	(4)	-
Pozostałe rezerwy	(71)	(4)
Podatki i opłaty	(430)	(425)
Wartość sprzedanych towarów i materiałów	(186)	(22)
Ubezpieczenia majątkowe	(39)	(44)
Delegacje krajowe i zagraniczne	(28)	(30)
Koszty z tyt. odszkodowań, kar, grzywien, itp.	(10)	(13)
Odsetki od zobowiązań dotyczących działalności operacyjnej	(2)	-
Pozostałe koszty	(83)	(117)
Razem	(471)	(694)

5. PRZYCHODY I KOSZTY FINANSOWE

	Okres od 1 stycznia 2013 do 30 czerwca 2013	Okres od 1 stycznia 2012 do 30 czerwca 2012
Przychody finansowe	150	69
Zysk z wyceny i realizacji pochodnych instrumentów finansowych	105	26
Przychody z tytułu odsetek	42	34
Dywidendy i udziały w zyskach	3	4
Pozostałe przychody finansowe	-	5
Koszty finansowe	(383)	(196)
Strata z wyceny i realizacji pochodnych instrumentów finansowych	-	-
Koszty z tytułu odsetek	(145)	(129)
Strata na różnicach kursowych	(216)	(56)
Prowizje od kredytów	(14)	(7)
Koszt gwarancji	(2)	(2)
Pozostałe koszty finansowe	(6)	(2)
Wynik na działalności finansowej	(233)	(127)

6. WYCENA JEDNOSTEK STOWARZYSZONYCH METODĄ PRAW WŁASNOŚCI

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

	30 czerwca 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	4 732	5 012
Suma zobowiązań	1 138	1 370
Przychody ze sprzedaży	527	618
Zysk/(Strata) netto	(27)	85
Gas - Trading S.A.		
Udział Grupy PGNiG w kapitale spółki	43,41%	43,41%
Podstawowa działalność	Handel	Handel
Podstawowe dane finansowe**		
Suma aktywów	41	43
Suma zobowiązań	1	3
Przychody ze sprzedaży	21	19
Zysk/(Strata) netto	(0,2)	(0,4)

* W tym 48% to 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

	30 czerwca 2013	31 grudnia 2012
SGT EUROPOL GAZ S.A.		
Wycena udziałów metodą praw własności*	1 498	1 528
Cena nabycia	38	38
Udział w zmianie kapitałów	1 536	1 566
Odpis z tytułu utraty wartości	(823)	(811)
Wartość księgowa netto inwestycji	713	755
Gas - Trading S.A.		
Wycena udziałów metodą praw własności	15	15
Cena nabycia	1	1
Udział w zmianie kapitałów	16	16
Wartość księgowa netto inwestycji	16	16
Razem wartość księgowa netto inwestycji	729	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 30 czerwca 2013	Okres od 1 stycznia 2012 do 30 czerwca 2012
Wartość księgowa netto inwestycji na początek okresu	771	598
Wycena odniesiona w wynik finansowy, w tym:	(42)	87
Wycena SGT EUROPOL GAZ S.A.	(42)	87
Wartość księgowa netto inwestycji na koniec okresu	729	685

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. na dzień 30 czerwca 2013 roku sporządzonego 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 21 000 tysięcy 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 30 czerwca 2013 roku, stosując metodę praw własności, Jednostka Dominująca wyliczyła wartość udziału w kapitale własnym spółki współzależnej w wysokości 1 536 milionów złotych. Wartość spółki wyliczona przy zastosowaniu metody zdyskontowanych przepływów pieniężnych na ten sam dzień kształtuje się na poziomie 713 milionów złotych.

Jednostka Dominująca dokonała aktualizacji wartości księgowej netto spółki korygując ją do bieżącej wartości wyceny, to jest 713 milionów złotych. Zmiana wyceny na koniec I półrocza 2013 roku w stosunku do wyceny na dzień 31 grudnia 2012 roku wyniosła 42 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 30 czerwca 2013	Okres od 1 stycznia 2012 do 30 czerwca 2012
Zysk/(Strata) przed opodatkowaniem	1 899	(18)
Obowiązująca w okresie stawka podatkowa	19%	19%
Podatek według obowiązującej stawki podatkowej	(361)	3
Różnica w stawkach podatkowych	(9)	(3)
Ulgi inwestycyjne (Norwegia)	(7)	102
Różnice trwale pomiędzy zyskiem/(stratą) przed opodatkowaniem a podstawą opodatkowania	(94)	(39)
Obciążenie podatkowe wykazane w skonsolidowanym rachunku zysków i strat	(471)	63
Bieżący podatek dochodowy	7.2. (402)	(129)
Odroczony podatek dochodowy	7.3. (69)	192
Efektywna stopa podatkowa	25%	350%

7.2. Bieżący podatek dochodowy

	Okres od 1 stycznia 2013 do 30 czerwca 2013	Okres od 1 stycznia 2012 do 30 czerwca 2012
Zysk/(Strata) przed opodatkowaniem (skonsolidowany)	1 899	(18)
Korekty konsolidacyjne	374	262
Różnice pomiędzy zyskiem/(stratą) przed opodatkowaniem a podstawą opodatkowania podatkiem dochodowym	(508)	(523)
Przychody podatkowe niezaliczane do księgowych	85	129
Koszty stanowiące koszt uzyskania przychodu, nie zaliczane do kosztów księgowych	(1 767)	(1 537)
Przychody niezaliczane do dochodu do opodatkowania	744	793
Koszty nieuznawane za koszty uzyskania przychodu	(1 941)	(1 699)
Odliczenia od dochodu	(23)	(21)
Podstawa opodatkowania podatkiem dochodowym	1 765	(279)
Stawka podatkowa w danym okresie	19%	19%
Podatek dochodowy	(335)	53
Zwiększenia, zaniechania, zwolnienia, odliczenia i obniżki podatku	(67)	(182)
Podatek dochodowy bieżący wykazany w deklaracji podatkowej okresu	(402)	(129)
Bieżący podatek dochodowy wykazany w skonsolidowanym rachunku zysków i strat	(402)	(129)

7.3. Odroczone podatek dochodowy

	Okres od 1 stycznia 2013 do 30 czerwca 2013	Okres od 1 stycznia 2012 do 30 czerwca 2012
Odroczony podatek dochodowy wykazany w skonsolidowanym rachunku zysków i strat	(69)	192
Powstanie i odwrócenie się podatku odroczonego z tytułu ujemnych różnic przejściowych	10	213
Odpisy aktualizujące aktywa finansowe, należności i środki trwałe w budowie	7	-
Rezerwy na przyszłe zobowiązania	16	7
Koszty zawartych transakcji zabezpieczających ryzyko kursowe i ryzyko stopy procentowej	(44)	(11)
Ujemne różnice kursowe	4	(2)
Ulgi inwestycyjne (Norwegia)	(7)	102
Strata podatkowa bieżącego okresu	1	112
Pozostałe ujemne różnice przejściowe	33	5
Powstanie i odwrócenie się podatku odroczonego z tytułu dodatnich różnic przejściowych	(79)	(21)
Różnica pomiędzy wartością podatkową i rachunkową aktywów trwałych	(18)	(4)
Wycena pozytywna zawartych transakcji zabezpieczających ryzyko kursowe i ryzyko stopy procentowej	2	(9)
Dodatnie różnice kursowe	(1)	1
Przychody z tytułu obowiązku podatkowego w następnym miesiącu	16	11
Pozostałe dodatnie różnice przejściowe	(78)	(20)
Odroczony podatek dochodowy wykazany w innych całkowitych dochodach netto, w tym:	(22)	23
Stosowanie rachunkowości zabezpieczeń	(23)	23
Zyski/(Straty) aktuarialne dotyczące świadczeń pracowniczych	1	-
Różnice kursowe z przeliczenia podatku odroczonego spółek zagranicznych	(4)	-
Zmiany w Grupie	-	(351)
Reklasyfikacja do aktywów przeznaczonych do sprzedaży	-	-
Razem zmiany	(95)	(136)

Bieżący okres sprawozdawczy obejmował okres podatkowy od 1 stycznia 2013 roku do 30 czerwca 2013 roku. W I półroczu 2013 roku obowiązywała 19% stawka podatku dochodowego od osób prawnych dla podmiotów działających na terenie Polski. W okresie porównawczym, tj. w roku 2012 roku stawka ta wynosiła również 19%.

Przepisy dotyczące podatku od towarów i usług, podatku dochodowego od osób prawnych, fizycznych, czy składek na ubezpieczenia społeczne podlegają zmianom, wskutek czego niejednokrotnie brakuje odniesienia do utrwalonych regulacji bądź precedensów prawnych. Obowiązujące przepisy zawierają również niejasności, które powodują różnice w opiniach co do interpretacji prawnej przepisów podatkowych zarówno między organami państwowymi, jak i między organami państwowymi i przedsiębiorstwami. Rozliczenia podatkowe oraz inne (na przykład celne czy dewizowe) mogą być przedmiotem kontroli organów, które uprawnione są do nakładania kar, a ustalone w wyniku kontroli dodatkowe kwoty zobowiązań muszą zostać wpłacone wraz z odsetkami. Zjawiska te powodują, że ryzyko podatkowe w Polsce jest wyższe niż istniejące zwykle w krajach o bardziej rozwiniętym systemie podatkowym. W Polsce nie istnieją formalne procedury dotyczące uzgadniania ostatecznego poziomu wymiaru podatku. Rozliczenia podatkowe mogą zostać poddane kontroli przez okres pięciu lat. W efekcie, kwoty wykazane w sprawozdaniu finansowym mogą ulec zmianie w późniejszym terminie po ostatecznym ustaleniu ich wysokości przez organy skarbowe.

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 I półroczu roku 2013 i w I półroczu roku 2012 obowiązywały stawki podatkowe z przedziału od 10 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%);
- System podatku naftowego (dodatkowa stawka podatku 51%).

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% razy 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 zostanie rozliczony w momencie 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 poniesione przez PGNiG Upstream International AS, począwszy od roku 2007, powiększone o oprocentowanie, obniżą w przyszłości 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 I półroczu 2013 roku Grupa nie zaniechała żadnej działalności.

W II półroczu 2013 roku Grupa planuje dokonać sprzedaży spółki zależnej Geovita S.A., prowadzącej działalność hotelarską.

Na dzień 30 czerwca 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 30 czerwca 2013	Okres od 1 stycznia 2012 do 30 czerwca 2012
Zysk/(Strata) netto przypisany akcjonariuszom jednostki dominującej	1 425	48
Zysk/(Strata) netto przypisany akcjonariuszom jednostki dominującej zastosowany do obliczenia rozwodnionego zysku/(straty) na jedną akcję	1 425	48
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)	0,24	0,01
Zysk/(Strata) rozwodniony za okres obrotowy na jedną akcję, przypisany zwykłym akcjonariuszom jednostki dominującej (w złotych)	0,24	0,01

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.)
30 czerwca 2013				
2013-01-01	2013-06-30	5 900	181	5 900
Razem			181	5 900
30 czerwca 2012				
2012-01-01	2012-06-30	5 900	182	5 900
Razem			182	5 900

10. DYWIDENDY WYPŁACONE I ZAPROPONOWANE DO WYPŁATY

Dywidendy zadeklarowane w okresie	Okres od 1 stycznia 2013 do 30 czerwca 2013	Okres od 1 stycznia 2012 do 30 czerwca 2012
Zadeklarowana dywidenda na jedną akcję (w złotych)	0,13	-
Liczba akcji (mln szt.)	5 900	5 900
Wartość zadeklarowanej dywidendy w milionach złotych, w tym:	767	-
- dywidenda w formie pieniężnej dla Skarbu Państwa	555	-
- dywidenda w formie pieniężnej dla pozostałych akcjonariuszy	212	-

W dniu 6 czerwca 2012 roku, Zwyczajne Walne Zgromadzenie PGNiG S.A., postanowiło przeznaczyć zysk Spółki za 2011 rok w kwocie 1 615,7 milionów złotych oraz zysk zatrzymany w kwocie 72,5 milionów złotych na zwiększenie kapitału zapasowego Spółki, co oznacza brak dywidendy dla akcjonariuszy za rok 2011.

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.

11. RZECZOWE AKTYWA TRWAŁE

	30 czerwca 2013	31 grudnia 2012
Grunty	76	70
Budynki i budowle	17 543	16 522
Urządzenia techniczne i maszyny	9 213	4 530
Środki transportu i pozostałe	1 248	1 244
Razem środki trwałe	28 080	22 366
Środki trwałe w budowie dotyczące poszukiwania i oceny zasobów mineralnych	2 178	2 371
Środki trwałe w budowie pozostałe	3 515	9 047
Razem rzeczowe aktywa trwałe	33 773	33 784

ŚRODKI TRWAŁE

30 czerwca 2013

Wartość księgowa netto na dzień 1 stycznia 2013 roku, z uwzględnieniem umorzenia i odpisów aktualizujących

Zwiększenie stanu

Zmiany w Grupie

Zmniejszenie stanu

Różnice kursowe z przeliczenia

Przeniesienia ze środków trwałych w budowie i pomiędzy grupami

Odpis aktualizujący z tytułu utraty wartości

Amortyzacja za okres sprawozdawczy

Wartość księgowa netto na dzień 30 czerwca 2013 roku, z uwzględnieniem umorzenia i odpisów aktualizujących

Grunty	Budynki i budowle	Urządzenia techniczne i maszyny	Środki transportu i pozostałe	Razem
70	16 522	4 530	1 244	22 366
-	12	2	(1)	13
1	1	1	-	3
(1)	(316)	(20)	(4)	(341)
-	-	(48)	-	(48)
5	1 806	5 168	114	7 093
1	60	(1)	1	61
-	(542)	(419)	(106)	(1 067)
76	17 543	9 213	1 248	28 080

Na dzień 1 stycznia 2013 roku

Wartość brutto

Skumulowana amortyzacja i odpis aktualizujący z tytułu utraty wartości

Wartość księgowa netto na dzień 1 stycznia 2013 roku

72	25 430	7 470	2 366	35 338
(2)	(8 908)	(2 940)	(1 122)	(12 972)
70	16 522	4 530	1 244	22 366

Na dzień 30 czerwca 2013 roku

Wartość brutto

Skumulowana amortyzacja i odpis aktualizujący z tytułu utraty wartości

Wartość księgowa netto na dzień 30 czerwca 2013 roku

77	26 920	12 547	2 432	41 976
(1)	(9 377)	(3 334)	(1 184)	(13 896)
76	17 543	9 213	1 248	28 080

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 trwałe użytkowane na podstawie leasingu finansowego

	30 czerwca 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	204	(44)	-	160	225	(46)	-	179
Środki transportu i pozostałe	47	(11)	-	36	50	(9)	-	41
Razem	251	(55)	-	196	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	-	127	19	1	147	19	1	167
Zmniejszenie stanu	(1)	(187)	(18)	(2)	(208)	(39)	(2)	(249)
Na dzień 30 czerwca 2013 roku	1	576	148	10	735	315	73	1 123
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, z tego:

- 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 147 milionów złotych oraz zmniejszenie na kwotę 208 milionów złotych; z tego odpowiednio, 145 i 205 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 735 milionów złotych, z tego:

- majątek służący bezpośrednio działalności wydobywczej - 537 milionów złotych,
- majątek dystrybucyjny - 8 milionów złotych,
- majątek podziemnych magazynów gazu - 1 milion złotych,
- majątek pozostały - 189 milionów złotych.

12. NIERUCHOMOŚCI INWESTYCYJNE

	30 czerwca 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)
Amortyzacja za okres sprawozdawczy	-	(1)
Wartość księgowa netto na koniec okresu, z uwzględnieniem umorzenia i odpisów aktualizujących	11	11
Na początek okresu		
Wartość brutto	15	11
Skumulowana amortyzacja i odpis aktualizujący z tytułu utrąty wartości	(4)	(4)
Wartość księgowa netto na początek okresu	11	7
Na koniec okresu		
Wartość brutto	15	15
Skumulowana amortyzacja i odpis aktualizujący z tytułu utrąty wartości	(4)	(4)
Wartość księgowa netto na koniec okresu	11	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 8 milionów złotych (9 milionów złotych na koniec 2012 roku), natomiast wartość netto budynków i budowli przemysłowych na koniec bieżącego okresu wyniosła 2 miliony złotych (2 miliony na koniec 2012 roku). Pozostała wartość nieruchomości inwestycyjnych wykazanych na dzień 30 czerwca 2013 roku, w wysokości 1 miliona złotych, dotyczy gruntów.

Grupa w bieżącym okresie uzyskała przychody z wynajmu nieruchomości inwestycyjnych w wysokości 2 milionów złotych (3 miliony złotych w analogicznym okresie 2012 roku).

Koszty operacyjne dotyczące nieruchomości inwestycyjnych, które zostały poniesione w związku z przychodami z wynajmu, wyniosły w bieżącym okresie 1 milion złotych (2 miliony złotych w I półroczu 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

30 czerwca 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)	-	44	-	43
Zmniejszenie stanu	-	-	1	-	-	-	1
Różnice kursowe z przeliczenia	-	-	-	1	-	3	4
Przeniesienia ze środków trwałych w budowie i pomiędzy grupami	-	-	3	42	-	25	70
Amortyzacja za okres sprawozdawczy	-	-	(2)	(37)	(39)	(17)	(95)
Wartość księgowa netto na dzień 30 czerwca 2013 roku, z uwzględnieniem umorzenia i odpisów aktualizujących	1	44	673	219	55	177	1 169
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
Na dzień 30 czerwca 2013 roku							
Wartość brutto	5	44	690	475	256	345	1 815
Skumulowana amortyzacja i odpis aktualizujący z tytułu utraty wartości	(4)	-	(17)	(256)	(201)	(168)	(646)
Wartość księgowa netto na dzień 30 czerwca 2013 roku	1	44	673	219	55	177	1 169

* Ponadto Grupa użytkuje otrzymane nieodpłatnie prawo wieczystego użytkowania gruntów, które ujmuje wyłącznie w ewidencji pozabilansowej. Wartość szacunkowa tego prawa wynosiła na koniec 30 czerwca 2013 roku 492 miliony złotych (493 miliony złotych na koniec 2012 roku).

Grupa Kapitałowa PGNiG
Skrócone Śródroczne Skonsolidowane Sprawozdanie Finansowe za okres sześciu miesięcy zakończony 30 czerwca 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

* Z tego 42 miliony złotych dotyczyło nabytej spółki PGNiG TERMIKA S.A., a pozostałe 2 miliony złotych to wartość firmy z nabycia spółki Xool GmbH.

** Ponadto Grupa użytkuje otrzymane nieodpłatnie prawo wieczystego użytkowania gruntów, które ujmuje wyłącznie w ewidencji pozabilansowej. Wartość szacunkowa tego prawa wynosiła na koniec 31 grudnia 2012 roku 493 miliony złotych.

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	-	-	-	-	-	1	1
Zmniejszenie stanu	-	-	-	-	-	(1)	(1)
Na dzień 30 czerwca 2013 roku	-	-	3	-	-	8	11
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

	30 czerwca 2013	31 grudnia 2012
Udziały i akcje nienotowane na giełdzie (wartość brutto)	95	90
Razem brutto	95	90
Udziały i akcje nienotowane na giełdzie (wartość netto)*	53	48
Razem netto	53	48

* Pomniejszone o odpis aktualizujący.

15. INNE AKTYWA FINANSOWE

	30 czerwca 2013	31 grudnia 2012
Udzielone pożyczki	182	117
Należności z tytułu sprzedaży środków trwałych	5	5
Należności finansowe (przekazane kaucje, gwarancje i inne)	1	1
Pozostałe aktywa finansowe	1	1
Razem brutto	189	124
Odpis aktualizujący z tytułu utraty wartości	(1)	-
Razem netto	188	124
W tym należności netto od jednostek powiązanych (nota 38.1.)	182	117

16. AKTYWA Z TYTUŁU PODATKU ODROZONEGO

	30 czerwca 2013	31 grudnia 2012
Zobowiązania z tyt. wypłat odpraw emerytalnych i nagród jubileuszowych	83	71
Rezerwa na niewykorzystane urlopy	5	5
Rezerwa na koszty likwidacji odwiertów	136	143
Rezerwy związane z ochroną środowiska	25	22
Pozostałe rezerwy	86	75
Odpisy aktualizujące rzeczowe aktywa trwałe	69	72
Odpisy aktualizujące udziały i akcje	7	7
Odpisy aktualizujące należności z tytułu odsetek	7	7
Wycena negatywna pochodnych instrumentów finansowych	43	87
Ujemne różnice kursowe	9	5
Zarachowane odsetki od kredytów i zobowiązań	11	5
Oплата przyłączeniowa	65	66
Niewypłacone wynagrodzenia wraz ze składkami ZUS	8	9
Hiperinflacyjne przeszacowanie RMP	6	7
Ulgi inwestycyjne (Norwegia)	480	492
Strata podatkowa bieżącego okresu	5	4
Pozostałe aktywa z tytułu podatku odrozonego	97	58
Razem	1 142	1 135

17. POZOSTAŁE AKTYWA TRWAŁE

	30 czerwca 2013	31 grudnia 2012
Oплата przyłączeniowa	58	58
Zapłacone prowizje od kredytów, pożyczek, obligacji	10	13
Pozostałe aktywa trwałe	5	5
Razem	73	76

18. ZAPASY

	30 czerwca 2013	31 grudnia 2012
Materiały		
Według cen nabycia, w tym:	2 999	3 006
- paliwo gazowe	2 250	2 181
- paliwa do produkcji energii i ciepła	228	370
Według wartości netto możliwej do uzyskania, w tym:	2 921	2 983
- paliwo gazowe	2 196	2 181
- paliwa do produkcji energii i ciepła	228	370
Półprodukty i produkty w toku		
Według cen nabycia/kosztu wytworzenia	12	45
Według wartości netto możliwej do uzyskania	12	45
Produkty gotowe		
Według cen nabycia/kosztu wytworzenia	33	40
Według wartości netto możliwej do uzyskania	23	34
Towary		
Według cen nabycia	2	2
Według wartości netto możliwej do uzyskania	2	2
Zapasy razem według ceny nabycia (kosztu wytworzenia)	3 046	3 093
Zapasy razem według niższej z dwóch wartości: ceny nabycia (kosztu wytworzenia) lub wartości netto możliwej do uzyskania	2 958	3 064

18.1. Zmiana stanu zapasów w okresie

	Okres od 1 stycznia 2013 do 30 czerwca 2013	Okres od 1 stycznia 2012 do 30 czerwca 2012
Stan zapasów według ceny nabycia na początek okresu	3 093	2 102
Zakup	10 412	11 732
Inne zwiększenia	1 318	16
Wartość zapasów rozpoznanych jako koszt okresu	(11 618)	(11 334)
Zmiany w Grupie	-	358
Inne zmniejszenia	(159)	(69)
Stan zapasów według ceny nabycia na koniec okresu	3 046	2 805
Odpis aktualizujący zapasy	(88)	(86)
Razem zapasy netto na koniec okresu	2 958	2 719

18.2. Odpisy aktualizujące zapasy

	30 czerwca 2013	31 grudnia 2012
Odpis aktualizujący na początek okresu	(29)	(20)
Utworzenie odpisu	(67)	(55)
Rozwiązanie odpisu	8	46
Odpis aktualizujący na koniec okresu	(88)	(29)

19. NALEŻNOŚCI Z TYTUŁU DOSTAW I USŁUG ORAZ POZOSTAŁE NALEŻNOŚCI

	30 czerwca 2013	31 grudnia 2012
Należności z tytułu dostaw i usług	3 120	5 266
Należności z tytułu dostaw i usług od jednostek powiązanych	1	2
Należności z tytułu podatku od towarów i usług	281	502
Należności z tytułu innych podatków, cel i ubezpieczeń społecznych	182	25
Wymagalna część udzielonych pożyczek jednostkom powiązanym	33	29
Należności od jednostek stowarzyszonych i współzależnych wycenianych metodą praw własności	4	4
Pozostałe należności od jednostek powiązanych	2	2
Należności z tytułu sprzedaży rzeczowych aktywów trwałych	5	5
Zaliczki na środki trwałe w budowie	6	14
Należności z tytułu dywidendy	1	-
Należności z tytułu uchwalonej dopłaty do kapitału*	26	85
Należności z tytułu niedotrzymania warunków kontraktu	-	85
Pozostałe należności	343	250
Razem należności brutto	4 004	6 269
W tym należności (wraz z wymagalną częścią pożyczki) brutto od jednostek powiązanych (nota 38.1.)	40	37
Odpis aktualizujący należności wątpliwe (nota 19.1.)	(830)	(895)
Razem należności netto	3 174	5 374
w tym:		
Należności z tytułu dostaw i usług	2 634	4 756
Należności z tytułu dostaw i usług od jednostek powiązanych	1	2
Należności z tytułu podatku od towarów i usług	281	502
Należności z tytułu innych podatków, cel i ubezpieczeń społecznych	180	23
Należności od jednostek stowarzyszonych i współzależnych wycenianych metodą praw własności	4	4
Pozostałe należności od jednostek powiązanych	2	2
Należności z tytułu sprzedaży rzeczowych aktywów trwałych	5	5
Zaliczki na środki trwałe w budowie	6	14
Należności z tytułu dywidendy	1	-
Pozostałe należności	60	66
W tym należności (wraz z wymagalną częścią pożyczki) netto od jednostek powiązanych (nota 38.1.)	7	8

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

Należności z tytułu dostaw i usług wynikają głównie ze sprzedaży paliwa gazowego oraz usług dystrybucyjnych. 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 14 dni dla sprzedaży gazu, energii elektrycznej, ciepła i usług dystrybucyjnych oraz 21 - 45 dni dla usług segmentu Poszukiwanie i wydobywanie oraz pozostałych segmentów.

19.1. Odpisy aktualizujące należności

	30 czerwca 2013	31 grudnia 2012
Odpis aktualizujący na początek okresu	(895)	(784)
Utworzenie odpisu	(242)	(380)
Rozwiązanie odpisu	277	242
Wykorzystanie odpisu	30	29
Zmiany w Grupie	-	(2)
Odpis aktualizujący na koniec okresu	(830)	(895)

20. ROZRACHUNKI Z TYTUŁU PODATKU BIEŻĄCEGO

	30 czerwca 2013	31 grudnia 2012
1. Zobowiązania z tytułu podatku bieżącego na początek okresu	24	58
2. Zmiana stanu należności z tytułu podatku bieżącego (i-a-b-c-d-e-f-g+h)*	-	(1)
a. Należności z tytułu podatku bieżącego na początek okresu	150	164
b. Należności z tytułu podatku bieżącego przeniesione z podatku odroczonego	-	89
c. Zmiany w Grupie	-	-
d. Przeniesienie pomiędzy należnościami a zobowiązaniami z tytułu podatku bieżącego	(24)	27
e. Refundacja podatku dotyczącego ulg inwestycyjnych (Norwegia)	-	(126)
f. Pozostałe zmiany	(3)	-
g. Różnice kursowe z przeliczenia należności z tytułu podatku bieżącego	(1)	(3)
h. Odpis aktualizujący należności z tytułu podatku bieżącego	(2)	-
i. Należności z tytułu podatku bieżącego na koniec okresu	124	150
3. Podatek odroczony ujęty w należnościach z tytułu podatku bieżącego	-	-
4. Podatek dochodowy ujęty w wyniku netto bieżącego okresu	402	533
5. Podatek dochodowy zapłacony w okresie	(226)	(591)
6. Przeniesienie pomiędzy należnościami a zobowiązaniami z tytułu podatku bieżącego	(24)	27
7. Pozostałe zmiany	(7)	(3)
8. Różnice kursowe z przeliczenia zobowiązań z tytułu podatku bieżącego	-	-
9. Zmiany w Grupie	-	1
Zobowiązania z tytułu podatku bieżącego na koniec okresu (suma od 1 do 9)	169	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

	30 czerwca 2013	31 grudnia 2012
Podatek od nieruchomości	171	-
Odpis na ZFŚS	30	-
Wycena kontraktów długoterminowych	107	37
Ubezpieczenia majątkowe	11	9
Prowizje od kredytów, pożyczek, obligacji itp.	6	8
Licencje, serwis i aktualizacja programów	6	10
Czynsze i opłaty	1	2
Pozostałe aktywa obrotowe	39	18
Razem	371	84

22. AKTYWA FINANSOWE DOSTĘPNE DO SPRZEDAŻY- KRÓTKOTERMINOWE

Na dzień 30 czerwca 2013 oraz na dzień 30 czerwca 2012 roku w Grupie nie wystąpiły krótkoterminowe aktywa finansowe dostępne do sprzedaży.

23. ŚRODKI PIENIĘŻNE I ICH EKWIWALENTY

	30 czerwca 2013	31 grudnia 2012
Środki pieniężne w kasie i w banku	419	467
Lokaty bankowe	2 235	1 482
Inne środki pieniężne*	5	(1)
Razem	2 659	1 948

* Środki pieniężne w drodze oraz чеки 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	Warunki zbycia	Wartość bilansowa na 30 czerwca 2013	Wartość bilansowa na 31 grudnia 2012
Aktywa dotyczące przeznaczonej do sprzedaży spółki zależnej Geovita S.A.	do końca 2013 roku	publiczne zaproszenie do rokowań	93	91
Udziały w przeznaczonej do sprzedaży spółce współzależnej InterTransGas GmbH	-	-	-	5
Pozostałe aktywa trwale przeznaczone do sprzedaży	do końca 2013 rok	przetarg	73	12
Razem			166	108

	Wartość bilansowa na 30 czerwca 2013	Wartość bilansowa na 31 grudnia 2012
Zobowiązania dotyczące grup aktywów przeznaczonych do sprzedaży		
Zobowiązania dotyczące przeznaczonej do sprzedaży spółki zależnej Geovita S.A.	24	20
Razem	24	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 I półroczu 2013 roku proces sprzedaży akcji spółki Geovita S.A. był kontynuowany, natomiast postępowanie dotyczące sprzedaży spółki InterTransGas GmbH zakończyło się bez rozstrzygnięcia, w związku z czym wspólnicy spółki odstąpili od decyzji o zakwalifikowaniu jej do sprzedaży w bieżącym okresie.

25. KAPITAŁ PODSTAWOWY

	30 czerwca 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	30 czerwca 2013	31 grudnia 2012
Długoterminowe		5 734	5 509
Kredyty bankowe	26.1., 26.2.	1 099	974
Pożyczki	26.3.	-	-
Dłużne papiery wartościowe	26.4.	4 518	4 399
Zobowiązania z tytułu leasingu	26.5., 26.6.	117	136
Krótkoterminowe		2 474	4 702
Kredyty bankowe	26.1., 26.2.	384	445
Pożyczki	26.3.	124	10
Dłużne papiery wartościowe	26.4.	1 916	4 200
Zobowiązania z tytułu leasingu	26.5., 26.6.	50	47
Razem		8 208	10 211

26.1. Kredyty bankowe**30 czerwca 2013**

Waluta	Stopa procentowa	Wartość w walucie	Wartość bilansowa	z tego z terminem spłaty:		
				do 1 roku	od 1 roku do 5 lat	powyżej 5 lat
PLN	Wibor O/N+marża	4	4	4	-	-
PLN	Wibor1M+marża	162	162	147	-	15
PLN	Wibor3M+marża	123	123	6	115	2
USD	Libor+marża	344	1 134	212	922	-
EUR	Euribor+marża	39	168	123	28	17
Razem			1 591	492	1 065	34

31 grudnia 2012

Waluta	Stopa procentowa	Wartość w walucie	Wartość bilansowa	z tego z terminem spłaty:		
				do 1 roku	od 1 roku do 5 lat	powyżej 5 lat
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

Ponadto Grupa dysponowała liniami kredytowymi, które zostały przedstawione w poniższej notce.

26.2. Wysokość przyznanych i niewykorzystanych linii kredytowych

	30 czerwca 2013	31 grudnia 2012
Wartość przyznanych linii kredytowych	1 785	1 585
Wartość wykorzystanych linii kredytowych	(1 247)	(1 191)
Wartość niewykorzystanych linii kredytowych	538	394

26.3. Pożyczki**30 czerwca 2013**

Waluta	Stopa procentowa	Wartość w walucie	Wartość bilansowa	z tego z terminem spłaty:		
				do 1 roku	od 1 roku do 5 lat	powyżej 5 lat
PLN	Wibor1M+marża	16	16	16	-	-
Razem			16	16	-	-

31 grudnia 2012

Waluta	Stopa procentowa	Wartość w walucie	Wartość bilansowa	z tego z terminem spłaty:		
				do 1 roku	od 1 roku do 5 lat	powyżej 5 lat
PLN	Wibor1M+marża	10	10	10	-	-
Razem			10	10	-	-

26.4. Dłużne papiery wartościowe

30 czerwca 2013

Waluta	Stopa procentowa	Wartość w walucie	Wartość bilansowa	z tego z terminem spłaty:		
				do 1 roku	od 1 roku do 5 lat	powyżej 5 lat
PLN	3,70%-5,38%	1 477	1 477	1 477	-	-
PLN	Wibor6M+marża	2 772	2 772	403	2 369	-
EUR	4%	505	2 185	36	2 149	-
Razem			6 434	1 916	4 518	-

31 grudnia 2012

Waluta	Stopa procentowa	Wartość w walucie	Wartość bilansowa	z tego z terminem spłaty:		
				do 1 roku	od 1 roku do 5 lat	powyżej 5 lat
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

30 czerwca 2013

Waluta	Stopa procentowa	Wartość w walucie	Wartość bilansowa
PLN	Wibor1M+marża	22	22
PLN	5%-8%	44	44
USD	Libor+marża	25	84
USD	Średnio 6%	3	11
EUR	Euribor+marża	1	3
CHF	5%-7%	1	3
Razem			167

31 grudnia 2012

Waluta	Stopa procentowa	Wartość w walucie	Wartość bilansowa
PLN	4%-6%	9	9
PLN	Wibor1M+marża	20	20
PLN	7%-10%	44	44
USD	Libor+marża	28	88
USD	Średnio 6%	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)

Zapadalność w terminie:	30 czerwca 2013		
	Wartość zdyskontowanych płatności ujętych w sprawozdaniu z sytuacji finansowej	Odsetki	Wartość rzeczywistych rat do zapłaty
do 1 roku	50	(3)	47
od 1 roku do 5 lat	117	3	120
Razem	167	-	167

Zapadalność w terminie:	31 grudnia 2012		
	Wartość zdyskontowanych płatności ujętych w sprawozdaniu z sytuacji finansowej	Odsetki	Wartość rzeczywistych rat do zapłaty
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

	30 czerwca 2013	31 grudnia 2012
Zobowiązania z tytułu nagród jubileuszowych	181	175
Zobowiązania z tytułu odpraw emerytalnych	206	202
Zobowiązania z tytułu wynagrodzeń	57	72
Zobowiązania z tytułu niewykorzystanych urlopów	62	55
Świadczenia pracownicze z tytułu rozwiązania stosunku pracy	27	105
Pozostałe zobowiązania z tytułu świadczeń pracowniczych	145	128
Razem	678	737
Długoterminowe zobowiązania z tytułu świadczeń pracowniczych	390	381
Krótkoterminowe zobowiązania z tytułu świadczeń pracowniczych	288	356
	678	737

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

	30 czerwca 2013	31 grudnia 2012
Nagrody jubileuszowe		
Wartość zobowiązania ujęta w sprawozdaniu z sytuacji finansowej na początek okresu	175	192
Koszty odsetek	1	4
Koszty bieżącego zatrudnienia	4	8
Koszty przeszłego zatrudnienia	-	(3)
Wyplacone świadczenia	(19)	(61)
Aktuarialny zysk/(strata)	16	8
Zysk/(Strata) z tytułu ograniczeń i rozliczeń	4	-
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	181	175
Odprawy emerytalne		
Wartość zobowiązania ujęta w sprawozdaniu z sytuacji finansowej na początek okresu	202	211
Koszty bieżącego zatrudnienia	4	8
Koszty odsetek	2	4
Wyplacone świadczenia	(9)	(19)
Aktuarialny zysk/(strata)	4	(18)
Zysk/(Strata) z tytułu ograniczeń i rozliczeń	3	-
Zmiany w Grupie	-	16
Wartość zobowiązania ujęta w sprawozdaniu z sytuacji finansowej na koniec okresu	206	202
Razem wartość zobowiązania ujęta w sprawozdaniu z sytuacji finansowej na koniec okresu	387	377

Stopa techniczna przyjęta do obliczenia zdyskontowanej wartości przyszłych wypłat należnych z tytułu odpraw emerytalnych ustalona została na poziomie 2,7%, jako wypadkowa stopy zwrotu z długoletnich obligacji skarbowych w wysokości 4,24% rocznie i planowanej rocznej inflacji wynagrodzeń w wysokości 1,5% (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	Pozostałe rezerwy	Razem
Na dzień 1 stycznia 2013 roku	1 661	60	94	77	250	2 142
Zawiązanie	48	-	-	17	141	206
Wykorzystanie / rozwiązanie	(150)	-	(5)	(13)	(49)	(217)
Różnice kursowe z przeliczenia	(1)	-	-	-	1	-
Na dzień 30 czerwca 2013 roku	1 558	60	89	81	343	2 131
Długoterminowe	1 539	-	84	35	50	1 708
Krótkoterminowe	19	60	5	46	293	423
Na dzień 30 czerwca 2013 roku	1 558	60	89	81	343	2 131
Długoterminowe	1 636	-	85	24	47	1 792
Krótkoterminowe	25	60	9	53	203	350
Na dzień 31 grudnia 2012 roku	1 661	60	94	77	250	2 142

W I półroczu 2013 roku do wyliczenia rezerwy na koszt likwidacji odwiertów na terenie Polski zastosowano stopę dyskonta w wysokości 1,7%, która jest wypadkową stopy zwrotu z aktywów w wysokości 4,24 % 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 odwiertów w I półroczu 2013 roku zastosowała te same wartości wskaźników, co na koniec 2012 roku - stopę inflacji w wysokości 1,47% oraz nominalną stopę dyskonta w wysokości 3,5%.

29. PRZYCHODY PRZYSZŁYCH OKRESÓW

	30 czerwca 2013	31 grudnia 2012
Długoterminowe		
Niezamortyzowana wartość przyłączy gazowych finansowanych przez odbiorców	408	436
Opłata przyłączeniowa	419	429
Dotacje	625	578
Pozostałe przychody przyszłych okresów	3	5
Razem długoterminowe	1 455	1 448
Krótkoterminowe		
Niezamortyzowana wartość przyłączy gazowych finansowanych przez odbiorców	51	50
Opłata przyłączeniowa	19	18
Pozostałe przychody przyszłych okresów	59	33
Razem krótkoterminowe	129	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 I półroczu 2013 roku Jednostce Dominującej przyznano dofinansowanie dotyczące projektu „Podziemny Magazyn Gazu Wierzchowice” w wysokości 12,6 milionów złotych (w roku 2012 przyznano 226,3 milionów złotych).

Kwota została ujęta w pozycji Rozliczenia międzyokresowe przychodów i będzie rozliczana w przychody z działalności operacyjnej proporcjonalnie do amortyzacji środków trwałych, których dofinansowanie dotyczy.

30. ZOBOWIAZANIA Z TYTUŁU PODATKU ODROZONEGO

	30 czerwca 2013	31 grudnia 2012
Dodatnie różnice kursowe	6	5
Naliczone odsetki	1	1
Wycena pochodnych instrumentów finansowych oraz innych aktywów i zobowiązań finansowych	37	16
Różnica pomiędzy wartością podatkową i rachunkową aktywów trwałych	1 858	1 841
Pozostałe zobowiązania z tytułu podatku odroczonego	136	73
Razem	2 038	1 936

31. INNE ZOBOWIĄZANIA DŁUGOTERMINOWE

	30 czerwca 2013	31 grudnia 2012
Zobowiązania z tytułu koncesji, praw do informacji geologicznej i użytkowania górniczego	43	41
Zobowiązania z tytułu zakupu niefinansowych aktywów trwałych	1	-
Pozostałe zobowiązania długoterminowe	11	12
Razem	55	53
W tym jednostki powiązane (nota 38.1.)	-	-

32. ZOBOWIĄZANIA Z TYTUŁU DOSTAW I USŁUG ORAZ INNE ZOBOWIĄZANIA

	30 czerwca 2013	31 grudnia 2012
Zobowiązania z tytułu dostaw i usług	1 448	1 310
Zobowiązania z tytułu dostaw i usług wobec jednostek powiązanych	2	3
Zobowiązania z tytułu podatku od towarów i usług	572	1 390
Zobowiązania z tytułu innych podatków, cel i ubezpieczeń społecznych	511	201
Zobowiązania z tytułu dywidendy dla właściciela	767	-
Zobowiązania z tytułu zakupu niefinansowych aktywów trwałych	137	381
Zobowiązania z tytułu zakupu niefinansowych aktywów trwałych od jednostek powiązanych	2	6
Zobowiązanie z tytułu uchwalonej dopłaty do kapitału*	26	85
Zobowiązania wobec spółek stowarzyszonych i współzależnych wycenianych metodą praw własności	6	7
Zobowiązania inne wobec jednostek powiązanych	-	1
Rozliczenia międzyokresowe bierne i zaliczki na dostawy	209	174
Pozostałe zobowiązania	142	109
Razem	3 822	3 667
W tym zobowiązania wobec jednostek powiązanych (nota 38.1.)	10	17

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

Zmiana stanu środków pieniężnych

1) Środki pieniężne w sprawozdaniu z sytuacji finansowej na początek okresu

a) Saldo różnic kursowych netto od środków pieniężnych na początek okresu*

Środki pieniężne i ich ekwiwalenty w sprawozdaniu z przepływów pieniężnych na początek okresu (1-a)

2) Środki pieniężne w sprawozdaniu z sytuacji finansowej na koniec okresu

b) Saldo różnic kursowych netto od środków pieniężnych na koniec okresu

Środki pieniężne i ich ekwiwalenty w sprawozdaniu z przepływów pieniężnych na koniec okresu (2-b)

I. Zmiana stanu środków pieniężnych w sprawozdaniu z sytuacji finansowej (2-1)

II. Zmiana stanu różnic kursowych netto od środków pieniężnych (b-a)

Zmiana stanu środków pieniężnych w sprawozdaniu z przepływów pieniężnych (I - II)

* Kwoty ujemne oznaczają przewagę ujemnych różnic kursowych od środków pieniężnych i pomniejszają saldo środków pieniężnych w sprawozdaniu z sytuacji finansowej. W sprawozdaniu z przepływów pieniężnych różnice te są eliminowane.

Zmiana stanu należności

Zmiana stanu innych aktywów finansowych w sprawozdaniu z sytuacji finansowej

Zmiana stanu należności w sprawozdaniu z sytuacji finansowej

Zmiana stanu należności inwestycyjnych z tytułu sprzedaży i zakupu wartości niematerialnych oraz rzeczowych aktywów trwałych

Zmiana stanu zaliczek na rzeczowe aktywa trwałe

Wymagalna część pożyczek udzielonych

Należności z tytułu dywidendy

Zmiany w Grupie

Zmiana stanu należności w sprawozdaniu z przepływów pieniężnych

Zmiana stanu zapasów

Zmiana stanu zapasów w sprawozdaniu z sytuacji finansowej

Zmiany w Grupie

Zmiana stanu zapasów w sprawozdaniu z przepływów pieniężnych

Zmiana stanu zobowiązań z tytułu świadczeń pracowniczych

Zmiana stanu zobowiązań z tytułu świadczeń pracowniczych w sprawozdaniu z sytuacji finansowej

Zmiany w Grupie

Zmiana stanu zobowiązań z tytułu świadczeń pracowniczych w sprawozdaniu z przepływów pieniężnych

	Okres od 1 stycznia 2013 do 30 czerwca 2013	Okres od 1 stycznia 2012 do 30 czerwca 2012
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	2 659	1 369
b) Saldo różnic kursowych netto od środków pieniężnych na koniec okresu	-	-
Środki pieniężne i ich ekwiwalenty w sprawozdaniu z przepływów pieniężnych na koniec okresu (2-b)	2 659	1 369
I. Zmiana stanu środków pieniężnych w sprawozdaniu z sytuacji finansowej (2-1)	711	(136)
II. Zmiana stanu różnic kursowych netto od środków pieniężnych (b-a)	(1)	(1)
Zmiana stanu środków pieniężnych w sprawozdaniu z przepływów pieniężnych (I - II)	712	(135)

	Okres od 1 stycznia 2013 do 30 czerwca 2013	Okres od 1 stycznia 2012 do 30 czerwca 2012
Zmiana stanu innych aktywów finansowych w sprawozdaniu z sytuacji finansowej	(64)	(72)
Zmiana stanu należności w sprawozdaniu z sytuacji finansowej	2 200	999
Zmiana stanu należności inwestycyjnych z tytułu sprzedaży i zakupu wartości niematerialnych oraz rzeczowych aktywów trwałych	-	1
Zmiana stanu zaliczek na rzeczowe aktywa trwałe	(8)	(29)
Wymagalna część pożyczek udzielonych	65	75
Należności z tytułu dywidendy	1	2
Zmiany w Grupie	-	280
Zmiana stanu należności w sprawozdaniu z przepływów pieniężnych	2 194	1 256

	Okres od 1 stycznia 2013 do 30 czerwca 2013	Okres od 1 stycznia 2012 do 30 czerwca 2012
Zmiana stanu zapasów w sprawozdaniu z sytuacji finansowej	106	(637)
Zmiany w Grupie	-	358
Zmiana stanu zapasów w sprawozdaniu z przepływów pieniężnych	106	(279)

	Okres od 1 stycznia 2013 do 30 czerwca 2013	Okres od 1 stycznia 2012 do 30 czerwca 2012
Zmiana stanu zobowiązań z tytułu świadczeń pracowniczych w sprawozdaniu z sytuacji finansowej	(59)	164
Zmiany w Grupie	-	(95)
Zmiana stanu zobowiązań z tytułu świadczeń pracowniczych w sprawozdaniu z przepływów pieniężnych	(59)	69

	Okres od 1 stycznia 2013 do 30 czerwca 2013	Okres od 1 stycznia 2012 do 30 czerwca 2012
Zmiana stanu rezerw		
Zmiana stanu rezerw w sprawozdaniu z sytuacji finansowej	(11)	182
Zmiana stanu rezerwy na koszty likwidacji odwiertów korygującej rzeczowe aktywa trwałe - korekta działalności inwestycyjnej	102	(133)
Zmiany w Grupie	-	(30)
Zmiana stanu rezerw w sprawozdaniu z przepływów pieniężnych	91	19
	Okres od 1 stycznia 2013 do 30 czerwca 2013	Okres od 1 stycznia 2012 do 30 czerwca 2012
Zmiana stanu zobowiązań krótkoterminowych		
Zmiana stanu zobowiązań krótkoterminowych w sprawozdaniu z sytuacji finansowej	155	(378)
Zmiana stanu zobowiązań inwestycyjnych z tytułu zakupu wartości niematerialnych oraz rzeczowych aktywów trwałych	248	222
Zmiana stanu zobowiązań z tytułu dywidendy dla właściciela	(767)	-
Zmiany w Grupie	-	(242)
Pozostałe zmiany stanu zobowiązań	1	3
Zmiana stanu zobowiązań krótkoterminowych w sprawozdaniu z przepływów pieniężnych	(363)	(395)
	Okres od 1 stycznia 2013 do 30 czerwca 2013	Okres od 1 stycznia 2012 do 30 czerwca 2012
Zmiana stanu pozostałych aktywów w sprawozdaniu z sytuacji finansowej		
Zmiana stanu pozostałych aktywów trwałych w sprawozdaniu z sytuacji finansowej	2	1
Zmiana stanu pozostałych aktywów w sprawozdaniu z sytuacji finansowej	(286)	(224)
Koszt prowizji dotyczących programu emisji obligacji	(6)	(6)
Zmiany w Grupie	-	14
Zmiana stanu pozostałych aktywów w sprawozdaniu z przepływów pieniężnych	(290)	(215)
	Okres od 1 stycznia 2013 do 30 czerwca 2013	Okres od 1 stycznia 2012 do 30 czerwca 2012
Zmiana stanu przychodów przyszłych okresów		
Zmiana stanu przychodów przyszłych okresów w sprawozdaniu z sytuacji finansowej	35	48
Dotacje otrzymane na rzeczowe aktywa trwałe	(54)	(81)
Pozostałe zmiany przychodów przyszłych okresów	-	1
Zmiana stanu przychodów przyszłych okresów w sprawozdaniu z przepływów pieniężnych	(19)	(32)
	Okres od 1 stycznia 2013 do 30 czerwca 2013	Okres od 1 stycznia 2012 do 30 czerwca 2012
Pozostałe pozycje netto w działalności operacyjnej		
Pochodne instrumenty finansowe	(292)	(17)
Spisane nakłady inwestycyjne na niefinansowe aktywa trwałe	118	32
Nabycie uprawnień do emisji CO ₂	(44)	-
Pozostałe pozycje netto w działalności operacyjnej	68	66
Razem	(150)	81

34. INSTRUMENTY FINANSOWE I ZASADY ZARZĄDZANIA RYZYKIEM FINANSOWYM

34.1. Instrumenty finansowe według kategorii (wartość bilansowa)

30 czerwca 2013		Kategorie instrumentów finansowych								Razem
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 kosztu	Instrumenty finansowe zabezpieczające	Aktywa i zobowiązania wyłączone z zakresu MSR 39	
Razem aktywa finansowe		53	188	-	5 560	-	-	153	-	5 954
Akcje i udziały nienotowane	14, 22	53	-	-	-	-	-	-	-	53
Należności z tytułu dostaw i usług oraz pozostałe należności	19	-	-	-	2 713	-	-	-	-	2 713
Aktywa z tytułu pochodnych instrumentów finansowych	35	-	188	-	-	-	-	153	-	341
Środki pieniężne i ich ekwiwalenty	23	-	-	-	2 659	-	-	-	-	2 659
Inne aktywa finansowe	14, 15, 22	-	-	-	188	-	-	-	-	188
Razem zobowiązania finansowe		-	-	-	-	215	10 835	22	167	11 239
Kredyty i pożyczki	26	-	-	-	-	-	1 607	-	-	1 607
Dłużne papiery wartościowe	26	-	-	-	-	-	6 434	-	-	6 434
Leasing finansowy	26	-	-	-	-	-	-	-	167	167
Zobowiązania z tytułu dostaw i usług	31, 32	-	-	-	-	-	2 794	-	-	2 794
Zobowiązania z tytułu pochodnych instrumentów finansowych	35	-	-	-	-	215	-	22	-	237

34.1. Instrumenty finansowe według kategorii (wartość bilansowa) cd.

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 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. Wartość godziwa instrumentów finansowych

Klasy instrumentów finansowych	30 czerwca 2013		31 grudnia 2012	
	Wartość bilansowa	Wartość godziwa	Wartość bilansowa	Wartość godziwa
Razem aktywa finansowe	5 954	5 901	7 074	7 026
Akcje i udziały nienotowane*	53	-	48	-
Należności z tytułu dostaw i usług oraz pozostałe należności	2 713	2 713	4 849	4 849
Aktywa z tytułu pochodnych instrumentów finansowych	341	341	105	105
Środki pieniężne i ich ekwiwalenty	2 659	2 659	1 948	1 948
Pozostałe aktywa finansowe	188	188	124	124
Razem zobowiązania finansowe	11 239	11 239	12 733	12 733
Kredyty i pożyczki	1 607	1 607	1 429	1 429
Dłużne papiery wartościowe	6 434	6 434	8 599	8 599
Leasing finansowy	167	167	183	183
Zobowiązania z tytułu dostaw i usług	2 794	2 794	2 129	2 129
Zobowiązania z tytułu pochodnych instrumentów finansowych	237	237	393	393

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

34.3. 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 30 czerwca 2013	Okres od 1 stycznia 2012 do 30 czerwca 2012
Razem wpływ na zysk/(stratę) netto, z tego:	(196)	(115)
Aktywa finansowe i zobowiązania finansowe wyceniane w wartości godziwej przez wynik finansowy	171	72
Pożyczki i należności, w tym:	116	52
Odsetki od lokat	36	33
Odsetki od należności	37	25
Odsetki od udzielonych pożyczek	6	1
Odpisy aktualizujące należności	39	(6)
Odpisy aktualizujące pożyczki	(3)	(1)
Wycena walutowa pożyczek udzielonych w walucie	1	-
Zobowiązania finansowe wyceniane wg zamortyzowanego kosztu	(370)	(186)
Pochodne instrumenty finansowe	(102)	(49)
Aktywa i zobowiązania wyłączone z zakresu MSR 39	(11)	(4)
Razem wpływ na inne całkowite dochody netto, z tego:	118	(122)
Pochodne instrumenty finansowe	118	(122)
Razem wpływ na całkowite dochody	(78)	(237)

34.4. Hierarchia wartości godziwej

Klasy instrumentów finansowych	Nota	30 czerwca 2013		31 grudnia 2012	
		poziom 1	poziom 2	poziom 1	poziom 2
Aktywa z tytułu pochodnych instrumentów finansowych	34.2	-	341	-	105
Zobowiązania z tytułu pochodnych instrumentów finansowych	34.2	-	237	-	393

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:
 - o ryzyko stóp procentowych,
 - o ryzyko walutowe,
 - o 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

	30 czerwca 2013	31 grudnia 2012
Środki pieniężne i ich ekwiwalenty	2 659	1 948
Należności z tytułu dostaw i usług oraz pozostałe należności	2 713	4 849
Pożyczki i pozostałe aktywa finansowe	188	124
Wartość dodatnia pochodnych instrumentów finansowych	341	105
Razem	5 901	7 026

Ekspozycja na ryzyko kredytowe z tytułu udzielonych pożyczek wynika z pożyczek udzielonych przez Jednostkę Dominującą spółkom z Grupy Kapitałowej PGNiG: zależnym niekonsolidowanym metodą pełną 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.

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

W celu zminimalizowania ryzyka niespłacalności wierzytelności z tytułu sprzedanego paliwa gazowego wprowadzane są jednolite zasady zawierania umów 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. 6 ust 3a 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 30 czerwca 2013 roku wartość należności przeterminowanych ujętych w sprawozdaniu z sytuacji finansowej Grupy, w przypadku których nie nastąpiła utrata wartości wynosiła 395 miliony złotych (594 milionów 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	30 czerwca 2013	31 grudnia 2012
do 1 miesiąca	101	508
od 1 do 3 miesięcy	198	64
od 3 miesięcy do 1 roku	92	16
od 1 roku do 5 lat	4	6
Razem należności netto przeterminowane	395	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 pierwszym półroczu 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 defaultu 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 dodatniej 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.

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.

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. gaz, ropa naftowa).

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, strategie opcyjnie, 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 wariancji – kowariancji. Do zabezpieczenia łącznego ryzyka walutowego i stopy procentowej Spółka wykorzystuje transakcje CCIRS (Cross Currency Interest Rate Swaps).

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.

Grupa w I połowie 2013 roku szczegółowo identyfikowała i zabezpieczała ten rodzaj ryzyka. Do zabezpieczenia cen towarów Grupa wykorzystywała opcje azjatyckie call z rozliczeniem europejskim, 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 30 czerwca 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., PKOBP 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., Bank Zachodni WBK S.A. oraz Nordea Bank Polska S.A. Na dzień 30 czerwca 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 30 czerwca 2013 roku wynosiło 2 164,6 miliona złotych (według średniego kursu NBP z dnia 30 czerwca 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 obligacje zadebiutowały na rynku Catalyst, w alternatywnym systemie obrotu BondSpot. W okresie objętym niniejszym sprawozdaniem finansowym miała miejsce emisja obligacji z dnia 20 marca 2013 roku w wysokości 1 066,2 milionów złotych. Na dzień 30 czerwca 2013 roku zadłużenie z tytułu tego Programu wynosiło 3 999,1 milionów złotych;
- Program emisji obligacji, podpisany w dniu 04 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 30 czerwca 2013 roku wynosiło 307,9 milionów złotych i wynika z obligacji kuponowych wyemitowanych w dniu 10 lipca 2012 roku. Ze względu na termin wykupu, przypadający na dzień 9 lipca 2013 roku, wyemitowane obligacje zaliczono do zobowiązań krótkoterminowych;
- Podpisane przez spółki Grupy Kapitałowej umowy na linie kredytowe do wysokości 1 785 milionów złotych (1 585 milionów złotych na koniec 2012 roku). Szczegółowe informacje na ten temat zostały przedstawione w nocie 26.2.

Wszelkie nadwyżki środków finansowych Grupa Kapitałowa lokuje przede wszystkim w rentowne papiery 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

30 czerwca 2013	Zobowiązania z tytułu otrzymanych kredytów, pożyczek i obligacji	Zobowiązania z tytułu leasingu finansowego	Zobowiązania handlowe	Razem
do 1 roku	2 396	47	2 739	5 182
od 1 roku do 5 lat	3 497	120	51	3 668
powyżej 5 lat	2 155	-	4	2 159
Razem	8 048	167	2 794	11 009

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 (niezdyskontowanych).

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

	Wartość księgowa na dzień 30 czerwca 2013*	Kontraktowe przepływy pieniężne, z tego:	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	(31)	(255)	(224)	(31)	-
- wpływy	-	5 703	2 852	2 851	-
- wypływy	-	(5 958)	(3 076)	(2 882)	-
- transakcje forward	38	21	21	-	-
- wpływy	-	1 188	1 188	-	-
- wypływy	-	(1 167)	(1 167)	-	-
- opcje walutowe**	90	-	-	-	-
- wpływy	-	-	-	-	-
- wypływy	-	-	-	-	-
- opcje towarowe**	20	-	-	-	-
- wpływy	-	-	-	-	-
- wypływy	-	-	-	-	-
- swapy towarowe	(13)	-	-	-	-
- wpływy	-	-	-	-	-
- wypływy	-	-	-	-	-
Razem	104	(234)	(203)	(31)	-
	Wartość księgowa na dzień 31 grudnia 2012*	Kontraktowe przepływy pieniężne, z tego:	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)	11 882	548	11 334	-
- wpływy	-	5 700	262	5 438	-
- wypływy	-	6 182	286	5 896	-
- transakcje forward	(76)	3 478	3 478	-	-
- wpływy	-	1 722	1 715	7	-
- wypływy	-	1 756	1 763	(7)	-
- opcje walutowe**	5	-	-	-	-
- wpływy	-	-	-	-	-
- wypływy	-	-	-	-	-
- opcje towarowe**	15	-	-	-	-
- wpływy	-	-	-	-	-
- wypływy	-	-	-	-	-
- swapy towarowe	-	-	-	-	-
- wpływy	-	-	-	-	-
- wypływy	-	-	-	-	-
Razem	(288)	15 360	4 026	11 334	-

* Wartość księgowa 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 księgowa 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 I półrocza 2013 roku średnią wartość zmiany na poziomie 15% dla analizy wrażliwości kursów walut (na koniec 2012 roku również przyjęto zmienność na poziomie 15%), 100pb dla stóp procentowych (na koniec 2012 roku przyjęto również 100pb) oraz 20% 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 30 czerwca 2013 roku wskazuje, że zysk netto byłby o 628 milionów 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 430 milionów złotych z powodu umocnienia NOK, spadek o 202 milionów złotych z powodu umocnienia USD, przy jednoczesnym wzroście o 1 milion złotych z powodu umocnienia EUR oraz wzrost o 3 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. Dodatkowo znaczący negatywny wpływ na wynik za I półrocze 2013 roku miałoby zmniejszenie wyceny należności z tytułu dostaw i usług w walucie USD przy jednoczesnym zwiększeniu wyceny zobowiązań z tytułu dostaw i usług w tej walucie.

Zysk netto na dzień 30 czerwca 2013 roku byłby o 543 miliony 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 429 milionów złotych z powodu osłabienia NOK, wzrost o 158 milionów złotych z powodu osłabienia USD, przy jednoczesnym spadku zysku netto o 41 milionów złotych z powodu osłabienia się EUR oraz o 3 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 zostałby skompensowany 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 zostałby skompensowany 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 I półrocza 2013 i dla roku 2012.

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

	Wartość księgowa na 30 czerwca 2013					Ryzyko walutowe			
	Zmian kursu o:					15%			
	dla EUR	dla USD	dla NOK	dla pozostałych walut		dla EUR	dla USD	dla NOK	dla pozostałych walut
Aktywa finansowe									
Aktywa finansowe dostępne do sprzedaży*	9	1	-	-	-	(1)	-	-	-
Inne aktywa finansowe	1	-	-	-	-	-	-	-	-
Należności z tytułu dostaw i usług oraz pozostałe należności	445	41	23	2	1	(41)	(23)	(2)	(1)
Aktywa z tytułu pochodnych instrumentów finansowych**	315	340	-	-	-	-	-	519	-
Środki pieniężne i ich ekwiwalenty	139	5	11	1	4	(5)	(11)	(1)	(4)
Wpływ na aktywa finansowe przed opodatkowaniem	387	34	3	5		(47)	(34)	516	(5)
Podatek 19%	(73)	(6)	(1)	(1)		9	6	(98)	1
Wpływ na aktywa finansowe po opodatkowaniu	314	28	2	4		(38)	(28)	418	(4)
<i>razem waluty</i>				348					348
Zobowiązania finansowe									
Kredyty, pożyczki i papiery dłużne (w tym leasing finansowy)	3 588	353	184	-	-	(353)	(184)	-	-
Zobowiązania z tytułu dostaw i usług oraz inne zobowiązania	910	33	89	14	1	(33)	(89)	(14)	(1)
Zobowiązania z tytułu pochodnych instrumentów finansowych**	231	-	11	519	-	390	43	-	-
Wpływ na zobowiązania finansowe przed opodatkowaniem	386	284	533	1		4	(230)	(14)	(1)
Podatek 19%	(73)	(54)	(101)	-	-	(1)	44	3	-
Wpływ na zobowiązania finansowe po opodatkowaniu	313	230	432	1		3	(186)	(11)	(1)
<i>razem waluty</i>				976					(195)
Razem zwiększenie/zmniejszenie	1	(202)	(430)	3		(41)	158	429	(3)
<i>razem waluty</i>				(628)					543
Kursy walutowe na dzień bilansowy i ich zmiana:									
kurs EUR/PLN	4,3292	-	4,9786	4,9786	4,9786	-	3,6798	3,6798	3,6798
kurs USD/PLN	3,3175	3,8151	-	3,8151	3,8151	2,8199	-	2,8199	2,8199
kurs NOK/PLN	0,5486	0,6309	0,6309	-	0,6309	0,4663	0,4663	-	0,4663

* Udziały i akcje prezentowane w wartościach historycznych. W związku z tym, zmiana kursów walut nie będzie miała wpływu na wycenę tych aktywów i wpływu 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
Skrócone Śródroczne Skonsolidowane Sprawozdanie Finansowe za okres sześciu miesięcy zakończony 30 czerwca 2013 roku
(w milionach złotych)

	Wartość księgowa na 31 grudnia 2012					Ryzyko walutowe			
	Zmian kursu o:					15%			
	dla EUR	dla USD	dla NOK	dla pozostałych walut		dla EUR	dla USD	dla NOK	dla pozostałych walut
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)
<i>razem waluty</i>				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)
<i>razem waluty</i>				908					(203)
Razem zwiększenie/zmniejszenie	5	(13)	(416)	1		(8)	15	415	(1)
<i>razem waluty</i>				(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 wpływu 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 odrębnej tabeli na następnych stronach sprawozdania.

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

30 czerwca 2013				
	Kurs		Zmiany kursów o:	
	dla EUR	dla USD	dla EUR	dla USD
	15%		-15%	
Wpływ na kapitały przed opodatkowaniem	311	314	(58)	(131)
Podatek 19%	(59)	(60)	11	25
Wpływ na aktywa/zobowiązania finansowe po opodatkowaniu	252	254	(47)	(106)
Razem waluty	506		(153)	

31 grudnia 2012				
	Kurs		Zmiany kursów o:	
	dla EUR	dla USD	dla EUR	dla USD
	15%		-15%	
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 15% spowodowałby zwiększenie kapitału własnego za pośrednictwem innych całkowitych dochodów. W przypadku spadku kursu USD oraz EUR o 15% 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 dla towarowych transakcji na surowcach energetycznych. Dla analizy wrażliwości za I półrocze 2013 roku przyjęto 20% 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 na koniec I półrocza 2013 roku oraz koniec 2012 roku.

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

	Wartość księgowa na 30 czerwca 2013						Ryzyko cenowe		
	Zmian ceny o:			20%			-20%		
		Gasoil	Fueloil	Title transfer Facility			Gasoil	Fueloil	Title transfer Facility
Aktywa finansowe									
Aktywa z tytułu pochodnych instrumentów finansowych dla towarowych transakcji na surowcach energetycznych	26	3	56	-			-	-	-
Wpływ na aktywa finansowe przed opodatkowaniem		3	56	-			-	-	-
Podatek 19%		(1)	(11)	-			-	-	-
Wpływ na aktywa finansowe po opodatkowaniu		2	45	-			-	-	-
<i>razem towary</i>				48					
Zobowiązania finansowe									
Zobowiązania z tytułu pochodnych instrumentów finansowych dla towarowych transakcji na surowcach energetycznych	6	-	-	20			3	3	4
Wpływ na zobowiązania finansowe przed opodatkowaniem		-	-	20			3	3	4
Podatek 19%		-	-	(4)			(1)	(1)	(1)
Wpływ na zobowiązania finansowe po opodatkowaniu		-	-	16			2	2	3
<i>razem towary</i>				16					7
Razem zwiększenie/zmniejszenie		2	45	(16)			(2)	(2)	(3)
<i>razem towary</i>				32					(7)

	Wartość księgowa na 31 grudnia 2012			
	Zmian 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

30 czerwca 2013						
Zmian ceny o:						
20%			-20%			
Gasoil	Fueloil	Title Transfer Facility	Gasoil	Fueloil	Title Transfer Facility	
Wpływ na kapitały przed opodatkowaniem	72	49	318	35	47	(193)
Podatek 19%	(14)	(9)	(60)	(7)	(9)	37
Wpływ na aktywa/zobowiązania finansowe po opodatkowaniu	58	40	258	28	38	(156)

31 grudnia 2012				
Zmian ceny o:				
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 20% (25% na koniec 2012 roku) spowodowałby zwiększenie kapitału własnego za pośrednictwem innych całkowitych dochodów. W przypadku spadku cen o 20% (25% na koniec 2012 roku) wystąpiłaby sytuacja odwrotna tj. nastąpiłoby zmniejszenie kapitału własnego. Wynika to z faktu zabezpieczania 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, na zmianę stopy procentowej o +/-100 punktów bazowych dla I półrocza 2013 roku (na koniec 2012 roku zmienność była ustalona również na +/-100 punktów bazowych).

Na dzień 30 czerwca 2013 roku wrażliwość zobowiązań kredytowych i wyemitowanych obligacji oraz zobowiązań leasingowych (opartych o zmienną stopę procentową) na zmianę stóp procentowych o +/-100 punktów bazowych wyniosła +/- 102 miliony złotych. Jeżeli chodzi o wrażliwość udzielonych pożyczek na zmianę stóp procentowych o +/-100 punktów bazowych, wyniosła ona +/- 1 milion złotych.

Na dzień 31 grudnia 2012 roku wrażliwość zobowiązań kredytowych i wyemitowanych obligacji oraz zobowiązań leasingowych (opartych o zmienną stopę procentową) na zmianę stóp procentowych o +/- 100 punktów bazowych wyniosła +/- 1 milion złotych.

Analiza wrażliwości instrumentów finansowych na zmiany stopy procentowej

	wartość księgowa netto stan na 30.06.2013	zmiana o:	
		+100 bp	-100 bp
Udzielone pożyczki	182	2	(2)
Otrzymane kredyty i pożyczki	1 607	16	(16)
Wyemitowane obligacje	6 434	64	(64)
Zobowiązania leasingowe	167	2	(2)
Razem zobowiązania	8 208	82	(82)

	wartość księgowa netto stan na 31.12.2012	zmiana o:	
		+100 bp	-100 bp
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, Jednostka Dominująca wykazuje w sprawozdaniu finansowym wszystkie pochodne instrumenty finansowe wycenione w wartości godziwej.

Na dzień 30 czerwca 2013 roku Grupa posiadała następujące rodzaje walutowych instrumentów pochodnych: Cross Currency Interest Rate Swap (CCIRS), zakupione opcje call, zakupione i sprzedane forwardy walutowe oraz zakupione forwardy rozliczane do średniej. Ponadto, w I połowie 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 i put 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 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 30 czerwca 2013 roku.

Rachunkowość zabezpieczeń

Jednostka Dominująca stosuje rachunkowość zabezpieczeń przepływów środków pieniężnych dla transakcji walutowych oraz rachunkowość zabezpieczeń przepływów środków pieniężnych dla transakcji towarowych. Szczegółowe zasady zostały przedstawione w punkcie 2.3.13.

Pochodne instrumenty finansowe

Instrument zabezpieczany	Wartość nominalna w walucie	Waluta / aktywo	Data wymagalności	Cena lub przedział ceny realizacji instrumentu	Wycena do wartości godziwej instrumentu		Zabezpieczane ryzyko
					30 czerwca 2013	31 grudnia 2012	
Cross Currency Interest Rate Swap							
euroobligacje	500	EUR	powyżej 3 lat	4,1580	169	-	ryzyko walutowe i stopy procentowej
pożyczka	965	NOK	6 - 12 m-cy	0,5693	11	-	ryzyko walutowe i stopy procentowej
pożyczka	386	NOK	1 - 3 lata	0,5662	3	-	ryzyko walutowe i stopy procentowej
pożyczka	4 085	NOK	6 - 12 m-cy	0,5072	(213)	-	ryzyko walutowe i stopy procentowej
pożyczka	344	NOK	1 - 3 lata	0,5521	(1)	-	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
euroobligacje	500	EUR	powyżej 3 lat	4,1580	-	82	ryzyko walutowe i stopy procentowej
					(31)	(232)	
Forward							
płatności za gaz	5	EUR	6 - 12 m-cy	4,2741	1	-	ryzyko walutowe
płatności za gaz	5	EUR	do 1 m-ca	4,2425	1	-	ryzyko walutowe
pożyczka	333	NOK	do 1 m-ca	0,5635	5	-	ryzyko walutowe
płatności za gaz	20	USD	1 - 3 m-cy	3,3389	-	-	ryzyko walutowe
płatności za gaz	60	USD	1 - 3 m-cy	3,2593	4	-	ryzyko walutowe
płatności za gaz	50	USD	3 - 6 m-cy	3,1973	7	-	ryzyko walutowe
płatności za gaz	50	USD	6 - 12 m-cy	3,2135	7	-	ryzyko walutowe
płatności za gaz	30	USD	do 1 m-ca	3,3285	-	-	ryzyko walutowe
płatności za gaz	65	USD	do 1 m-ca	3,2843	2	-	ryzyko walutowe
płatności za gaz	43	EUR	1 - 3 m-cy	4,1649	7	-	ryzyko walutowe
płatności za gaz	5	EUR	3 - 6 m-cy	4,1565	1	-	ryzyko walutowe
płatności za gaz	25	EUR	do 1 m-ca	4,1580	3	-	ryzyko walutowe
ING Bank Śląski EUR/PLN	1	EUR	6 - 12 m-cy	4,4530	-	-	ryzyko kursowe
ING Bank Śląski EUR/PLN	1	EUR	6 - 12 m-cy	4,4300	-	-	ryzyko kursowe
ING Bank Śląski EUR/PLN	0,36	EUR	do 1 m-ca	4,2116	-	-	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

Pochodne instrumenty finansowe – c.d.

Instrument zabezpieczany	Wartość nominalna w walucie	Waluta / aktywo	Data wymagalności	Cena lub przedział ceny realizacji instrumentu	Wycena do wartości godziwej instrumentu		Zabezpieczane ryzyko
					30 czerwca 2013	31 grudnia 2012	
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
					38	(76)	
Opcje call							
płatności za gaz	105	EUR	1 - 3 m-cy	4,2696	11	-	ryzyko walutowe
płatności za gaz	231	EUR	3 - 6 m-cy	4,3502	23	-	ryzyko walutowe
płatności za gaz	93	EUR	6 - 12 m-cy	4,4050	10	-	ryzyko walutowe
płatności za gaz	63	EUR	do 1 m-ca	4,2491	3	-	ryzyko walutowe
płatności za gaz	100	USD	1 - 3 m-cy	3,3406	7	-	ryzyko walutowe
płatności za gaz	150	USD	3 - 6 m-cy	3,3744	16	-	ryzyko walutowe
płatności za gaz	120	USD	6 - 12 m-cy	3,4029	17	-	ryzyko walutowe
płatności za gaz	60	USD	do 1 m-ca	3,2883	3	-	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
					90	5	

Pochodne instrumenty finansowe – c.d.

Instrument zabezpieczany	Wartość nominalna w walucie	Waluta / aktywo	Data wymagalności	Cena lub przedział ceny realizacji instrumentu	Wycena do wartości godziwej instrumentu		Zabezpieczane ryzyko
					30 czerwca 2013	31 grudnia 2012	
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
					-	-	
Opcje call commodity							
płatności za gaz	0,038	FO	1 - 3 lata	625,00	2	-	ryzyko cen towarów
płatności za gaz	0,158	FO	1 - 3 m-cy	726,93	-	-	ryzyko cen towarów
płatności za gaz	0,212	FO	3 - 6 m-cy	697,74	-	-	ryzyko cen towarów
płatności za gaz	0,363	FO	6 - 12 m-cy	672,94	7	-	ryzyko cen towarów
płatności za gaz	0,117	FO	do 1 m-ca	732,30	2	-	ryzyko cen towarów
płatności za gaz	0,019	GO	1 - 3 lata	905,00	1	-	ryzyko cen towarów
płatności za gaz	0,099	GO	1 - 3 m-cy	1 055,76	-	-	ryzyko cen towarów
płatności za gaz	0,106	GO	3 - 6 m-cy	1 028,90	-	-	ryzyko cen towarów
płatności za gaz	0,193	GO	6 - 12 m-cy	992,13	4	-	ryzyko cen towarów
płatności za gaz	0,088	GO	do 1 m-ca	1 029,26	5	-	ryzyko cen towarów
płatności za gaz	1,500	TTF	1 - 3 m-cy	27,14	-	-	ryzyko cen towarów
płatności za gaz	1,100	TTF	3 - 6 m-cy	27,62	2	-	ryzyko cen towarów
płatności za gaz	0,880	TTF	6 - 12 m-cy	28,36	2	-	ryzyko cen towarów
płatności za gaz	2,670	TTF	do 1 m-ca	27,37	-	-	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
					25	15	

Pochodne instrumenty finansowe – c.d.

Instrument zabezpieczany	Wartość nominalna w walucie	Waluta / aktywo	Data wymagalności	Cena lub przedział ceny realizacji instrumentu	Wycena do wartości godziwej instrumentu		Zabezpieczane ryzyko
					30 czerwca 2013	31 grudnia 2012	
Opcje put commodity							
płatności za gaz	0,077	FO	6 - 12 m-cy	576,13	(3)	-	ryzyko cen towarów
płatności za gaz	0,044	FO	do 1 m-ca	547,05	-	-	ryzyko cen towarów
płatności za gaz	0,058	GO	6 - 12 m-cy	818,02	(2)	-	ryzyko cen towarów
płatności za gaz	0,041	GO	do 1 m-ca	821,44	-	-	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
					(5)	-	
Swap commodity							
płatności za gaz	0,080	FO	6 - 12 m-cy	606,49	(2)	-	ryzyko cen towarów
płatności za gaz	0,014	GO	6 - 12 m-cy	876,00	-	-	ryzyko cen towarów
płatności za gaz	0,021	GO	6 - 12 m-cy	867,64	-	-	ryzyko cen towarów
płatności za gaz	3,400	TTF	1 - 3 m-cy	26,67	(7)	-	ryzyko cen towarów
płatności za gaz	3,660	TTF	3 - 6 m-cy	27,01	(7)	-	ryzyko cen towarów
płatności za gaz	1,980	TTF	3 - 6 m-cy	27,19	2	-	ryzyko cen towarów
płatności za gaz	0,880	TTF	6 - 12 m-cy	27,27	1	-	ryzyko cen towarów
					(13)	-	
Razem					104	(288)	
Z tego:				wycena pozytywna*: aktywa	341	105	
				wycena negatywna: zobowiązania	(237)	(393)	

* Zawiera odwrócenie się dodatniej wyceny, ze względu jednak na przewagę premii za opcje oraz ich wyceny zostały one łącznie zaprezentowane w aktywach.

HFO – Heavy Fuel Oil

GO – Gasoil

FO –Fuel Oil

TTF – 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 30 czerwca 2013	Okres od 1 stycznia 2012 do 30 czerwca 2012
Wynik na wycenie pochodnych instrumentów finansowych - niezrealizowany	165	91
Wynik na pochodnych instrumentach finansowych - zrealizowany	(96)	(68)
Razem wynik na pochodnych instrumentach finansowych ujęty w rachunku zysków i strat	69	23
z tego:		
ujęty w koszcie zużycia surowców i materiałów	(26)	130
ujęty w pozostałych kosztach operacyjnych netto	(10)	(133)
ujęty w przychodach lub kosztach finansowych	105	26
Wynik na wycenie pochodnych instrumentów finansowych ujęty w innych całkowitych dochodach - niezrealizowany	118	(122)
Razem wynik na pochodnych instrumentach finansowych ujęty w kapitałach	187	(99)

36. ZOBOWIĄZANIA I NALEŻNOŚCI WARUNKOWE

36.1. Należności warunkowe

	30 czerwca 2013	31 grudnia 2012
Od jednostek powiązanych:		
z tytułu otrzymanych poręczeń i gwarancji	-	1
z tytułu otrzymanych weksli	177	152
Od jednostek powiązanych razem	177	153
Od jednostek pozostałych:		
z tytułu otrzymanych poręczeń i gwarancji	289	420
z tytułu otrzymanych weksli	142	158
pozostałe aktywa warunkowe	215	226
Od jednostek pozostałych razem	646	804
Aktywa warunkowe razem	823	957

36.2. Zobowiązanie warunkowe

	30 czerwca 2013	31 grudnia 2012
Na rzecz pozostałych jednostek		
z tytułu udzielonych poręczeń i gwarancji*	10 990	9 732
z tytułu wystawionych weksli	736	698
pozostałe zobowiązania warunkowe	1 121	1 129
Na rzecz jednostek pozostałych razem	12 847	11 559
Zobowiązania warunkowe razem	12 847	11 559

* Zobowiązania warunkowe w walucie zostały przeliczone według kursów NBP odpowiednio z dnia 30 czerwca 2013 roku oraz 31 grudnia 2012 roku.

Spadek należności warunkowych w I półroczu 2013 wynika przede wszystkim z wygaśnięcia poręczeń udzielonych jednostkom Grupy Kapitałowej w poprzednich okresach.

Wzrost zobowiązań warunkowych w I półroczu 2013 roku wynika przede wszystkim ze zmian kursów walut, w których wyrażone są pozycje zobowiązań. Umocnienie się euro do złotówki w I półroczu 2013 roku wpłynęło na zwiększenie kwot zobowiązań warunkowych z tytułu udzielonej przez Jednostkę Dominującą gwarancji spłaty zobowiązań wynikających z emisji euroobligacji (wzrost o 362 miliony złotych według kursu NBP z dnia 30 czerwca 2013 roku) oraz gwarancji należytego wykonania umowy przez spółkę zależną PGNiG Upstream International AS wobec państwa norweskiego (wzrost o 151 milionów złotych).

36.3. Inne zobowiązanie warunkowe

Podatek od nieruchomości

Grupa oszacowała ryzyko roszczeń z tytułu podatku od wyrobisk górniczych uznając, że jest ono niewielkie. Ewentualne nieprzeterminowane zobowiązanie z tego tytułu, wraz z odsetkami, nie wykazane w sprawozdaniu finansowym, wynosi na dzień 30 czerwca 2013 roku 180,9 milionów złotych (na koniec 2012 roku zobowiązanie to wynosiło 160,2 milionów złotych).

Biorąc pod uwagę wyrok Trybunału Konstytucyjnego z dnia 13 września 2011 roku, nie ulega wątpliwości, że wyrobiska górnicze pojmowane jako przestrzenie w nieruchomościach gruntowych lub w górotworach, nie będąc obiektami budowlanymi, nie mogą podlegać opodatkowaniu podatkiem od nieruchomości jako takie obiekty, zarówno samodzielnie (jako wyrobiska w rozumieniu fizycznym), jak i łącznie ze zlokalizowanymi w nich urządzeniami (jako wyrobiska w rozumieniu kompleksowym).

Zgodnie z ww. wyrokiem (sygn. akt P 33/09) w sprawie opodatkowania podatkiem od nieruchomości wyrobisk górniczych, wyrobiska górnicze nie są obiektami budowlanymi w rozumieniu przepisów Ustawy prawo budowlane (a tym samym Ustawy o podatkach i opłatach lokalnych). Zgodnie z uzasadnieniem wyroku za wyrobisko górnicze uważana jest przestrzeń w nieruchomości gruntowej lub górotworze powstała w wyniku robót górniczych, przy czym jako szczególny rodzaj wyrobisk górniczych należy traktować otwory wiertnicze (odwierty) (por. wyrok WSA we Wrocławiu z 31 stycznia 2006 roku, sygn. akt I SA/Wr 1064/04 oraz wyrok NSA z 20 września 2007 roku, sygn. akt II FSK 1016/06).

W związku z powyższym, tak rozumiane wyrobiska górnicze nie mogą podlegać opodatkowaniu podatkiem od nieruchomości ani samodzielnie, ani wspólnie ze zlokalizowanymi w nich urządzeniami. W przedmiotowym wyroku Trybunał Konstytucyjny stwierdza natomiast, że nie istnieją przekonujące argumenty przemawiające generalnie przeciwko możliwości uznania obiektów zlokalizowanych w wyrobiskach górniczych, za obiekty budowlane, a rozstrzygnięcie tej kwestii leży w kompetencji organów podatkowych oraz sądów administracyjnych. Skład orzekający zastrzegł jednak, że za budowle w rozumieniu Ustawy o podatkach i opłatach lokalnych można uznać:

1. jedynie budowle wymienione *expressis verbis* w Ustawie prawo budowlane,
2. jedynie urządzenia techniczne scharakteryzowane w art. 3 pkt 9 Ustawy prawo budowlane, które zapewniają możliwość użytkowania obiektu budowlanego zgodnie z jego przeznaczeniem przy założeniu, że samo wyrobisko nie jest obiektem budowlanym.

W odwiertach niezwykle trudno jest zidentyfikować obiekty wymienione *expressis verbis* w Ustawie prawo budowlane, zatem ryzyko opodatkowania podatkiem od nieruchomości obiektów znajdujących się wewnątrz otworów wiertniczych jest niewielkie.

37. ZOBOWIĄZANIA POZABILANSOWE

37.1. Zobowiązania z tytułu leasingu operacyjnego

	30 czerwca 2013	31 grudnia 2012
do 1 roku	11	11
od 1 roku do 5 lat	7	10
Razem	18	21

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

	30 czerwca 2013	31 grudnia 2012
Zobowiązania wynikające z podpisanych umów	7 031	4 951
Stan realizacji umów na dzień bilansowy	(3 298)	(3 292)
Zobowiązania wynikające z umów zapadające po dniu bilansowym	3 733	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	Zobowiązania wobec podmiotów powiązanych
Jednostki stowarzyszone konsolidowane metodą praw własności	30 czerwca 2013	21	-	30 czerwca 2013	4	4	-	-	6
	30 czerwca 2012	13	-	31 grudnia 2012	4	4	-	-	7
Jednostki zależne i stowarzyszone nie konsolidowane	30 czerwca 2013	13	(31)	30 czerwca 2013	3	3	215	182	4
	30 czerwca 2012	6	(77)	31 grudnia 2012	4	4	146	117	10
Razem podmioty powiązane	30 czerwca 2013	34	(31)	30 czerwca 2013	7	7	215	182	10
	30 czerwca 2012	19	(77)	31 grudnia 2012	8	8	146	117	17

W I półroczu 2013 roku nie wystąpiły istotne transakcje z akcjonariuszami.

W I półroczu 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 (w tym umów ramowych), 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 powiązanymi 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 I półroczu 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, Zakłady Azotowe PUŁAWY S.A., Zakłady Chemiczne POLICE S.A., Grupa Azoty (d. Zakłady Azotowe w Tarnowie - Mościcach S.A.), Zakłady Chemiczne RUDNIKI S.A.

W I półroczu 2012 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, Zakłady Azotowe PUŁAWY S.A., Zakłady Chemiczne POLICE S.A., Grupa Azoty (d. 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 30 czerwca 2013	Okres od 1 stycznia 2012 do 30 czerwca 2012
Wynagrodzenie osób zarządzających	17,79	17,27
Jednostka dominująca	1,54	1,45
Jednostki zależne	9,50	10,05
Jednostki współzależne	6,34	5,36
Jednostki stowarzyszone	0,41	0,41
Wynagrodzenie osób nadzorujących	3,18	4,47
Jednostka dominująca	0,19	0,18
Jednostki zależne	2,07	3,29
Jednostki współzależne	0,62	0,63
Jednostki stowarzyszone	0,30	0,37
Razem	20,97	21,74

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

	30 czerwca 2013	31 grudnia 2012
Osoby zarządzające		
Oprocentowanie (%)	0%-3,5%	1%-4%
Wymagalność	1-5 lat	3-5 lat
Wartość pożyczek pozostałych do spłaty	0,12	0,16
Osoby nadzorujące		
Oprocentowanie (%)	0%	4%
Wymagalność	3 lat	5 lat
Wartość pożyczek pozostałych do spłaty	0,01	0,01
Razem wartość pożyczek pozostałych do spłaty	0,13	0,17

38.7. Wspólne przedsięwzięcia nie podlegające konsolidacji

W I półroczu 2013 roku PGNiG S.A. współpracowało na terytorium Polski z następującymi firmami: FX Energy 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., CalEnergy Resources Poland Sp. z o.o., Tauron Polska Energia S.A., KGHM Polska Miedź S.A., PGE Polska Grupa Energetyczna S.A., ENEA S.A.

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

W I półroczu 2013 roku PGNiG S.A. kontynuowała współpracę 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%,

oraz na obszarach koncesyjnych FX Energy Poland Sp. z o.o.:

- „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%.

W I półroczu 2013 roku kontynuowano eksploatację złóż Roszków na obszarze „Płotki” oraz Zaniemyśl na obszarze „Płotki”-„PTZ”. Na obszarze „Płotki” zakończono akwizycję i rozpoczęto przetwarzanie zdjęcia sejsmicznego Donatowo-Rusocin 3D. Natomiast na obszarze „Płotki”-„PTZ” rozpoczęto i zakończono reinterpetację zdjęcia sejsmicznego Kaleje-Zaniemyśl 3D w celu wyboru optymalnej lokalizacji otworu eksploatacyjnego Zaniemyśl-4 lub Zaniemyśl-3k. Wyniki reinterpetacji wykazały, że wiercenie otworu Zaniemyśl-4 jest nieuzasadnione. W związku z powyższym, rozpoczęto prace projektowo-analityczne dla dwóch wariantów przedsięwzięcia tj. wykonania otworu bocznego Zaniemyśl-3k lub rekonstrukcji otworu Zaniemyśl-3.

Na obszarze „Poznań” w I półroczu 2013 roku włączono do eksploatacji złoża Winna Góra oraz kontynuowano eksploatację złóż gazu ziemnego Środa Wielkopolska, Kromolice i Kromolice S. Kontynuowano również zagospodarowanie złoża gazu ziemnego Lisewo oraz rozpoczęto zagospodarowanie otworu Komorze-3k. W otworze poszukiwawczym Pławce-2 (tight gas) wykonano zabieg szczelinowania hydraulicznego i rozpoczęto proces wywołania produkcji. Zakończono wiercenie otworu poszukiwawczego Mieczewo-1k, w którym uzyskano przepływ gazu ziemnego ze znaczącym udziałem wody złożowej. Na podstawie analizy geologiczno-złożowej i ekonomicznej podjęto decyzję o likwidacji otworu. Ponadto zakończono *processing* i rozpoczęto interpretację zdjęcia sejsmicznego Miłosław 3D, a także zakończono interpretację zdjęcia sejsmicznego Taczanów 3D.

Na obszarze „Warszawa-Południe” w I półroczu 2013 roku FX Energy Poland Sp. z o.o. wykonała własną interpretację geologiczną rejonu Potycz – Boglewice – Grójec w celu wytypowania obszaru do zaprojektowania zdjęcia sejsmicznego 3D. Ponadto spółka wystąpiła do Ministerstwa Środowiska o zmianę koncesji na blok 254 (rezygnacja z części obszaru koncesji).

Na obszarze „Ostrowiec” zakończono prace analityczne, natomiast na obszarze „Kutno” dokumentowano wyniki wiercenia otworu Kutno-2. FX Energy Poland Sp. z o.o. podjęła decyzję o rezygnacji z koncesji na obszarach „Ostrowiec” i „Kutno”.

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 I półroczu 2013 roku PGNiG S.A. kontynuowała współpracę 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%.

Na obszarze „Bieszczady” kontynuowano processing profili sejsmicznych w rejonie Jaślicka-Baligród oraz reprocessing archiwalnych profili sejsmicznych Kostarowce-Zahutyń 2D. Ponadto, do chwili podjęcia decyzji o wykonaniu dalszych prób złożowych, otwór Niebieszczany-1 został czasowo zabezpieczony.

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

W I półroczu 2013 roku PGNiG S.A. kontynuowało 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%. Na obszarze „Sieraków” w I półroczu 2013 roku wykonano wiercenie otworu Sieraków-3. Na podstawie wyników wstępnego opróbowania otworu podjęto decyzję o zabezpieczeniu otworu do dalszych badań.

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 były 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%.

Na obszarze „Karpaty Zachodnie” w I półroczu 2013 roku wykonano reprocessing profili sejsmicznych 2D z rejonu Budzów – Cieszyn – Bestwina – Bielsko-Biała.

Na obszarze „Karpaty Wschodnie” analizowano materiały geologiczno-geofizyczne z rejonu Mszana Dolna – Jordanów pod kątem możliwości rozpoczęcia prac wiertniczych. W rezultacie podjęto decyzję o odstąpieniu od wiercenia otworu poszukiwawczego i złożono wniosek do Ministerstwa Środowiska o zmianę koncesji Mszana Dolna (rezygnacja z części obszaru koncesji).

Tauron Polska Energia S.A., siedziba: Katowice 40-114, ul. Ks. Piotra Ściegiennego 3**KGHM Polska Miedź S.A.**, siedziba: Lubin 59-301, ul. M. Skłodowskiej – Curie 48**PGE Polska Grupa Energetyczna S.A.**, siedziba: Warszawa 00-496, ul. Mysia 2**ENEA S.A.**, siedziba: Poznań 60-201, ul. Górecka 1.

W dniu 4 lipca 2012 roku PGNiG S.A. podpisała umowę ramową w zakresie poszukiwania i wydobywania gazu ziemnego oraz ropy naftowej z łupków na obszarze koncesji Wejherowo z czterema spółkami: Tauron Polska Energia S.A., KGHM Polska Miedź S.A., PGE Polska Grupa Energetyczna S.A. i Enea S.A. Zgodnie z umową, wspólne prace będą prowadzone m.in. w rejonie Kochanowa, Częstkowa i Tępcza, na części należącej do PGNiG S.A. koncesji Wejherowo, na której wstępne badania potwierdziły występowanie niekonwencjonalnych złóż gazu. Współpraca spółek na koncesji Wejherowo obejmie obszar o powierzchni ok. 160 km². Szacowane nakłady na projekt Kochanowo – Częstkowo – Tępcz (KCT) wyniosą maksymalnie 1,7 mld zł. Na etapie prac poszukiwawczo-rozpoznawczych operatorem będzie PGNiG S.A.

38.8. Działalność poza granicami kraju

Udziały PGNiG S.A. w spółkach zagranicznych

Ukraina

Spółka **Dewon Z.S.A.** jest spółką akcyjną typu zamkniętego (nie giełdową). Została utworzona 17 listopada 1999 roku. Podstawowym celem i zadaniem spółki jest realizacja usług związanych z wydobywaniem gazu ziemnego, rekonstrukcją odwiertów oraz zagospodarowaniem i eksploatacją złóż na Ukrainie.

Fundusz statutowy (kapitał zakładowy) spółki wynosi 11,1 milionów UAH, to jest 4,5 milionów złotych (według kursu NBP z dnia 30 czerwca 2013 roku) i dzieli się na 120 000 akcji o wartości nominalnej 92,89 UAH każda. Zaangażowanie w spółce wynosi 4,1 milionów UAH, to jest 1,6 milionów złotych (według kursu NBP z dnia 30 czerwca 2013 roku). Wartość udziałów w księgach Jednostki Dominującej na dzień 30 czerwca 2013 roku, 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.

Eksploatacja złoża Sachalińskiego odbywała się w ramach joint venture, na podstawie umowy zawartej przez spółkę Dewon Z.S.A z NAK „Nadra Ukrainy” (posiadaczem licencji na eksploatację węglowodorów) i spółką PoltavaNaftoGasGeologia. W dniu 24 kwietnia 2009 roku wygasła licencja na prowadzenie prac na złożu Sachalińskim, której posiadaczem była spółka NAK „Nadra Ukrainy”. Od tego momentu nastąpiła przerwa w działalności gospodarczej Spółki. Przestój, wywołany brakiem licencji, a następnie brakiem umowy joint venture z nowym posiadaczem licencji (UkrNaftoBurienie) spowodował znaczące pogorszenie sytuacji finansowej spółki Dewon.

W połowie roku 2012, po przeszło 3-letniej przerwie, Spółka wznowiła wydobywanie 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. Odwiert nr 21 i odwiert 113 uruchomione zostały 25 czerwca 2012 roku, a trzeci odwiert nr 18 w dniu 7 lipca 2012 roku.

Oman

Kapitał zakładowy spółki **Sahara Petroleum Technology LLC** wynosi 0,15 milionów OMR (omańskich riali), to jest 1,29 milionów złotych (według średniego kursu NBP z dnia 26 czerwca 2013 roku, który był ostatnim ogłoszonym kursem dla tej waluty w I półroczu 2013 roku) i dzieli się na 150 000 udziałów o wartości 1 OMR każdy. Zaangażowanie PGNiG S.A. w spółce wynosi 73,5 tysięcy riali, to jest 0,63 milionów złotych (według średniego kursu NBP z dnia 26 czerwca 2013 roku, który był ostatnim ogłoszonym kursem dla tej waluty w I półroczu 2013 roku).

Struktura własności udziałów przedstawia się następująco:

- | | |
|------------------------------------|------------------------|
| • PGNiG S.A. | 73 500 udziałów - 49%, |
| • Petroleum and Gas Technology LLC | 76 500 udziałów - 51% |
- P.O. Box 3641, Ruwi, Sułtanat Omanu.

Spółka została zawiązana w 2000 roku, z inicjatywy Zakładu Robót Górniczych Krosno Sp. z o.o. (do 30 czerwca 2005 roku był to oddział PGNiG S.A., a obecnie jest to 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 0,87 milionów złotych (według średniego kursu NBP z dnia 30 czerwca 2013 roku), 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 produkcji i obrotu.

Na dzień 30 czerwca 2013 roku zaangażowanie PGNiG S.A. w spółce InterTransGas GmbH wynosiło 0,8 miliona euro, to jest 3,46 milionów złotych (według średniego kursu NBP z dnia 30 czerwca 2013 roku). Wartość udziałów w księgach Jednostki Dominującej na 30 czerwca 2013 roku wynosiła 5,2 milionów złotych.

W dniu 21 grudnia 2010 roku została zawieszona spółka **PGNiG Sales & Trading GmbH** (do 2011 roku spółka funkcjonowała pod firmą **POGC Trading GmbH**) z siedzibą w Monachium, o kapitale zakładowym 10 milionów euro, to jest 43,29 milionów złotych (według średniego kursu NBP z dnia 30 czerwca 2013 roku). Całość udziałów objęło PGNiG S.A. za wkład pieniężny opłacony w grudniu 2010 roku. Wartość udziałów w księgach Jednostki Dominującej na 30 czerwca 2013 roku wynosiła 39,7 milionów złotych.

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 dniu 10 lutego 2011 roku spółka POGC Trading GmbH została wpisana do rejestru handlowego w Monachium.

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, zarejestrowanej w Monachium. Spółka XOOOL GmbH jest operatorem gazowym posiadającym sieć 16 600 odbiorców końcowych gazu ziemnego w Niemczech.

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.

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. Jedynym właścicielem PGNiG Upstream International AS jest PGNiG S.A.

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 (licencje PL 212, PL 212B, PL 262). 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 czerwcu 2013 roku spółka pozyskała 4 nowe koncesje poszukiwawcze w wyniku rozstrzygnięcia 22. Rundy Licencyjnej. Dwie z otrzymanych koncesji położone są na Morzu Norweskim: PL 702 (Billing) i PL703 (Loki). Dwie pozostałe koncesje położone są na Morzu Barentsa: PL 707 (Mungo) i PL711 (Labbetuss).

Na koniec czerwca 2013 roku spółka posiadała łącznie 14 koncesji.

Głównym aktywem jest złoże Skarv, odkryte w 1998 roku. W 2007 roku do koncesji Skarv zostało dołączone pole Idun.

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 rok przyszły. Na koniec czerwca 2013 roku saldo zadłużenia z tytułu umowy kredytowej wynosiło 332 mln dolarów amerykańskich.

Na koniec 2012 roku zaangażowanie kapitałowe Jednostki Dominującej w spółce wynosiło 1 092 miliony koron norweskich, to jest 599,1 milionów złotych (według kursu NBP z dnia 30 czerwca 2013 roku). Wartość udziałów w księgach Jednostki Dominującej na 30 czerwca 2013 roku wynosiła 537,5 milionów złotych.

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. Jej kapitał zakładowy wynosi 20 tysięcy euro, to jest 86,6 tysięcy złotych (według kursu NBP z dnia 30 czerwca 2013 roku).

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 o powierzchni 5 494 km², położonym

na pograniczu basenów Murzu i Gadamesh w pobliżu granicy z Algierią. Zgodnie ze złożoną ofertą przetargową, firma zobowiązała się do wykonania prac poszukiwawczych na łączną kwotę 108 milionów dolarów amerykańskich, w tym: 3000 km sejsmiki 2D, 1500 km² sejsmiki 3D i wykonania 8 otworów wiertniczych.

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.

Do lutego 2011 roku Spółka wykonała akwizycję 3 000 km profili 2D oraz 1 087 km² profili 3D, jak również szereg analiz geologicznych.

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 2012 roku spółka została dokapitalizowana, bez emisji nowych udziałów, kwotą 25 milionów dolarów amerykańskich, na finansowanie pierwszych odwiertów poszukiwawczych planowanych od początku 2013 roku. W dniu 12 marca 2013 roku została zawarta z PGNiG S.A. umowa wkładu, na mocy której POGC – Libya B.V. ma zostać dokapitalizowana kwotą 45,5 milionów dolarów amerykańskich.

W czerwcu 2013 roku spółka rozpoczęła wiercenie pierwszego odwiertu poszukiwawczego. W lipcu br. rozpoczęto analizę wyników dokonanego odwiertu.

Na dzień 30 czerwca 2013 roku zaangażowanie kapitałowe Jednostki Dominującej w spółce POGC Libya B.V. wynosiło 65,5 milionów EUR, to jest 283,6 milionów złotych (według kursu NBP z dnia 30 czerwca 2013 roku) oraz 27,4 milionów USD, to jest 91 milionów złotych (według kursu NBP z dnia 30 czerwca 2013 roku). Wartość udziałów brutto w księgach Spółki na dzień 30 czerwca 2013 roku wyniosła 364 milionów złotych. Ujęty w księgach odpis z tytułu utraty wartości udziałów POGC Libya B.V. na dzień 30 czerwca 2013 roku wyniósł 13,7 milionów złotych.

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 2 164,6 milionów złotych (według kursu NBP z dnia 30 czerwca 2013 roku). 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.

Wartość udziałów PGNiG Finance AB w księgach Jednostki Dominującej na dzień 30 czerwca 2013 roku wynosiła 0,5 miliona złotych.

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 I półroczu 2013 roku prowadzono prace związane z budową gazociągów i instalacji napowierzchniowych w celu rozpoczęcia próbnej eksploatacji otworów Rehman-1 i Hallel X-1. Rozpoczęcie testowego wydobywania nastąpiło pod koniec czerwca 2013 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 I półroczu 2013 roku odwiercono dwa otwory poszukiwawcze. W związku z brakiem przemysłowego przyływu węglowodorów otwory zlikwidowano.

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,

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

Geofizyka Kraków S.A.:

Oddział w Pakistanie – Islamabad,

Oddział w Libii – Trypolis.

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 – Tbilisi.

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

Oddział w Libii – Benghazi.

39. ZATRUDNIENIE (DANE W OSOBACH)

Zatrudnienie w podziale na segmenty na koniec okresu	30 czerwca 2013	31 grudnia 2012
Poszukiwanie i wydobywanie	9 982	10 990
Obrót i magazynowanie	4 192	4 685
w tym spółki konsolidowane metodą praw własności	287	288
Dystrybucja	13 174	13 255
Wytwarzanie	1 074	1 069
Pozostałe segmenty	2 112	2 327
Razem	30 534	32 326

40. INFORMACJE NA TEMAT PROCESU RESTRUKTURYZACJI W GRUPIE KAPITAŁOWEJ

W I półroczu 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, tj. 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, przysługujących 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 ponoszenie samodzielnie 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, w zakresie realizacji Programu racjonalizacji zatrudnienia, miały miejsce następujące zdarzenia:

1. 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.
2. W dniu 26 czerwca 2013 roku Nadzwyczajne Walne Zgromadzenie Spółki PGNiG S.A. wyraziło zgodę na wypłatę jednorazowych świadczeń osłonowych:
 - 46 pracownikom spółki Geofizyka Kraków S.A. na łączną kwotę 2,3 milionów złotych (wypłata świadczeń nastąpi w trzecim kwartale 2013 roku);
 - 22 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 (wypłata świadczeń nastąpi w III kwartale 2013 roku).

3. Wnioski o uruchomienie Programu na pokrycie kosztów jednorazowych świadczeń osłonowych z kapitału rezerwowego pod nazwą Centralny Fundusz Restrukturyzacji złożyły następujące jednostki:
- Exalo Drilling S.A. – o pokrycie kosztów jednorazowych świadczeń osłonowych 39 pracownikom, na łączną kwotę 2,3 milionów złotych;
 - BUD-GAZ Sp. z o.o. w likwidacji – o pokrycie kosztów jednorazowych świadczeń osłonowych 22 pracownikom, na łączną kwotę 1,9 miliona złotych.

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

	30 czerwca 2013	31 grudnia 2012
Kredyty, pożyczki, zobowiązania z tytułu leasingu finansowego oraz zobowiązania z tytułu emisji papierów dłużnych	8 208	10 211
Zobowiązania z tytułu dostaw i usług oraz inne zobowiązania	4 046	3 744
Środki pieniężne i ich ekwiwalenty (-)	(2 659)	(1 948)
Zadłużenie netto	9 595	12 007
Kapitał własny (przypisany akcjonariuszom jednostki dominującej)	27 978	27 192
Kapitał i zadłużenie netto	37 573	39 199
Wskaźnik dźwigni	25,5%	30,6%

42. INNE ISTOTNE INFORMACJE

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

W I półroczu 2013 roku toczyły się sprawy z powództwa PGNiG S.A. dotyczące uchylenia 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. Spółka PI GAZOTECH Sp. z o.o. wniosła skargę kasacyjną od powyższego wyroku w dniu 30 października 2012 roku. Do dnia sporządzenia niniejszego sprawozdania powyższa skarga nie została przyjęta przez Sąd Najwyższy do rozpoznania.

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.

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. PGNiG S.A. jest w trakcie wykonywania zobowiązania wynikającego z powyższej decyzji Prezesa UOKiK.

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 wniosek o wydanie decyzji zobowiązującej. 28 czerwca 2013 roku Prezes UOKiK wydał decyzję zobowiązującą, która zakończyła toczące się postępowanie administracyjne wobec PGNiG S.A. Prezes UOKiK nie nałożył na Spółkę w tej sprawie kary pieniężnej. 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 poprzez:

- 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.

PGNiG S.A. podjęła działania wyjaśniające oraz złożyła do Prezesa UOKiK wnioszek o wydanie decyzji zobowiązującej.

43. ZDARZENIA PO DNIU BILANSOWYM

Po 30 czerwca 2013 roku, do dnia sporządzenia śródrocznego skonsolidowanego sprawozdania finansowego, nie wystąpiły istotne zdarzenia, poza ujętymi w nocie 1.6.

Zarząd PGNiG S.A.:

Wiceprezes Zarządu	Jerzy Kurella	
--------------------	---------------	-------

Wiceprezes Zarządu	Jacek Murawski	
--------------------	----------------	-------

Wiceprezes Zarządu	Mirosław Szałuba	
--------------------	------------------	-------

Warszawa, dnia 1 sierpnia 2013 roku