



PGNiG

Polskie Górnictwo Naftowe
i Gazownictwo SA

**ŚRÓDROCZNE SKONSOLIDOWANE SPRAWOZDANIE
FINANSOWE**

**ZA OKRES 6 MIESIĘCY ZAKOŃCZONY
30 CZERWCA 2010 ROKU**

SPIS TREŚCI

WYBRANE DANE FINANSOWE	4
SKONSOLIDOWANY RACHUNEK ZYSKÓW I STRAT	5
SKONSOLIDOWANE SPRAWOZDANIE Z CAŁKOWITEGO DOCHODU.....	5
SKONSOLIDOWANE SPRAWOZDANIE Z SYTUACJI FINANSOWEJ	6
SKONSOLIDOWANE SPRAWOZDANIE Z PRZEPŁYWÓW PIENIĘŻNYCH.....	7
SKONSOLIDOWANE SPRAWOZDANIE ZE ZMIAN W KAPITALE WŁASNYM	8
INFORMACJA DODATKOWA DO SKONSOLIDOWANEGO SPRAWOZDANIA FINANSOWEGO	9
1. INFORMACJE OGÓLNE	9
2. INFORMACJE O STOSOWANYCH ZASADACH RACHUNKOWOŚCI	15
3. SEGMENTY OPERACYJNE.....	36
4. KOSZTY OPERACYJNE	39
5. PRZYCHODY I KOSZTY FINANSOWE	40
6. WYCENA JEDNOSTEK STOWARZYSZONYCH METODĄ PRAW WŁASNOŚCI.....	40
7. PODATEK DOCHODOWY	41
8. DZIAŁALNOŚĆ ZANIECHANA	44
9. ZYSK/STRATA PRZYPADAJĄCY NA JEDNĄ AKCJĘ.....	44
10. DYWIDENDY WYPŁACONE I ZAPROPONOWANE DO WYPŁATY PRZEZ JEDNOSTKĘ DOMINUJĄCĄ ..	44
11. RZECZOWE AKTYWA TRWAŁE	45
12. NIERUCHOMOŚCI INWESTYCYJNE.....	48
13. WARTOŚCI NIEMATERIALNE	49
14. AKTYWA FINANSOWE DOSTEPNE DO SPRZEDAŻY - DŁUGOTERMINOWE	51
15. INNE AKTYWA FINANSOWE	51
16. AKTYWO Z TYTUŁU PODATKU ODROZONEGO.....	52
17. POZOSTAŁE AKTYWA TRWAŁE	52
18. ZAPASY	52
19. NALEŻNOŚCI Z TYTUŁU DOSTAW I USŁUG ORAZ POZOSTAŁE NALEŻNOŚCI	53
20. ROZRACHUNKI Z TYTUŁU PODATKU BIEŻĄCEGO.....	54
21. ROZLICZENIA MIĘDZYOKRESOWE	54
22. AKTYWA FINANSOWE DOSTĘPNE DO SPRZEDAŻY- KRÓTKOTERMINOWE.....	54
23. ŚRODKI PIENIĘŻNE I ICH EKWIWALENTY	55
24. AKTYWA TRWAŁE PRZEZNACZONE DO SPRZEDAŻY	55
25. AKTYWA WARUNKOWE	56
26. KAPITAŁ PODSTAWOWY	59
27. KREDYTY, POŻYCZKI I PAPIERY DŁUŻNE.....	59
28. REZERWY	62
29. PRZYCHODY PRZYSZŁYCH OKRESÓW	63
30. REZERWA NA PODATEK ODROZONY	64
31. INNE ZOBOWIĄZANIA DŁUGOTERMINOWE	64
32. ZOBOWIĄZANIA Z TYTUŁU DOSTAW I USŁUG ORAZ INNE ZOBOWIĄZANIA.....	64
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	65
34. INSTRUMENTY FINANSOWE I ZASADY ZARZĄDZANIA RYZYKIEM FINANSOWYM	67
35. INSTRUMENTY POCHODNE	80
36. ZOBOWIĄZANIA WARUNKOWE.....	86
37. ZOBOWIĄZANIA POZABILANSOWE	88
38. INFORMACJE O PODMIOTACH POWIĄZANYCH	89
39. ZATRUDNIENIE (DANE W OSOBACH).....	97
40. INFORMACJE NA TEMAT PROCESU RESTRUKTURYZACJI W GRUPIE KAPITAŁOWEJ	97
41. ZARZĄDZANIE KAPITAŁEM.....	98
42. INFORMACJA NA TEMAT NIEODPŁATNEGO NABYCIA AKCJI SPÓŁKI PGNiG S.A. PRZEZ UPRAWNIONYCH PRACOWNIKÓW	98
43. RYZYKO ZWIĄZANE Z ZAKUPEM GAZU.....	99
44. ZDARZENIA PO DNIU BILANSOWYM.....	99

Członkowie Zarządu

Prezes Zarządu

Michał Szubski

Wiceprezes Zarządu

Radosław Dudziński

Wiceprezes Zarządu

Sławomir Hinc

Wiceprezes Zarządu

Marek Karabuła

Wiceprezes Zarządu

Mirosław Szałuba

Warszawa, 17 sierpnia 2010 roku

WYBRANE DANE FINANSOWE
za okres zakończony 30 czerwca 2010 roku

	PLN		EUR	
	Okres od 1 stycznia 2010 do 30 czerwca 2010	Okres od 1 stycznia 2009 do 30 czerwca 2009	Okres od 1 stycznia 2010 do 30 czerwca 2010	Okres od 1 stycznia 2009 do 30 czerwca 2009
I. Przychody ze sprzedaży	10 761 916	10 253 588	2 687 657	2 269 296
II. Zysk\Strata z działalności operacyjnej	1 201 671	(679 238)	300 103	(150 327)
III. Zysk\Strata przed opodatkowaniem	1 216 630	(576 857)	303 838	(127 668)
IV. Zysk\Strata netto akcjonariuszy jednostki dominującej	991 870	(493 448)	247 707	(109 209)
V. Zysk\Strata netto	994 225	(493 007)	248 296	(109 111)
VI. Całkowite dochody przypisane akcjonariuszom jednostki dominującej	1 078 153	(432 749)	269 256	(95 775)
VII. Całkowite dochody razem	1 080 508	(432 308)	269 844	(95 677)
VIII. Środki pieniężne netto z działalności operacyjnej	2 638 455	1 095 633	658 922	242 483
IX. Środki pieniężne netto z działalności inwestycyjnej	(1 439 794)	(1 698 271)	(359 571)	(375 857)
X. Środki pieniężne netto z działalności finansowej	(302 302)	527 521	(75 496)	116 750
XI. Środki pieniężne netto razem	896 359	(75 117)	223 855	(16 625)
XII. Zysk/Strata netto i rozwodniony zysk/strata netto na jedną akcję przypisane akcjonariuszom jednostki dominującej (w PLN / EUR)	0,17	(0,08)	0,04	(0,02)
	Stan na 30 czerwca 2010	Stan na 31 grudnia 2009	Stan na 30 czerwca 2010	Stan na 31 grudnia 2009
XIII. Aktywa razem	31 984 391	31 073 899	7 714 890	7 563 872
XIV. Zobowiązania i rezerwy na zobowiązania	9 939 079	9 636 592	2 397 385	2 345 697
XV. Zobowiązania długoterminowe	3 790 164	3 737 598	914 218	909 790
XVI. Zobowiązania krótkoterminowe	6 148 915	5 898 994	1 483 167	1 435 907
XVII. Kapitał własny	22 045 312	21 437 307	5 317 505	5 218 175
XVIII. Kapitał podstawowy (akcyjny)	5 900 000	5 900 000	1 423 127	1 436 152
XIX. Liczba akcji (średnia ważona w tys. szt.)	5 900 000	5 900 000	5 900 000	5 900 000
XX. Wartość księgową i rozwodniona wartość księgową na jedną akcję (w PLN / EUR)	3,74	3,63	0,90	0,88
XXI. Zadeklarowana lub wypłacona dywidenda na jedną akcję (w PLN / EUR)	0,08	0,09	0,02	0,02

Pozycje rachunku zysków i strat, sprawozdania z całkowitego dochodu oraz sprawozdania z przepływów pieniężnych zostały przeliczone według kursu EUR, 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 obowiązującego na koniec danego okresu obrotowego, ustalonego przez NBP.

Średnie kursy wymiany złotego w stosunku do euro ustalone przez NBP

	30 czerwca 2010	31 grudnia 2009	30 czerwca 2009
Średni kurs w okresie	4,0042	4,3406	4,5184
Kurs na koniec okresu	4,1458	4,1082	4,4696

SKONSOLIDOWANY RACHUNEK ZYSKÓW I STRAT
za okres zakończony 30 czerwca 2010 roku

	Informacja dodatkowa	Okres od 1 stycznia 2010 do 30 czerwca 2010 nie badane	Okres od 1 stycznia 2009 do 30 czerwca 2009 nie badane
Przychody ze sprzedaży	3	10 761 916	10 253 588
Zużycie surowców i materiałów	4	(5 940 676)	(7 672 873)
Świadczenia pracownicze	4	(1 282 851)	(1 228 475)
Amortyzacja		(745 201)	(762 489)
Usługi obce	4	(1 518 088)	(1 285 473)
Koszt wytworzenia świadczeń na własne potrzeby		361 441	359 567
Pozostałe koszty operacyjne netto	4	(434 870)	(343 083)
Koszty operacyjne razem		(9 560 245)	(10 932 826)
Zysk/Strata z działalności operacyjnej		1 201 671	(679 238)
Przychody finansowe	5	34 841	169 951
Koszty finansowe	5	(19 510)	(67 374)
Udział w wyniku finansowym jednostek wycenianych metodą praw własności	6	(372)	(196)
Zysk/Strata przed opodatkowaniem		1 216 630	(576 857)
Podatek dochodowy	7	(222 405)	83 850
Zysk/Strata netto		994 225	(493 007)
Przypisany/a:			
Akcjonariuszom jednostki dominującej		991 870	(493 448)
Udziałom niekontrolującym		2 355	441
Zysk/Strata i rozwodniony zysk/strata na jedną akcję przypisany zwykłym akcjonariuszom jednostki dominującej	9	0,17	(0,08)

SKONSOLIDOWANE SPRAWOZDANIE Z CAŁKOWITEGO DOCHODU
za okres zakończony 30 czerwca 2010 roku

	Informacja dodatkowa	Okres od 1 stycznia 2010 do 30 czerwca 2010 nie badane	Okres od 1 stycznia 2009 do 30 czerwca 2009 nie badane
Zysk/Strata netto		994 225	(493 007)
Różnice kursowe z przeliczenia jednostek zagranicznych		17 977	31 442
Wycena instrumentów zabezpieczających		87 888	-
Wycena instrumentów finansowych		(3 560)	36 120
Podatek odroczoney dotyczący innych całkowitych dochodów		(16 022)	(6 863)
Inne		-	-
Inne całkowite dochody netto		86 283	60 699
Całkowite dochody razem		1 080 508	(432 308)
Przypisane:			
Akcjonariuszom jednostki dominującej		1 078 153	(432 749)
Udziałom niekontrolującym		2 355	441

SKONSOLIDOWANE SPRAWOZDANIE Z SYTUACJI FINANSOWEJ
na dzień 30 czerwca 2010 roku

	Informacja dodatkowa	30 czerwca 2010	31 grudnia 2009
		nie badane	zbadane (patrz nota 2.2.1.)
AKTYWA			
Aktywa trwale (długoterminowe)			
Rzeczowe aktywa trwale	11	23 621 205	22 888 917
Nieruchomości inwestycyjne	12	6 899	7 480
Wartości niematerialne	13	192 228	173 459
Inwestycje w jednostkach stowarzyszonych wycenianych metodą praw własności	6	556 151	556 523
Aktywa finansowe dostępne do sprzedaży	14	86 139	89 789
Inne aktywa finansowe	15	279 748	299 879
Aktywo z tytułu podatku odroczonego	16	725 250	591 622
Pozostałe aktywa trwale	17	48 945	49 373
Aktywa trwale (długoterminowe) razem		25 516 565	24 657 042
Aktywa obrotowe (krótkoterminowe)			
Zapasy	18	1 383 654	1 258 870
Należności z tytułu dostaw i usług oraz pozostałe należności	19	2 578 939	3 680 039
Należności z tytułu podatku bieżącego	20	8 752	199 413
Rozliczenia międzyokresowe	21	258 997	55 253
Aktywa finansowe dostępne do sprzedaży	22	3 602	7 467
Aktywa z tytułu pochodnych instrumentów finansowych	36	137 990	18 002
Środki pieniężne i ich ekwiwalenty	23	2 093 837	1 196 325
Aktywa trwale przeznaczone do sprzedaży	24	2 055	1 488
Aktywa obrotowe (krótkoterminowe) razem		6 467 826	6 416 857
Suma Aktywów		31 984 391	31 073 899
PASYWA			
Kapitał własny			
Kapitał podstawowy (akcyjny)	26	5 900 000	5 900 000
Różnice kursowe z przeliczenia jednostek zagranicznych		(33 185)	(51 162)
Nadwyżka ze sprzedaży akcji powyżej ich wartości nominalnej		1 740 093	1 740 093
Inne kapitały rezerwowe		12 236 277	11 455 447
Zyski/Straty zatrzymane		2 189 791	2 382 452
Kapitał własny, przypisany akcjonariuszom jednostki dominującej		22 032 976	21 426 830
Kapitał własny, przypisany udziałom niekontrolującym		12 336	10 477
Kapitał własny razem		22 045 312	21 437 307
Zobowiązania długoterminowe			
Kredyty, pożyczki i papiery dłużne	27	68 146	44 086
Rezerwy	28	1 361 655	1 315 759
Przychody przyszłych okresów	29	1 074 917	1 090 675
Rezerwa na podatek odroczonego	30	1 267 238	1 268 432
Inne zobowiązania długoterminowe	31	18 208	18 646
Zobowiązania długoterminowe razem		3 790 164	3 737 598
Zobowiązania krótkoterminowe			
Zobowiązania z tytułu dostaw i usług oraz inne zobowiązania	32	2 987 482	2 733 417
Kredyty, pożyczki i papiery dłużne	27	1 733 101	1 984 077
Zobowiązania z tytułu pochodnych instrumentów finansowych	35	317 509	260 428
Zobowiązania z tytułu podatku bieżącego	20	221 032	47 409
Rezerwy	28	258 617	240 240
Przychody przyszłych okresów	29	631 174	633 423
Zobowiązania krótkoterminowe razem		6 148 915	5 898 994
Suma Zobowiązań		9 939 079	9 636 592
Suma Pasywów		31 984 391	31 073 899

SKONSOLIDOWANE SPRAWOZDANIE Z PRZEPŁYWÓW PIENIĘŻNYCH
za okres zakończony 30 czerwca 2010 roku

Informacja dodatkowa	Okres od 1 stycznia 2010 do 30 czerwca 2010	Okres od 1 stycznia 2009 do 30 czerwca 2009
	nie badane	nie badane
Przepływy środków pieniężnych z działalności operacyjnej		
Zysk/Strata netto	994 225	(493 007)
Korekty o pozycje:		
Udział w wyniku finansowym jednostek wycenianych metodą praw własności	372	196
Amortyzacja	745 201	762 489
Zysk/Strata z tytułu różnic kursowych netto	(115 927)	(247 237)
Odsetki i dywidendy netto	(6 251)	14 660
Zysk/Strata z działalności inwestycyjnej	59 614	38 690
Podatek dochodowy bieżącego okresu	222 405	(83 850)
Podatek dochodowy zapłacony	3 118	(229 030)
Pozostałe pozycje netto	93 222	471 585
	33	
Środki pieniężne netto z działalności operacyjnej przed zmianą stanu kapitału obrotowego	1 995 979	234 496
Zmiana stanu kapitału obrotowego:		
Zmiana stanu należności netto	33	1 094 587
Zmiana stanu zapasów	33	(124 784)
Zmiana stanu rezerw	33	9 026
Zmiana stanu zobowiązań krótkoterminowych	33	(115 033)
Zmiana stanu czynnych rozliczeń międzyokresowych kosztów	33	(203 316)
Zmiana stanu przychodów przyszłych okresów	33	(18 004)
Środki pieniężne netto z działalności operacyjnej	2 638 455	1 095 633
Przepływy środków pieniężnych z działalności inwestycyjnej		
Wpływy ze sprzedaży rzeczowego majątku trwałego oraz wartości niematerialnych	10 760	12 255
Wpływy ze sprzedaży udziałów w jednostkach nie objętych konsolidacją	254	-
Wpływy ze sprzedaży krótkoterminowych papierów wartościowych	10 726	5 607
Nabycie rzeczowego majątku trwałego i wartości niematerialnych	(1 475 555)	(1 784 840)
Nabycie udziałów w jednostkach nie objętych konsolidacją	(446)	(3 517)
Nabycie krótkoterminowych papierów wartościowych	(5 250)	-
Otrzymane odsetki	9 514	25 622
Otrzymane dywidendy	87	3 461
Wpływy z tytułu leasingu finansowego	10 030	23 200
Pozostałe pozycje netto	86	19 941
Środki pieniężne netto z działalności inwestycyjnej	(1 439 794)	(1 698 271)
Przepływy środków pieniężnych z działalności finansowej		
Wpływy netto z wydania udziałów (emisji akcji) i innych instrumentów kapitałowych oraz dopłat do kapitału	-	-
Wpływy z tytułu zaciągnięcia kredytów i pożyczek	1 677 396	798 073
Wpływy z emisji papierów dłużnych	-	-
Splata kredytów i pożyczek	(1 930 396)	(219 726)
Wykup papierów dłużnych	-	-
Splata zobowiązań z tytułu leasingu finansowego	(19 397)	(18 382)
Wpływy z tytułu pochodnych instrumentów finansowych	-	-
Wydatki z tytułu pochodnych instrumentów finansowych	-	-
Wypłacone dywidendy	-	-
Zapłacone odsetki	(29 561)	(31 491)
Pozostałe pozycje netto	(344)	(953)
Środki pieniężne netto z działalności finansowej	(302 302)	527 521
Zmiana stanu środków pieniężnych netto	33	(75 117)
Różnice kursowe netto	1 153	(842)
Środki pieniężne i ich ekwiwalenty na początku okresu	1 196 316	1 420 863
Środki pieniężne i ich ekwiwalenty na koniec okresu	2 092 675	1 345 746

SKONSOLIDOWANE SPRAWOZDANIE ZE ZMIAN W KAPITALE WŁASNYM

za okres zakończony 30 czerwca 2010 roku

	Kapitał własny (przypisany akcjonariuszom jednostki dominującej)					Kapitał własny (przypisany udziałom niekontrolującym)	Kapitał własny razem	
	Kapitał podstawowy (akcyjny)	Różnice kursowe z przeliczenia jednostek zagranicznych	Nadwyżka ze sprzedaży akcji powyżej ich wartości nominalnej	Inne kapitały rezerwowe	Zyski/Straty zatrzymane			Razem
Stan na 1 stycznia 2010 (zbadane)	5 900 000	(51 162)	1 740 093	11 455 447	2 347 193	21 391 571	10 477	21 402 048
Efekt zmiany zasad rachunkowości dla opłaty przyłączeniowej (patrz nota 2.2.1.)	-	-	-	-	35 259	35 259	-	35 259
Stan na 1 stycznia 2010 po zmianie zasad rachunkowości (zbadane)	5 900 000	(51 162)	1 740 093	11 455 447	2 382 452	21 426 830	10 477	21 437 307
Przeniesienia	-	-	-	712 524	(712 531)	(7)	7	-
Wypłata dywidendy właścicielom	-	-	-	-	(472 000)	(472 000)	(503)	(472 503)
Całkowite dochody za I półrocze 2010	-	17 977	-	68 306	991 870	1 078 153	2 355	1 080 508
Stan na 30 czerwca 2010 (nie badane)	5 900 000	(33 185)	1 740 093	12 236 277	2 189 791	22 032 976	12 336	22 045 312
Stan na 1 stycznia 2009 (zbadane)	5 900 000	(39 060)	1 740 093	10 729 053	2 376 809	20 706 895	9 030	20 715 925
Przeniesienia	-	-	-	663 914	(663 918)	(4)	4	-
Wypłata dywidendy właścicielom	-	-	-	-	(531 000)	(531 000)	(205)	(531 205)
Całkowite dochody za I półrocze 2009	-	31 442	-	29 257	(493 448)	(432 749)	441	(432 308)
Stan na 30 czerwca 2009 (nie badane)	5 900 000	(7 618)	1 740 093	11 422 224	688 443	19 743 142	9 270	19 752 412

INFORMACJA DODATKOWA DO SKONSOLIDOWANEGO SPRAWOZDANIA FINANSOWEGO na dzień 30 czerwca 2010 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 w Warszawie.

Podstawowym przedmiotem działalności Spółki jest poszukiwanie i wydobywanie ropy naftowej i gazu, import, magazynowanie oraz sprzedaż paliw gazowych.

Grupa Kapitałowa jest jedyną pionowo zintegrowaną firmą w sektorze gazowym w Polsce i posiada wiodącą pozycję we wszystkich obszarach sektora gazowego w kraju. Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo S.A. jest jednostką dominującą Grupy Kapitałowej.

Obszar działalności Grupy Kapitałowej obejmuje poszukiwanie złóż, wydobywanie z krajowych złóż gazu ziemnego i ropy naftowej, import, magazynowanie oraz obrót i dystrybucję paliw gazowych. Grupa Kapitałowa jest głównym importerem paliwa gazowego z Rosji, krajów Azji Środkowej, Norwegii, Niemiec, jak i głównym producentem gazu ziemnego ze złóż krajowych. Wydobywanie gazu ziemnego i ropy naftowej jest jednym z kluczowych czynników zapewniających Spółce konkurencyjną pozycję na liberalizowanym rynku gazu.

Obrót i dystrybucja gazu ziemnego 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 dla paliw gazowych 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) zamknięcia przedsiębiorstwa państwowego.

Z dniem 23 września 2005 roku, w związku ze sprzedażą na Giełdzie Papierów Wartościowych („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 śródrocznym skonsolidowanym sprawozdaniu finansowym prezentowane są dane na dzień 30 czerwca 2010 roku oraz za okres od dnia 1 stycznia 2010 roku do dnia 30 czerwca 2010 roku wraz z danymi porównawczymi za odpowiednie okresy roku 2009.

1.4. Sprawozdanie zawiera dane łączne

Sprawozdanie zawiera dane łączne Jednostki Dominującej, 23 spółek zależnych (w tym: 2 grup kapitałowych, 1 spółki zależnej pośrednio) 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 2010 roku w skład Grupy Kapitałowej PGNiG wchodziło PGNiG S.A. jako podmiot dominujący oraz 36 spółki o profilu produkcyjnym i usługowym, w tym:

- 27 spółek zależnych od PGNiG S.A.
- 9 spółek pośrednio zależnych od PGNiG S.A.

Wykaz spółek GK PGNiG według stanu na dzień 30 czerwca 2010 roku został przedstawiony w poniższym zestawieniu.

Spółki Grupy Kapitałowej PGNiG

Firma spółki	Kapitał zakładowy w PLN	Udział kapitałowy PGNiG S.A. w PLN	% kapitału PGNiG S.A.	% głosów PGNiG S.A.	
Spółki zależne od PGNiG S.A.					
1	Poszukiwania Nafty i Gazu Jasło Sp. z o.o.	100 000 000,00	100 000 000,00	100,00%	100,00%
2	Poszukiwania Nafty i Gazu Kraków Sp. z o.o.	105 231 000,00	105 231 000,00	100,00%	100,00%
3	Poszukiwania Nafty i Gazu NAFTA Sp. z o.o.	60 000 000,00	60 000 000,00	100,00%	100,00%
4	GEOFIZYKA Kraków Sp. z o.o.	64 400 000,00	64 400 000,00	100,00%	100,00%
5	GEOFIZYKA Toruń Sp. z o.o.	66 000 000,00	66 000 000,00	100,00%	100,00%
6	Poszukiwania Naftowe Diament Sp. z o.o.	62 000 000,00	62 000 000,00	100,00%	100,00%
7	Zakład Robót Górniczych Krosno Sp. z o.o.	26 903 000,00	26 903 000,00	100,00%	100,00%
8	PGNiG Norway AS (NOK) ¹⁾	951 327 000,00	951 327 000,00	100,00%	100,00%
9	Polish Oil and Gas Company - Libya B.V. (EUR) ¹⁾	20 000,00	20 000,00	100,00%	100,00%
10	INVESTGAS S.A.	502 250,00	502 250,00	100,00%	100,00%
11	Dolnośląska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o.	658 384 000,00	658 384 000,00	100,00%	100,00%
12	Górnośląska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o.	1 300 338 000,00	1 300 338 000,00	100,00%	100,00%
13	Karpacka Spółka Gazownictwa Sp. z o.o.	1 484 953 000,00	1 484 953 000,00	100,00%	100,00%
14	Mazowiecka Spółka Gazownictwa Sp. z o.o.	1 255 800 000,00	1 255 800 000,00	100,00%	100,00%
15	Pomorska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o.	614 696 000,00	614 696 000,00	100,00%	100,00%
16	Wielkopolska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o.	1 033 186 000,00	1 033 186 000,00	100,00%	100,00%
17	B.S. i P.G. Gazoprojekt S.A.	4 000 000,00	3 000 000,00	75,00%	75,00%
18	BUG Gazobudowa Sp. z o.o.	39 220 000,00	39 220 000,00	100,00%	100,00%
19	Zakład Urządzeń Naftowych Naftomet Sp. z o.o.	23 500 000,00	23 500 000,00	100,00%	100,00%
20	Geovita Sp. z o.o.	86 139 000,00	86 139 000,00	100,00%	100,00%
21	Budownictwo Naftowe Naftomontaż Sp. z o.o.	44 751 000,00	39 751 000,00	88,83%	88,83%
22	Górnictwo Naftowe Sp. z o.o.	50 000,00	50 000,00	100,00%	100,00%
23	NYSAGAZ Sp. z o.o.	6 800 000,00	3 468 000,00	51,00%	51,00%
24	ZRUG Sp. z o.o. (w Pogórskiej Woli)	4 300 000,00	4 300 000,00	100,00%	100,00%
25	BUD-GAZ PPUH Sp. z o.o.	51 760,00	51 760,00	100,00%	100,00%
26	PPUiH TURGAZ Sp. z o.o. w likwidacji	176 000,00	90 000,00	51,14%	51,14%
27	PGNiG Energia S.A.	5 000 000,00	5 000 000,00	100,00%	100,00%
Spółki pośrednio zależne od PGNiG S.A.					
28	Geofizyka Torun Kish Ltd (Rial) ¹⁾	10 000 000,00	10 000 000,00 ²⁾	100,00%	100,00%
29	Oil Tech International F.Z.E. (USD) ¹⁾	20 000,00	20 000,00	100,00%	100,00%
30	Zakład Gospodarki Mieszkaniowej Sp. z o.o. (Piła)	1 806 500,00	1 806 500,00	100,00%	100,00%
31	Biogazownia Ostrowiec Sp. z o.o.	5 000,00	5 000,00	100,00%	100,00%
32	„Polskie Elektrownie Gazowe” Sp. z o.o. ³⁾	2 500 000,00	1 288 000,00	51,52%	51,52%
33	GAZ Sp. z o.o. (Błonie)	300 000,00	153 000,00	51,00%	51,00%
34	GAZ MEDIA Sp. z o.o. (Wołomin)	300 000,00	153 000,00	51,00%	51,00%
35	NAFT-STAL Sp. z o.o. w upadłości	667 500,00	450 000,00	67,40%	67,40%
36	Powisłe Park Sp. z o.o. (Warszawa)	81 131 000,00	81 131 000,00	100,00%	100,00%

¹⁾ Wartości podane w walutach obcych.

²⁾ Kapitał nieopłacony.

³⁾ 51,52% udziałów w spółce posiada PGNiG Energia S.A., pozostałe 48,48% - PGNiG S.A.

Zakres jednostek Grupy Kapitałowej objętych konsolidacją w I półroczu 2010 roku

Nazwa jednostki	Siedziba	Procentowy udział w kapitale	
		30 czerwca 2010	30 czerwca 2009
Spółki zależne			
GK GEOFIZYKA Kraków ¹⁾	Polska	100,00%	100,00%
GEOFIZYKA Toruń Sp. z o. o.	Polska	100,00%	100,00%
Poszukiwania Nafty i Gazu Jasło Sp. z o.o.	Polska	100,00%	100,00%
GK Poszukiwania Nafty i Gazu Kraków ²⁾	Polska	100,00%	100,00%
Poszukiwania Nafty i Gazu NAFTA Sp. z o.o.	Polska	100,00%	100,00%
Zakład Robót Górniczych Krosno Sp. z o.o.	Polska	100,00%	100,00%
Poszukiwania Naftowe Diament Sp. z o.o.	Polska	100,00%	100,00%
PGNiG Norway AS	Norwegia	100,00%	100,00%
Polish Oil And Gas Company – Libya B.V.	Holandia	100,00%	100,00%
Dolnośląska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o.	Polska	100,00%	100,00%
Górnośląska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o.	Polska	100,00%	100,00%
Karpacka Spółka Gazownictwa Sp. z o.o.	Polska	100,00%	100,00%
GK Mazowiecka Spółka Gazownictwa ³⁾	Polska	100,00%	100,00%
Pomorska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o.	Polska	100,00%	100,00%
Wielkopolska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o.	Polska	100,00%	100,00%
BUG Gazobudowa Sp. z o. o. Zabrze	Polska	100,00%	100,00%
Budownictwo Naftowe Naftomontaż Sp. z o.o.	Polska	88,83%	88,83%
Zakład Urządzeń Naftowych Naftomet Sp. z o.o.	Polska	100,00%	100,00%
B.S. i P.G. Gazoprojekt S.A.	Polska	75,00%	75,00%
Geovita Sp. z o.o.	Polska	100,00%	100,00%
INVESTGAS S.A.	Polska	100,00%	100,00%
PGNiG Energia S.A.	Polska	100,00%	-
Spółka zależna od spółki zależnej BN Naftomontaż Krosno Sp. z o. o.			
NAFT-STAL Sp. z o.o. w upadłości ⁴⁾	Polska	59,88%	59,88%
Spółki współzależne i stowarzyszone wyceniane metodą praw własności			
SGT EUROPOL GAZ S.A. ⁵⁾	Polska	49,74%	49,74%
GAS - TRADING S.A.	Polska	43,41%	43,41%

¹⁾ Geofizyka Kraków Sp. z o.o. konsolidowała swoją spółkę zależną GEOFIZYKA Kraków Libya JSC. do dnia 19 stycznia 2010 roku (tj. do dnia wykreślenia spółki zależnej z Głównego Rejestru Handlowego).

²⁾ GK Poszukiwania Nafty i Gazu Kraków obejmuje Poszukiwania Nafty i Gazu Kraków Sp. z o. o. oraz jej spółkę zależną Oil Tech International - F.Z.E.

³⁾ GK Mazowiecka Spółka Gazownictwa obejmuje Mazowiecką Spółkę Gazownictwa Sp. z o.o. oraz jej spółkę zależną Powiśle Park Sp. z o.o., która została objęta konsolidacją od I kwartału 2009 roku.

⁴⁾ W dniu 29 czerwca 2010 r. Sąd Rejonowy w Krośnie wydał postanowienie o ogłoszeniu upadłości obejmującej likwidację majątku spółki NAFT – STAL sp. z o.o. w upadłości.

⁵⁾ W tym 48% to udział bezpośredni a 1,74% udział pośredni poprzez spółkę GAS - TRADING S.A.

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

W I półroczu 2010 roku najistotniejsze zmiany w strukturze Grupy Kapitałowej PGNiG obejmowały:

- W dniu 4 stycznia 2010 roku dokonana została rejestracja w KRS podwyższenia (które miało miejsce w 2009 roku) kapitału zakładowego Górnośląskiej Spółki Gazownictwa sp. z o.o. o kwotę 850 tysięcy złotych do poziomu 1.300.338 tysięcy złotych;
- W dniu 11 stycznia 2010 roku miała miejsce rejestracja w KRS zawiązanej w dniu 7 grudnia 2009 roku spółki PGNiG Energia S.A. Kapitał zakładowy spółki wynosi 5.000 tysięcy złotych i dzieli się na 50.000 akcji o wartości nominalnej 100 zł każda; wszystkie akcje objęte zostały przez PGNiG S.A.;
- W dniu 19 stycznia 2010 roku spółka Geofizyka Kraków Libia S.A. z siedzibą w Janur w Libii (spółka pośrednio zależna od PGNiG S.A. poprzez Geofizykę Kraków Sp. z o.o.) została wykreślona z Głównego Rejestru Handlowego Wielkiej Libijskiej Dżamahiriji Ludowo – Socjalistycznej;

- W dniu 31 marca 2010 roku Skarb Państwa zawarł umowę na sprzedaż posiadanych 1.390 akcji spółki Agencja Rynku Energii S.A. z innym akcjonariuszem spółki – Związkiem Pracodawców Porozumienie Producentów Węgla Brunatnego z siedzibą w Bogatyni. W związku z utratą uprzywilejowania akcji zbywanych przez Skarb Państwa, udział PGNiG S.A. w głosach na WZ spółki Agencja Rynku Energii S.A. wzrósł do 14,79%;
- W dniu 12 maja 2010 roku zawiązana została spółka Biogazownia Ostrowiec Sp. z o.o.; kapitał zakładowy spółki wynosi 5.000 zł i został w całości pokryty gotówką przez PGNiG Energia S.A.; rejestracja spółki w KRS miała miejsce 13 maja 2010 roku;
- W dniu 2 czerwca 2010 roku, Sąd Rejonowy w Katowicach wydał postanowienie o umorzeniu postępowania upadłościowego spółki Walcownia Rur Jedność Sp. z o.o. w Siemianowicach Śląskich. Postanowienie nie jest prawomocne;
- W dniu 14 czerwca 2010 roku PGNiG Energia S.A. odkupiła od PGE Energia Odnawialna S.A. 1.288 udziałów spółki Polskie Elektrownie Gazowe Sp. z o.o., co stanowi 51,52% kapitału zakładowego spółki; do dnia sporządzenia sprawozdania nabycie udziałów nie zostało zarejestrowane w KRS; 30 czerwca 2010 roku Zwyczajne Walne Zgromadzenie Wspólników Polskie Elektrownie Gazowe Sp. z o.o. podjęło uchwałę w sprawie dalszego istnienia spółki i uchylenia likwidacji;
- W dniu 14 czerwca 2010 roku Zwyczajne Zgromadzenie Wspólników spółki PPUiH "TURGAZ" Sp. z o.o. w likwidacji zatwierdziło sprawozdanie likwidacyjne, sporządzone na dzień bilansowy 17 maja 2010 roku (dzień poprzedzający podział kwoty likwidacyjnej pomiędzy wspólników). Proces likwidacji spółki PPUiH "TURGAZ" sp. z o.o. w likwidacji został ukończony. Postanowieniem Sądu Rejonowego w Rzeszowie z dnia 14 lipca 2010 roku nastąpiło wykreślenie spółki z KRS;
- W dniu 23 czerwca 2010 roku miała miejsce rejestracja w KRS podwyższenia kapitału zakładowego spółki ZRUG TORUŃ S.A. o kwotę 1.000 tysięcy złotych; PGNiG S.A. nie uczestniczyło w tej operacji w związku z czym udział w kapitale zakładowym spółki spadł do poziomu 25,24%;
- W dniu 29 czerwca 2010 r. Sąd Rejonowy w Krośnie wydał postanowienie o ogłoszeniu upadłości obejmującej likwidację majątku spółki NAFT – STAL sp. z o.o. w upadłości (spółka zależna od spółki zależnej BN Naftomontaż Krosno Sp. z o. o. konsolidowana metodą pełną);

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 2010 roku wchodziło pięć osób:

- Michał Szubski - Prezes Zarządu,
- Radosław Dudziński - Wiceprezes Zarządu ds. Strategii,
- Sławomir Hinc - Wiceprezes Zarządu ds. Finansowych,
- Mirosław Szałuba - Wiceprezes Zarządu ds. Dialogu Społecznego i Majątku,
- Waldemar Wójcik - Wiceprezes Zarządu ds. Górnictwa Naftowego.

W I półroczu 2010 roku miała miejsce następująca zmiana w składzie Zarządu PGNiG S.A.:

W dniu 26 kwietnia 2010 roku do Rady Nadzorczej PGNiG S.A. wpłynęła rezygnacja Pana Mirosława Dobruta z funkcji wiceprezesa Zarządu PGNiG S.A. ds. Gazownictwa i Handlu z dniem 30 kwietnia 2010 roku. Powodem złożenia rezygnacji była decyzja Nadzwyczajnego Walnego Zgromadzenia Akcjonariuszy SGT EUROPOL GAZ S.A. z siedzibą w Warszawie, które 20 kwietnia 2010 roku wybrało Pana Mirosława Dobruta na stanowisko prezesa zarządu SGT EUROPOL GAZ S.A.

Po 30 czerwca 2010 roku do dnia sporządzenia niniejszego sprawozdania miała miejsce następująca zmiana w składzie Zarządu PGNiG S.A.

W dniu 19 lipca 2010 roku na posiedzeniu Rady Nadzorczej PGNiG S.A. w skład Zarządu PGNiG S.A. został powołany Pan Marek Karabuła, na stanowisko Wiceprezesa Zarządu.

W dniu 16 sierpnia 2010 roku do Rady Nadzorczej PGNiG wpłynęła rezygnacja Pana Waldemara Wójcika z funkcji wiceprezesa Zarządu PGNiG S.A. ds. Górnictwa Naftowego z dniem 15 sierpnia 2010 roku.

W skład Zarządu PGNiG S.A., na dzień sporządzenia sprawozdania, wchodziło pięć osób:

- Michał Szubski - Prezes Zarządu,
- Radosław Dudziński - Wiceprezes Zarządu ds. Strategii,
- Sławomir Hinc - Wiceprezes Zarządu ds. Finansowych,
- Marek Karabuła - Wiceprezes Zarządu ds. Gazownictwa i Handlu,
- Mirosław Szałuba - Wiceprezes Zarządu ds. Dialogu Społecznego i Majątku.

1.8. Prokurenci PGNiG S.A.

Według stanu na dzień 30 czerwca 2010 roku prokurentami PGNiG S.A. byli:

- Ewa Bernacik,
- Tadeusz Kulczyk,
- Mieczysław Jakiel.

W I półroczu 2010 nie było zmian w składzie Prokurentów PGNiG S.A.

Udzielone prokury są prokurami łącznymi, tj. dla skuteczności czynności prawnych konieczne jest współdziałanie prokurenta łącznie z członkiem Zarządu PGNiG S.A.

Po 30 czerwca 2010 roku, do dnia sporządzenia niniejszego sprawozdania, nie było zmian w składzie Prokurentów PGNiG S.A.

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 Skarb Państwa pozostaje akcjonariuszem Spółki, Skarb Państwa reprezentowany przez ministra właściwego do spraw Skarbu Państwa, działający w tym zakresie w uzgodnieniu z ministrem właściwym do spraw gospodarki, jest uprawniony do powoływania i odwoływania jednego członka Rady Nadzorczej.

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 Powiązany ze Spółką lub podmiotem zależnym od Spółki,
- 3) nie może być Podmiotem Powiązany 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 na ręce Przewodniczącego Walnego Zgromadzenia 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.

Dwie piąte składu Rady Nadzorczej powoływane jest spośród osób wybranych przez pracowników Spółki.

Na dzień 30 czerwca 2010 roku Rada Nadzorcza składała się z ośmiu członków, zaś jej skład przedstawiał się następująco:

- Stanisław Rychlicki - Przewodniczący Rady Nadzorczej,
- Marcin Moryń – Wiceprzewodniczący Rady Nadzorczej,
- Mieczysław Kawecki - Sekretarz Rady Nadzorczej,
- Grzegorz Banaszek - Członek Rady Nadzorczej,
- Agnieszka Chmielarz - Członek Rady Nadzorczej,

- Marek Karabuła - Członek Rady Nadzorczej,
- Mieczysław Puławski - Członek Rady Nadzorczej,
- Jolanta Siergiej - Członek Rady Nadzorczej.

W I półroczu 2010 nie było zmian w składzie Rady Nadzorczej PGNiG S.A.

Po 30 czerwca 2010 roku do dnia sporządzenia niniejszego sprawozdania miała miejsce następująca zmiana w składzie Rady Nadzorczej PGNiG S.A.:

W dniu 19 lipca 2010 roku wpłynęła rezygnacja Pana Marka Karabuła z funkcji członka Rady Nadzorczej PGNiG S.A. Złożenie rezygnacji związane było z powołaniem w skład Zarządu PGNiG S.A.

W skład Rady Nadzorczej, na dzień sporządzenia sprawozdania, wchodziło siedmiu członków:

- Stanisław Rychlicki - Przewodniczący Rady Nadzorczej,
- Marcin Moryń – Wiceprzewodniczący Rady Nadzorczej,
- Mieczysław Kawecki - Sekretarz Rady Nadzorczej,
- Grzegorz Banaszek - Członek Rady Nadzorczej,
- Agnieszka Chmielarz - Członek Rady Nadzorczej,
- Mieczysław Puławski - Członek Rady Nadzorczej,
- Jolanta Siergiej - Członek Rady Nadzorczej.

1.10. Akcjonariat PGNiG S.A.

Na dzień przekazania skonsolidowanego sprawozdania za I półrocze 2010 roku, jedynym akcjonariuszem posiadającym co najmniej 5% ogólnej liczby głosów na Walnym Zgromadzeniu PGNiG S.A. był Skarb Państwa.

Według stanu na dzień 30 czerwca 2010 roku struktura akcjonariatu PGNiG S.A. była następująca:

Akcjonariusz	Siedziba	Liczba akcji	Procentowy udział w kapitale	Procentowy udział w ogólnej liczbie głosów
Skarb Państwa	Warszawa	4 286 369 105	72,65%	72,65%
Pozostali	-	1 613 630 895	27,35%	27,35%
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 spółki Grupy w dającej się przewidzieć przyszłości. Na dzień zatwierdzenia niniejszego sprawozdania finansowego nie stwierdzono istnienia okoliczności wskazujących na zagrożenie kontynuowania działalności przez spółki Grupy za wyjątkiem spółki Naft-Stal Sp. z o.o. w Krośnie w upadłości.

W dniu 29 czerwca 2010 r. Sąd Rejonowy w Krośnie wydał postanowienie o ogłoszeniu upadłości obejmującej likwidację majątku spółki NAFT – STAL sp. z o.o. w upadłości (spółka zależna od spółki zależnej BN Naftomontaż Krosno Sp. z o. o. konsolidowana metodą pełną). Spółka ta ze względu na niewielką skalę działalności nie ma istotnego wpływu na sprawozdanie finansowe GK.

1.12. Połączenie spółek handlowych

W I półroczu 2010 roku nie wystąpiły połączenia Jednostki Dominującej oraz spółek Grupy z innymi spółkami handlowymi.

1.13. Zatwierdzenie sprawozdania finansowego

Niniejsze sprawozdanie finansowe zostanie przedstawione do zatwierdzenia przez Zarząd Jednostki Dominującej do publikacji w dniu 31 sierpnia 2010 roku.

2. INFORMACJE O STOSOWANYCH ZASADACH RACHUNKOWOŚCI

2.1. Podstawa sporządzenia skonsolidowanego sprawozdania finansowego

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

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

2.1.1. Oświadczenie o zgodności

Niniejsze śródroczne skonsolidowane sprawozdanie finansowe zostało sporządzone zgodnie z Międzynarodowymi Standardami Sprawozdawczości Finansowej (MSSF), w kształcie zatwierdzonym przez Unię Europejską (UE) na dzień 30 czerwca 2010 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 śródrocznym 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).

2.1.2. Zasady konsolidacji

Skonsolidowane sprawozdanie finansowe obejmuje sprawozdanie finansowe PGNiG S.A. jako jednostki dominującej oraz sprawozdania jednostek kontrolowanych przez jednostkę dominującą (lub kontrolowanych przez jednostki zależne od jednostki dominującej) sporządzone na dzień 30 czerwca 2010 roku, za wyjątkiem spółek zależnych, których wpływ na skonsolidowane sprawozdanie finansowe nie byłby istotny.

Jednostki zależne są konsolidowane metodą pełną od dnia nabycia, 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 nabycia aktywa i pasywa jednostki nabywanej są wyceniane według ich wartości godziwej. Nadwyżka ceny nabycia powyżej wartości godziwej możliwych do zidentyfikowania przejętych aktywów netto jednostki jest ujmowana jako wartość firmy. W przypadku, gdy cena nabycia jest niższa od wartości godziwej możliwych do zidentyfikowania przejętych aktywów netto jednostki, różnica ujmowana jest jako zysk w rachunku zysków i strat okresu, w którym nastąpiło nabycie.

Udział niekontrolujący to ta część wyniku finansowego i aktywów netto, która nie należy do Grupy. Udziały niekontrolujące są prezentowane w osobnych pozycjach w rachunku zysków i strat, w sprawozdaniu z całkowitego dochodu oraz w sprawozdaniu ze zmian w kapitale własnym.

Sprawozdania finansowe jednostek zależnych sporządzane są za ten sam okres sprawozdawczy co sprawozdanie jednostki dominującej, przy wykorzystaniu spójnych zasad rachunkowości. W przypadkach, gdy jest to konieczne, w sprawozdaniach finansowych jednostek zależnych bądź stowarzyszonych dokonuje się korekt mających na celu ujednoczenie zasad rachunkowości stosowanych przez jednostkę z zasadami stosowanymi przez podmiot dominujący.

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

Wyniki finansowe jednostek nabytych lub sprzedanych w ciągu roku 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 roku bieżącym Grupa przyjęła wszystkie nowe i zaktualizowane standardy oraz interpretacje, przedstawione poniżej, wydane przez Radę Międzynarodowych Standardów Rachunkowości i Komitet ds. Interpretacji Międzynarodowych Standardów Rachunkowości oraz zatwierdzone do stosowania w UE, mające zastosowanie do prowadzonej przez nią działalności i obowiązujące w rocznych okresach sprawozdawczych od 1 stycznia 2010 roku.

- MSSF 1 (znowelizowany) „Zastosowanie MSSF po raz pierwszy” zatwierdzony w UE w dniu 25 listopada 2009 roku (obowiązujący w odniesieniu do okresów rocznych począwszy od 1 stycznia 2010 roku lub po tej dacie),
- MSSF 3 (znowelizowany) „Połączenia jednostek gospodarczych” zatwierdzony w UE w dniu 3 czerwca 2009 roku (obowiązujący w odniesieniu do okresów rocznych rozpoczynających się 1 lipca 2009 roku lub po tej dacie),
- Zmiany do MSSF 1 „Zastosowanie MSSF po raz pierwszy”- dodatkowe zwolnienia dla jednostek stosujących MSSF po raz pierwszy, zatwierdzone w UE w dniu 23 czerwca 2010 roku (obowiązujący w odniesieniu do okresów rocznych począwszy od 1 stycznia 2010 roku lub po tej dacie),
- Zmiany do MSSF 2 „Płatności w formie akcji”- Transakcje płatności w formie akcji rozliczane w środkach pieniężnych w grupie kapitałowej zatwierdzone w UE w dniu 23 marca 2010 roku (obowiązujące w odniesieniu do okresów rocznych począwszy od 1 stycznia 2010 roku lub po tej dacie),
- Zmiany do MSR 27 „Skonsolidowane i jednostkowe sprawozdania finansowe” zatwierdzone w UE w dniu 3 czerwca 2009 roku (obowiązujące w odniesieniu do okresów rocznych rozpoczynających się 1 lipca 2009 roku lub po tej dacie),
- Zmiany do MSR 39 „Instrumenty finansowe: ujmowanie i wycena” - Spełniające kryteria pozycje zabezpieczone, zatwierdzone w UE w dniu 15 września 2009 roku (obowiązujące w odniesieniu do okresów rocznych rozpoczynających się 1 lipca 2009 roku lub po tej dacie),
- Zmiany do różnych standardów i interpretacji „Poprawki do MSSF (2009)”- dokonane zmiany w ramach procedury wprowadzania dorocznych poprawek do MSSF opublikowane w dniu 16 kwietnia 2009 roku (MSSF 2, MSSF 5, MSSF 8, MSR 1, MSR 7, MSR 17, MSR 18, MSR 36, MSR 38, MSR 39, KIMSF 9 oraz KIMSF 16) ukierunkowane głównie na rozwiązywanie niezgodności i uściślenie słownictwa, zatwierdzone w UE w dniu 23 marca 2010 roku (obowiązujące w odniesieniu do okresów rocznych rozpoczynających się 1 stycznia 2010 roku lub po tej dacie),
- Interpretacja KIMSF 12 „Umowy na usługi koncesjonowane” zatwierdzona w UE w dniu 25 marca 2009 roku (obowiązująca w odniesieniu do okresów rocznych rozpoczynających się 30 marca 2009 roku lub po tej dacie),
- Interpretacja KIMSF 15 „Umowy dotyczące budowy nieruchomości” zatwierdzona w UE w dniu 22 lipca 2009 roku (obowiązująca w odniesieniu do okresów rocznych rozpoczynających się 1 stycznia 2010 roku lub po tej dacie),
- Interpretacja KIMSF 16 „Zabezpieczenie udziałów w aktywach netto jednostki działającej za granicą”- zatwierdzona w UE w dniu 4 czerwca 2009 roku (obowiązująca w odniesieniu do okresów rocznych rozpoczynających się 1 lipca 2009 roku lub po tej dacie),
- Interpretacja KIMSF 17 „Przekazanie aktywów niegotówkowych właścicielom” zatwierdzona w UE w dniu 26 listopada 2009 roku (obowiązująca w odniesieniu do okresów rocznych rozpoczynających się 1 listopada 2009 roku lub po tej dacie),
- Interpretacja KIMSF 18 „Przekazanie aktywów przez klientów” zatwierdzona w UE w dniu 27 listopada 2009 roku (obowiązująca w odniesieniu do okresów rocznych rozpoczynających się 1 listopada 2009 roku lub po tej dacie).

Z wyjątkiem zaktualizowanego KIMSF 18, przyjęcie powyższych standardów i interpretacji nie spowodowało znaczących zmian w polityce rachunkowości Grupy ani w prezentacji sprawozdań finansowych.

Zastosowanie zaktualizowanego KIMSF 18

Celem wprowadzenia KIMSF 18 „Przekazanie aktywów przez klientów” było ujednoczenie stosowanej praktyki rachunkowej w przypadkach otrzymywania od klientów aktywów trwałych lub środków pieniężnych na ich wytworzenie. W przypadku GK PGNiG nowa interpretacja ma znaczenie dla spółek gazownictwa (będących operatorami systemów dystrybucyjnych) w kwestii ujmowania tzw. opłat

przyłączeniowych lub gotowych przyłączy. Przed wprowadzeniem KIMSF 18 zasady rachunkowości stosowane przez Grupę regulowały powyższe zagadnienie w sposób analogiczny do ujmowania dotacji rządowych według MSR 20, czyli wartość otrzymanych aktywów ujmowana była drugostronnie jako rozliczenia międzyokresowe przychodów a następnie ujmowana jako przychód w rachunku zysków i strat w czasie odpowiadającym okresowi ekonomicznej użyteczności odpowiedniego rzeczowego aktywa trwałego. Zgodnie z nowym KIMSF 18 począwszy od 1 lipca 2009 roku nowe opłaty przyłączeniowe otrzymywane przez spółki gazownictwa są ujmowane bezpośrednio w przychodach. Opłaty przyłączeniowe otrzymane przed 1 lipca 2009 roku są ujmowane w rachunku zysków i strat na dotychczasowych zasadach.

Grupa zastosowała nowe przepisy w sprawozdaniu finansowym za I półrocze 2010 roku jednak z datą obowiązywania od 1 lipca 2009 roku, co spowodowało konieczność przekształcenia bilansu otwarcia na dzień 1 stycznia 2010 roku. W wyniku zastosowania KIMSF 18 kapitał własny Grupy na dzień 1 stycznia 2010 roku zwiększył się o 35.259 tysięcy złotych.

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

Sporządzając niniejsze sprawozdanie finansowe Grupa nie zastosowała następujących standardów, zmian standardów i interpretacji, które zostały opublikowane i zatwierdzone do stosowania w UE, ale nie weszły jeszcze w życie:

- Zmiany do MSR 32 „Instrumenty finansowe: prezentacja” – Klasyfikacja emisji praw poboru, zatwierdzone w UE w dniu 23 grudnia 2009 roku (obowiązujące w odniesieniu do okresów rocznych rozpoczynających się 1 lutego 2010 roku lub po tej dacie),
- Zmiany do MSSF 1 „Zastosowanie MSSF po raz pierwszy” - ograniczone zwolnienie jednostek stosujących MSSF po raz pierwszy z ujawniania informacji porównawczych zgodnie z MSSF 7, zatwierdzone w UE w dniu 30 czerwca 2010 roku (obowiązujące w odniesieniu do okresów rocznych rozpoczynających się 1 lipca 2010 roku lub po tej dacie),

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

2.2.3. Standardy i interpretacje, 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 2010 roku nie zostały jeszcze przyjęte do stosowania:

- MSSF 9 „Instrumenty finansowe” (obowiązujące w odniesieniu do okresów rocznych rozpoczynających się 1 stycznia 2013 roku lub po tej dacie),
- Zmiany do różnych standardów i interpretacji „Poprawki do MSSF (2010)”- dokonane zmiany w ramach procedury wprowadzania dorocznych poprawek do MSSF opublikowane w dniu 6 maja 2010 roku (MSSF 1, MSSF 3, MSSF 7, MSR 1, MSR 27, MSR 34 oraz KIMSF 13) ukierunkowane głównie na rozwiązywanie niezgodności i uściślenie słownictwa (obowiązujące w odniesieniu do okresów rocznych rozpoczynających się 1 stycznia 2011 roku lub po tej dacie),
- Zmiany do MSR 24 „Ujawnianie informacji na temat podmiotów powiązanych” – Uproszczenie wymogów dotyczących ujawnień przez jednostki powiązane z państwem oraz doprecyzowanie definicji jednostek powiązanych, zatwierdzone w UE w dniu 19 lipca 2010 roku (obowiązujące w odniesieniu do okresów rocznych począwszy od 1 stycznia 2011 roku lub po tej dacie),
- Zmiany do KIMSF 14 „MSR 19 – Limit wyceny aktywów z tytułu określonych świadczeń, minimalne wymogi finansowania oraz ich wzajemne zależności” - przedpłaty w ramach minimalnych wymogów finansowania, zatwierdzone w UE w dniu 19 lipca 2010 roku (obowiązujące w odniesieniu do okresów rocznych rozpoczynających się 1 stycznia 2011 roku lub po tej dacie),
- Interpretacja KIMSF 19 „Regulowanie zobowiązań finansowych przy pomocy instrumentów kapitałowych” zatwierdzona w UE w dniu 23 lipca 2010 roku (obowiązujące w odniesieniu do okresów rocznych rozpoczynających się 1 lipca 2010 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 jednostkę na dzień bilansowy.

2.3. Stosowane zasady rachunkowości

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

2.3.1. Inwestycje w jednostki stowarzyszone

Jednostką stowarzyszoną jest podmiot, na który jednostka dominująca wywiera znaczący wpływ, lecz nie sprawuje kontroli, uczestnicząc w ustalaniu zarówno polityki finansowej jak i operacyjnej jednostki stowarzyszonej, ani nie są to wspólne przedsięwzięcia.

Udziały finansowe Grupy w jej jednostkach stowarzyszonych wyceniane są przy wykorzystaniu metody praw własności, za wyjątkiem sytuacji, gdy inwestycja jest klasyfikowana jako przeznaczona do sprzedaży (zob. poniżej). Inwestycje w jednostkę stowarzyszoną 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 możliwych do zidentyfikowania aktywów netto jednostki stowarzyszonej na dzień nabycia jest ujmowana jako wartość firmy. W przypadku, gdy cena nabycia jest niższa od wartości godziwej możliwych do zidentyfikowania aktywów netto 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. Dni bilansowe jednostek stowarzyszonych i Grupy są jednakowe i oba podmioty stosują spójne zasady rachunkowości. W przypadkach, gdy jest to konieczne, w sprawozdaniach finansowych jednostek stowarzyszonych dokonuje się korekt mających na celu ujednoczenie zasad rachunkowości stosowanych przez jednostkę z zasadami stosowanymi przez podmiot dominujący. Straty ponoszone przez jednostkę stowarzyszoną mogą świadczyć o utracie wartości jej aktywów, co powoduje konieczność rozpoznania 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, operacyjne i polityczne wymagają jednogłośnego poparcia wszystkich stron sprawujących wspólnie kontrolę.

W odniesieniu do swoich udziałów we wspólnie kontrolowanej działalności podmiot będący współnikiem przedsięwzięcia wykazuje w swoim sprawozdaniu finansowym aktywa, które kontroluje i 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 już wykazane w jednostkowym sprawozdaniu finansowym współnika przedsięwzięcia, nie dokonuje się korekt i nie stosuje się innych procedur konsolidacyjnych w odniesieniu do tych pozycji.

2.3.3. Przeliczanie pozycji wyrażonych w walucie obcej

Walutą funkcjonalną (wyceny) i walutą prezentacji spółki PGNiG S.A. i jej jednostek zależnych za wyjątkiem spółki POGC Libya B.V. oraz PGNiG Norway AS jest złoty (PLN). Transakcje wyrażone w walutach obcych są początkowo ujmowane według kursu waluty funkcjonalnej, obowiązującego na dzień zawarcia transakcji. Aktywa i zobowiązania pieniężne wyrażone w walutach obcych są przeliczane po kursie waluty funkcjonalnej, obowiązującej na dzień bilansowy. Wszystkie różnice kursowe są ujmowane w skonsolidowanym rachunku zysków i strat, z wyjątkiem różnic kursowych powstałych z przeliczenia aktywów i pasywów jednostek zagranicznych. Różnice te są ujmowane bezpośrednio w kapitale własnym aż do momentu zbycia udziałów w tych jednostkach. Pozycje niepieniężne wyceniane według kosztów historycznych w walucie obcej są przeliczane po kursie wymiany z dnia początkowej transakcji. Pozycje niepieniężne wyceniane według wartości godziwej w walucie obcej są przeliczane po kursie wymiany z dnia ustalenia takiej wartości godziwej.

W celu zabezpieczenia się przed ryzykiem zmian kursów walutowych, Jednostka Dominująca wykorzystuje walutowe transakcje forward oraz opcje (zob. poniżej zasady rachunkowości stosowane przez Grupę w odniesieniu do pochodnych instrumentów finansowych).

Walutą funkcjonalną zagranicznych oddziałów jest rupia pakistańska (PKR) dla Oddziału Operatorskiego w Pakistanie oraz złoty (PLN) dla Oddziału w Egipcie, Oddziału w Danii oraz Oddziału w Algierii, a dla jednostek zależnych (POGC Libya B.V. oraz PGNiG Norway AS) jest odpowiednio EURO oraz korona norweska (NOK). Na dzień bilansowy aktywa i zobowiązania tych zagranicznych jednostek są przeliczane na walutę prezentacji PGNiG S.A. po kursie obowiązującym na dzień bilansowy, a ich rachunki zysków i strat są przeliczone po średnim kursie wymiany za dany rok obrotowy. Różnice kursowe powstałe w wyniku takiego przeliczania są ujmowane bezpośrednio w kapitale własnym, jako jego odrębny składnik. W momencie zbycia podmiotu zagranicznego, zakumulowane odroczone różnice kursowe ujęte w kapitale własnym, dotyczące danego podmiotu zagranicznego, są ujmowane w rachunku zysków i strat.

2.3.4. Rzeczowe aktywa trwałe

Rzeczowe aktywa trwałe obejmują środki trwałe i nakłady na środki trwałe w budowie, które jednostka zamierza wykorzystywać w swojej działalności oraz na potrzeby administracyjne w okresie dłuższym niż 1 rok, które w przyszłości spowodują wpływ korzyści ekonomicznych do jednostki. Nakłady na środki trwałe obejmują poniesione nakłady inwestycyjne jak również poniesione wydatki na przyszłe dostawy maszyn, urządzeń i usług związanych z wytworzeniem środków trwałych (przekazane zaliczki). Środki trwałe obejmują istotne specjalistyczne części zamienne, które funkcjonują jako element środka trwałego.

Składniki rzeczowego majątku trwałego początkowo ujmowane są według ceny nabycia lub kosztu wytworzenia (model wyceny wg kosztu historycznego). Cena nabycia lub koszt wytworzenia obejmuje koszty poniesione na zakup lub wytworzenie rzeczowych aktywów trwałych oraz nakłady poniesione w terminie późniejszym w celu zwiększenia przydatności składnika, zamiany istotnych części lub jego odnowienia. Do ceny nabycia lub kosztu wytworzenia pozycji rzeczowych aktywów trwałych zalicza się odsetki od finansowania zewnętrznego (patrz nota 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, iż będą one wykorzystywane przez czas dłuższy niż jeden rok i możliwe jest ich przypisanie do poszczególnych pozycji rzeczowych aktywów trwałych.

Grupa nie zwiększa wartości księgowej netto 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 i mogą obejmować koszty nieistotnych części zamiennych.

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

Amortyzację wylicza się dla wszystkich środków trwałych z pominięciem gruntów i środków trwałych w budowie, przez oszacowany okres ich ekonomicznej przydatności 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 o podobnym charakterze, zaliczone do majątku jednostki, amortyzuje się w okresie ekonomicznej przydatności środka, nie dłużej jednak niż okres trwania umowy.

W momencie sprzedaży lub likwidacji rzeczowego aktywa trwałego, koszt historyczny oraz dotychczasowe umorzenie są usuwane 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 cen nabycia lub w wysokości ogółu kosztów pozostających w bezpośrednim związku z ich 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 gazu ziemnego i ropy naftowej obejmują prace geologiczne wykonywane w celu odkrycia i udokumentowania złożeń i rozliczane są przy zastosowaniu metody sukcesu geologicznego.

Nakłady poniesione na wykonanie wstępnych analiz terenów (prace sejsmiczne, opracowanie i sporządzenie map geologicznych) Grupa ujmuje bezpośrednio jako koszt, w rachunku zysków i strat w okresie, w którym te nakłady zostały poniesione.

Nakłady na wykonanie odwiertów, przeprowadzanych w ramach prac poszukiwawczych i rozpoznawczych, Grupa ujmuje w aktywach, jako środki trwałe w budowie.

Aktywowane wcześniej nakłady na wykonanie odwiertów uznanych za negatywne Grupa odpisuje w całości do rachunku zysków i strat, w okresie, w którym uznano odwiert za negatywny.

Aktywa z tytułu poszukiwania i oceny zasobów mineralnych, po udowodnieniu technicznej wykonalności i komercyjnej zasadności wydobywania gazu ziemnego i/lub ropy naftowej, przeklasyfikowywane są do środków trwałych lub wartości niematerialnych, w zależności od tego, czego dotyczą.

2.3.6. Koszty finansowania zewnętrznego

Począwszy od 1 stycznia 2009 roku Grupa aktywuje koszty finansowania zewnętrznego. Do końca 2008 roku Grupa zgodnie z zalecanym przez MSR 23 podejściem wzorcowym ujmowała wszystkie koszty finansowania zewnętrznego jako koszty okresu, w którym zostały poniesione.

W związku ze zmianą MSR 23 począwszy od 1 stycznia 2009 roku, koszty finansowania zewnętrznego bezpośrednio związanego z nabyciem, budową lub wytworzeniem składników aktywów, wymagających dłuższego czasu w celu doprowadzenia ich do użytkowania, zalicza się do kosztów wytworzenia takich aktywów aż do momentu, w którym aktywa te są zasadniczo gotowe do zamierzonego użytkowania lub sprzedaży.

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:

- aktywów wycenianych w wartości godziwej, oraz
- zapasów wytwarzanych w znaczących ilościach w cyklu ciągłym i charakteryzujących się wysoką rotacją.

2.3.7. Nieruchomości inwestycyjne

Za nieruchomości inwestycyjne uznaje się nieruchomości (grunt, budynek lub część budynku albo oba te elementy), które Grupa jako właściciel lub leasingobiorca w leasingu finansowym traktuje jako źródło przychodów z czynszów i/lub utrzymuje w posiadaniu ze względu na spodziewany przyrost ich wartości.

Nieruchomości inwestycyjne początkowo ujmowane są według ceny nabycia z uwzględnieniem kosztów transakcji. Do wyceny nieruchomości inwestycyjnych Grupa wybrała model ceny nabycia i po początkowym ujęciu 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 sprzedaży, likwidacji lub zaprzestania użytkowania nieruchomości inwestycyjnej stanowią różnicę między przychodami ze sprzedaży a wartością księgową netto i ujmowane są w rachunku zysków i strat w okresie, w którym dokonano takiej operacji.

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, nie posiadające postaci fizycznej, nad którymi Grupa sprawuje kontrolę i które w przyszłości spowodują wpływ korzyści ekonomicznych do Grupy.

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

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

Nakłady poniesione na prace badawcze prezentowane są w rachunku zysków i strat w momencie ich poniesienia.

Wartości niematerialne stanowią również wydatki związane z nabyciem prawa wieczystego użytkowania gruntu. Prawa wieczystego użytkowania gruntu nabyte odpłatnie (od innych podmiotów) prezentowane są jako wartości niematerialne i amortyzowane przez okres ich użytkowania.

Prawa wieczystego użytkowania gruntu otrzymane nieodpłatnie na mocy 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.

Składnik wartości niematerialnych Grupa początkowo ujmuje w cenie nabycia lub koszcie wytworzenia. Na dzień bilansowy składniki wartości niematerialnych wyceniane są według ceny nabycia lub kosztu wytworzenia po pomniejszeniu o dokonane odpisy amortyzacyjne oraz odpisy z tytułu trwałej utraty wartości.

Stosowana metoda amortyzacji odzwierciedla sposób konsumowania korzyści ekonomicznych ze składnika wartości niematerialnych przez Grupę, przy czym, przy braku możliwości wiarygodnego określenia innego 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 prognozowany 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 szacunków księgowych 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

Okres użytkowania nadwyżki pierwszej opłaty nad opłatą roczną za prawo wieczystego użytkowania gruntów jest równy okresowi użytkowania wieczystego, określonego w umowie o oddanie nieruchomości gruntowej w użytkowanie wieczyste.

Okres użytkowania prawa wieczystego użytkowania gruntu nabytego odpłatnie od podmiotu innego niż Skarb Państwa lub jednostka 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.

Wartości niematerialne o nieokreślonym okresie użytkowania nie podlegają amortyzacji.

Wartości niematerialne o nieokreślonym okresie użytkowania oraz wartości niematerialne jeszcze nie użytkowane poddawane są cyklicznie (raz do roku) testowi na utratę wartości.

2.3.9. Leasing

Leasing jest klasyfikowany jako leasing finansowy, jeśli warunki umowy przenoszą zasadniczo całe potencjalne korzyści oraz ryzyko wynikające z 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 są prezentowane w sprawozdaniu z sytuacji finansowej jako należności w kwocie równej inwestycji leasingowej netto, pomniejszanej o kapitałową część opłat leasingowych dotyczących danego okresu obrotowego skalkulowanych w sposób odzwierciedlający stałą okresową stopę zwrotu na nierozliczonej części inwestycji leasingowej netto.

Przychody finansowe z tytułu odsetek z leasingu finansowego są ujmowane w odpowiednich okresach przy uwzględnieniu stałej stopy zwrotu z wartości netto inwestycji Grupy należnej z tytułu leasingu.

Przychody z tytułu leasingu operacyjnego są ujmowane w rachunku zysków i strat przy zastosowaniu metody liniowej w okresie wynikającym z umowy leasingu.

2.3.9.2. Grupa jako leasingobiorca

Aktywa użytkowane na podstawie umowy leasingu finansowego są traktowane jak aktywa Grupy i są wyceniane w ich wartości godziwej w momencie ich nabycia, nie wyższej jednak niż wartość bieżąca minimalnych opłat leasingowych. Powstające z tego tytułu zobowiązanie wobec leasingodawcy jest prezentowane w sprawozdaniu z sytuacji finansowej w pozycji zobowiązania z tytułu leasingu finansowego.

Płatności leasingowe dzielone są na część odsetkową oraz część kapitałową tak, by stopa odsetek od pozostającego zobowiązania była wielkością stałą. Koszty finansowe są odnoszone do rachunku zysków i strat.

Płatności z tytułu leasingu operacyjnego są odnoszone w rachunek zysków i strat przy zastosowaniu metody liniowej w okresie wynikającym z umowy leasingu.

2.3.10. Utrata wartości rzeczowych aktywów trwałych i wartości niematerialnych

Na każdy dzień bilansowy Grupa dokonuje oceny składników majątku trwałego i wartości niematerialnych w celu stwierdzenia, czy nie występują przesłanki wskazujące na utratę ich wartości. W przypadku stwierdzenia takich przesłanek, szacowana jest wartość odzyskiwalna danego składnika aktywów, w celu ustalenia potencjalnego odpisu z tego tytułu. W sytuacji, gdy składnik aktywów nie generuje przepływów pieniężnych, które są w znacznym stopniu niezależne od przepływów generowanych przez inne aktywa, analizę przeprowadza się dla grupy aktywów generujących przepływy pieniężne, do której należy dany składnik aktywów.

W przypadku wartości niematerialnych o nieokreślonym okresie użytkowania, test na utratę wartości przeprowadzany jest corocznie, oraz dodatkowo, gdy występują przesłanki wskazujące na możliwość wystąpienia utraty wartości.

Wartość odzyskiwalna ustalana jest jako kwota wyższa z dwóch wartości: wartość godziwa pomniejszona o koszty sprzedaży lub wartość użytkowa. Ta ostatnia wartość odpowiada wartości bieżącej szacunku przyszłych przepływów pieniężnych zdyskontowanych przy użyciu stopy dyskonta uwzględniającej aktualną rynkową wartość pieniądza w czasie oraz ryzyko specyficzne dla danego aktywa.

Jeżeli wartość odzyskiwalna jest niższa od wartości księgowej netto składnika aktywów (lub grupy aktywów), wartość księgowa jest pomniejszana do wartości odzyskiwalnej. Strata z tytułu utraty wartości jest ujmowana jako koszt w okresie, w którym wystąpiła.

W przypadku, gdy strata z tytułu utraty wartości ulega odwróceniu, wartość netto składnika aktywów (lub grupy aktywów) zwiększana jest do nowej oszacowanej wartości odzyskiwalnej, nie wyższej jednak od wartości księgowej netto tego składnika aktywów, jaka byłaby ustalona, gdyby utrata wartości nie została rozpoznana w poprzednich latach. Odwrócenie utraty wartości ujmowane jest w rachunku zysków i strat jako przychód.

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,
- inwestycje utrzymywane do terminu wymagalności,

- aktywa finansowe dostępne do sprzedaży,
- pożyczki i należności,
- dodatnia wycena instrumentów pochodnych.

W momencie początkowego ujęcia składnik aktywów finansowych wyceniany jest według wartości godziwej, powiększonej o koszty transakcji, z wyjątkiem aktywów kwalifikowanych jako wyceniane w wartości godziwej przez rachunek zysków i strat.

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:

- instrumenty pochodne nie wyceniane zgodnie z zasadami rachunkowości zabezpieczeń, których wartość wyceny jest dodatnia (np.: SWAP IRS, SWAP CIRS, FRA, CAP, FLOOR, OPCJE, strategie opcyjne, futures, forward z dostawą, bez dostawy, FX SWAPY),
- inwestycje w notowane akcje i instrumenty dłużne przeznaczone do obrotu,
- jednostki funduszy inwestycyjnych,
- inne pozycje.

Aktywa finansowe wyceniane w wartości godziwej przez rachunek zysków i strat wykazywane są w wartości godziwej, a zyski lub straty ujmowane są w rachunku zysków i strat. Zysk lub strata netto ujęte w rachunku zysków i strat uwzględniają dywidendy lub odsetki wygenerowane przez dany składnik aktywów finansowych.

2.3.11.2. Inwestycje utrzymywane do terminu wymagalności

Inwestycje utrzymywane do terminu wymagalności stanowią aktywa finansowe niebędące instrumentami pochodnymi, o stałych lub możliwych do ustalenia warunkach płatności oraz stałych terminach wymagalności, które Grupa chce i może utrzymywać do momentu osiągnięcia wymagalności. Pozycje tej kategorii wyceniane są według zamortyzowanego kosztu z zastosowaniem metody efektywnej stopy procentowej po pomniejszeniu o utratę wartości, zaś przychody ujmuje się metodą efektywnego dochodu. Skutki wyceny odnoszone są w rachunek zysków i strat.

Grupa klasyfikuje do tej pozycji:

- instrumenty dłużne takie jak obligacje skarbowe i komercyjne, kuponowe, dyskontowe, bony skarbowe i komercyjne, utrzymywane do terminu zapadalności,
- lokaty terminowe,
- inne pozycje.

2.3.11.3. Aktywa finansowe dostępne do sprzedaży

Aktywa finansowe niebędące instrumentami pochodnymi, które zostały wyznaczone jako dostępne do sprzedaży lub nieprzypisane do pozostałych kategorii klasyfikuje się jako aktywa dostępne do sprzedaży i wycenia według wartości godziwej. Zyski i straty wynikające ze zmian wartości godziwej ujmowane są w kapitale własnym w pozycji inne kapitały rezerwowe. Jednakże inwestycje w instrumenty kapitałowe nieposiadające kwotowań cen rynkowych z aktywnego rynku i których wartość godziwa nie może być wiarygodnie zmierzona, Grupa prezentuje według kosztu. Akcje i udziały spółek zależnych, współkontrolowanych i stowarzyszonych, zakwalifikowane do tej kategorii, wyceniane są według kosztu także wtedy, gdy są notowane na aktywnym rynku.

Grupa klasyfikuje do tej pozycji:

- inwestycje w nienotowane instrumenty kapitałowe (w tym udziały i akcje spółek zależnych, współkontrolowanych i stowarzyszonych),
- inwestycje w notowane instrumenty kapitałowe, nie przeznaczone do obrotu (w tym udziały i akcje spółek zależnych, współkontrolowanych i stowarzyszonych),
- inwestycje w instrumenty dłużne, co do których Spółka nie ma stanowczego zamiaru utrzymania ich do terminu zapadalności,
- inne pozycje.

2.3.11.4. Pożyczki i należności

Kategoria pożyczek i należności obejmuje aktywa finansowe niebędące instrumentami pochodnymi, o stałych lub możliwych do ustalenia warunkach płatności, które nie są przedmiotem obrotu na aktywnym rynku.

Pożyczki i należności wyceniane są według zamortyzowanego kosztu, metodą efektywnej stopy procentowej z uwzględnieniem utraty wartości. Dochód odsetkowy ujmowany jest przy zastosowaniu efektywnej stopy procentowej z wyjątkiem należności krótkoterminowych, gdzie ujęcie odsetek byłoby nieistotne.

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 straty 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, od których nie dokonano odpisów aktualizujących lub dokonano odpisów w niepełnej wysokości, zalicza się odpowiednio do pozostałych kosztów operacyjnych lub kosztów finansowych.

2.3.11.5. Instrumenty pochodne – wycena dodatnia

Instrumenty pochodne (dodatnia wycena), które nie są określane jako instrumenty zabezpieczające, są wyceniane według wartości godziwej przez wynik finansowy i wykazywane są w wartości godziwej, z uwzględnieniem zmian wartości godziwej w rachunku zysków i strat. Dodatnia wycena instrumentów pochodnych jest wykazywana w odrębnych pozycjach w aktywach krótkoterminowych.

2.3.12. Utrata wartości aktywów finansowych

Składniki aktywów finansowych podlegają ocenie pod względem utraty wartości na każdy dzień bilansowy. Utratę wartości składnika stwierdza się, gdy istnieją obiektywne przesłanki, że zdarzenia, które wystąpiły po początkowym ujęciu danego składnika aktywów wpłynęły niekorzystnie na związane z nim szacunkowe przyszłe przepływy pieniężne.

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 aktywów, a wartością bieżącą oszacowanych przyszłych przepływów pieniężnych zdyskontowanych pierwotną efektywną stopą procentową dla tych aktywów.

W zależności od rodzaju należności stosowana jest jedna z dwóch metod tworzenia odpisów aktualizujących: statystyczna lub indywidualna. Odpisy aktualizujące wartość należności zalicza się odpowiednio do pozostałych kosztów operacyjnych lub do kosztów finansowych - zależnie od rodzaju należności, której dotyczy odpis aktualizujący. Na należności przeterminowane powyżej 90 dni i wszystkie zarachowane odsetki tworzony jest odpis aktualizujący w wysokości 100 %.

Gdy strata z tytułu utraty wartości aktywów finansowych, z wyjątkiem instrumentów finansowych przeznaczonych do sprzedaży, ulegnie zmniejszeniu, to uprzednio ujętą stratę z tego tytułu 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 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

Jednostka Dominująca z dniem 1 kwietnia 2009 roku rozpoczęła stosowanie rachunkowości zabezpieczeń przepływów pieniężnych dla transakcji walutowych a od dnia 1 czerwca 2010 roku stosuje rachunkowość zabezpieczeń przepływów pieniężnych dla transakcji towarowych.

Celem podejmowanych przez Jednostkę Dominującą działań zabezpieczających przed ryzykiem zmiany kursu EUR/PLN oraz USD/PLN jest zagwarantowanie określonego poziomu wartości złotej

ponoszonych przez nią wydatków w EUR oraz USD związanych z zakupem gazu w kontraktach długoterminowych.

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

Wyznaczone do rachunkowości zabezpieczeń instrumenty zabezpieczające to 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 wpływu zabezpieczanego wolumenu walut z tytułu ponoszonych wydatków na gaz.

Celem podejmowanych przez Jednostkę Dominującą 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 instrumenty to zakupione swapy towarowe fix/float oraz azjatyckie opcje towarowe call z europejskim sposobem rozliczenia.

Zmiany wartości godziwej finansowych instrumentów pochodnych wyznaczonych do zabezpieczenia przepływów pieniężnych w części stanowiącej efektywne zabezpieczenie odnosi się bezpośrednio na kapitał z aktualizacji wyceny. 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.

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. Grupa ta obejmuje materiały, towary, produkty gotowe oraz produkcję w toku.

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, z uwzględnieniem odpisów z tytułu utraty przydatności ekonomicznej. 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.

Wartość netto możliwa do uzyskania jest to różnica między szacowaną ceną sprzedaży dokonywanej w toku zwykłej działalności gospodarczej, a szacowanymi kosztami wykończenia i kosztami niezbędnymi do doprowadzenia sprzedaży do skutku.

Zapas paliwa gazowego w magazynach wyceniany jest dla każdego magazynu oddzielnie według średniej ważonej ceny pozyskania paliwa gazowego.

Rozchód paliwa gazowego 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.

Rozchód paliwa gazowego do sprzedaży zewnętrznej wyceniany jest według kosztu pozyskania paliwa gazowego, tj. średniej rzeczywistej ceny pozyskania.

2.3.15. Należności z tytułu dostaw i usług oraz pozostałe należności

Należności z tytułu dostaw i usług ujmuje się początkowo według wartości godziwej. Po początkowym ujęciu należności wycenia się według zamortyzowanego kosztu z zastosowaniem metody efektywnej stopy procentowej. Różnice z wyceny odnoszone są do rachunku zysków i strat. Grupa nie dyskontuje należności, których termin płatności przypada w terminie krótszym niż 12 miesięcy od dnia bilansowego oraz jeśli efekt dyskontowania byłby nieistotny.

Wartość należności aktualizuje się uwzględniając stopień prawdopodobieństwa ich zapłaty poprzez dokonanie odpisu aktualizującego, gdy istnieją obiektywne dowody na to, że nie będzie można odzyskać całości należnych kwot.

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

Odpisy aktualizujące należności od pozostałych klientów 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.

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 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.

2.3.16. 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 nie przekraczającym trzech miesięcy, łatwo wymienialne na określone kwoty środków pieniężnych oraz narażone na nieznaczne ryzyko zmiany wartości.

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

2.3.17. Aktywa trwale przeznaczone do sprzedaży

Grupa klasyfikuje składnik aktywów trwałych (lub grupę do zbycia) jako przeznaczony do sprzedaży, jeśli jego wartość księgową netto 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 Zgromadzenie Wspólników / Walne Zgromadzenie Akcjonariuszy. 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 bilansowej i wartości godziwej pomniejszonej o koszty związane ze sprzedażą. Jeśli wartość godziwa jest niższa od wartości bilansowej, różnicę ujmuje się w rachunku zysków i strat. Ewentualne odwrócenie tej różnicy ujmuje się także w rachunku zysków i strat, ale tylko do wysokości wcześniejszego odpisu.

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

2.3.18. Kapitały własne

Kapitały własne ujmuje się w księgach rachunkowych z podziałem na ich rodzaje i według zasad określonych przepisami prawa i postanowieniami statutu jednostki dominującej.

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

Zadeklarowane, lecz nie wniesione wkłady kapitałowe ujmuje się jako należne wkłady na poczet kapitału. Akcje własne oraz należne wpłaty na poczet kapitału akcyjnego pomniejszają wartość kapitałów własnych jednostki dominującej.

Kapitał z emisji akcji powyżej ich wartości nominalnej tworzony jest z nadwyżki ceny emisyjnej akcji powyżej ich wartości nominalnej pomniejszonej o koszty 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.

Efekt wyceny wynikający z zastosowania MSSF po raz pierwszy został odniesiony na pozycję zyski/straty zatrzymane.

Zgodnie z postanowieniami MSR, zysk netto roku ubiegłego spółka może przeznaczyć jedynie na kapitał spółki 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 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.

2.3.19. Kredyty bankowe i pożyczki

Oprocentowane kredyty bankowe ujmowane są w wartości uzyskanych wpływów pomniejszonych o koszty bezpośrednio pozyskania środków. Po początkowym ujęciu oprocentowane kredyty i pożyczki są następnie wykazywane w skorygowanej cenie nabycia przy zastosowaniu metody efektywnej stopy procentowej. Przy ustalaniu skorygowanej ceny nabycia uwzględnia się 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.

2.3.20. Rezerwy

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

Wysokość utworzonych rezerw jest weryfikowana i korygowana na każdy dzień bilansowy w celu ujęcia możliwie najdokładniejszego szacunku.

W Grupie tworzone są rezerwy w szczególności z następujących tytułów:

- rezerwa na koszty likwidacji odwiertów,
- rezerwa na nagrody jubileuszowe i odprawy emerytalne,
- rezerwa na deputat gazowy wypłacany byłym pracownikom,
- rezerwy związane z ochroną środowiska,
- rezerwa na kary,
- rezerwa na potencjalne zobowiązania.

2.3.20.1. Rezerwa na koszty likwidacji odwiertów

Jednostka Dominująca 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 zakładach wydobywczych w ciągu ostatnich trzech lat, 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.

Początkowa wartość rezerwy zwiększa wartość odpowiedniego środka trwałego. Późniejsze korekty wysokości rezerwy będące skutkiem zmian szacunków są również traktowane jako korekta wartości środka trwałego.

Fundusz Likwidacji Zakładu Górniczego tworzony jest na podstawie Ustawy z dnia 27 lipca 2001 roku o zmianie ustawy Prawo Geologiczne i Górnicze. Odpisy na fundusz dokonywane są w wysokości 10% wartości amortyzacji podatkowej majątku kopalnianego w korespondencji z pozostałymi kosztami operacyjnymi.

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

2.3.20.2. Rezerwa na nagrody jubileuszowe i odprawy emerytalne

W Grupie prowadzony jest program wypłaty nagród jubileuszowych i odpraw emerytalnych. Wypłaty z powyższych tytułów programu ujmowane są w rachunku zysków i strat w sposób umożliwiający rozłożenie kosztów nagród jubileuszowych i odpraw emerytalnych na cały okres zatrudnienia pracowników w poszczególnych spółkach. Koszty z tytułu ww. świadczeń są ustalane aktuarialną metodą wyceny prognozowanych uprawnień jednostkowych.

Rezerwa na nagrody jubileuszowe wykazywana jest w wartości bieżącej zobowiązań wynikających z wyliczeń aktuarialnych. Saldo rezerw na odprawy emerytalne ujęte jest w sprawozdaniu z sytuacji finansowej w wysokości zobowiązania netto, czyli po skorygowaniu o nieujęte zyski i straty aktuarialne oraz koszty przeszłego zatrudnienia – świadczenia, do których nie nabyto uprawnień.

Nieujęte zyski i straty aktuarialne oraz koszty przeszłego zatrudnienia rozliczne są w rachunek zysków i strat przez okres 15 lat.

Przy wyliczaniu rezerw na nagrody jubileuszowe i odprawy emerytalne Grupa przyjmuje następujące założenia:

- Założenia dotyczące prawdopodobieństwa rotacji i odejść na emeryturę: do wyliczeń brane są tablice prawdopodobieństw rotacji oraz odejść na emeryturę pracowników w zależności od płci, wieku, stażu pracy ogółem, stażu pracy w Grupie oraz wynagrodzenia, które zostały skonstruowane na podstawie informacji otrzymanych z jednostek Grupy o pracownikach, w stosunku do których ustał stosunek pracy. Tablica prawdopodobieństw rotacji nie obejmuje przypadków związanych z realizacją planów restrukturyzacyjnych oraz zmian organizacyjnych w ostatnich latach,
- Założenia dotyczące zgonów: do wyliczeń brane są wartości na podstawie standardowych Tablic trwania życia,
- Założenie o wzroście wynagrodzeń: do wyliczeń brane są wartości na podstawie trendów rynkowych,
- Stopa dyskonta ustalana jako wypadkowa zwrotu z aktywów i prognozowanego wzrostu wynagrodzeń.

2.3.20.3. Rezerwa na deputat gazowy wypłacany byłym pracownikom

Jednostka Dominująca dokonuje wypłat deputatów gazowych byłym pracownikom, którzy przeszli na emeryturę do końca 1995 roku. System wypłat obowiązywać będzie do 2010 roku, po którym Jednostka Dominująca zaprzestanie wypłaty deputatów. Wysokość rezerwy na koszty deputatów jest ustalona zgodnie z zasadami wyceny aktuarialnej stosowanej do wyliczenia rezerwy na nagrody jubileuszowe i odprawy emerytalne.

2.3.20.4. Rezerwy związane z ochroną środowiska

Przyszłe zobowiązania z tytułu kosztów rekultywacji skażonych gruntów lub eliminacji szkodliwych substancji, 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.

2.3.20.5. Rezerwa na kary

Grupa zawiązuje tego typu rezerwy na potencjalne zobowiązania z tytułu kar nakładanych na spółki Grupy.

2.3.20.6. Rezerwa na potencjalne zobowiązania

W przypadku wystąpienia przesłanek, które z dużym prawdopodobieństwem wskazują na możliwość zaistnienia w przyszłości zdarzeń, powodujących wzrost zobowiązania do danego kontrahenta z tytułu dostarczonych towarów lub usług, Grupa kalkuluje dodatkowy koszt, który poniosłaby w sytuacji wystąpienia tych zdarzeń i tworzy rezerwę na ten cel.

2.3.20.7. Pozostałe rezerwy

Jednostka Dominująca utworzyła rezerwę w postaci Centralnego Funduszu Restrukturyzacji 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 uchwałach wewnętrznych Jednostka Dominującej.

Spółki Grupy Kapitałowej mogą też tworzyć inne rezerwy na przyszłe prawdopodobne wydatki, związane z działalnością i funkcjonowaniem jednostek Grupy, takie jak: rezerwa na gwarancje, rezerwa na osłony, rezerwa na restrukturyzację.

Grupa wycenia rezerwy dyskontując je, jeśli skutek zmiany wartości pieniądza w czasie jest istotny. Do dyskontowania rezerw długoterminowych Grupa stosuje stopę dyskonta, która jest wypadkową stopy zwrotu z aktywów wolnych od ryzyka oraz stopy inflacji na poziomie ciągłego celu inflacyjnego realizowanego przez NBP.

2.3.21. Rozliczenia międzyokresowe

Spółki wchodzące w skład Grupy Kapitałowej dokonują czynnych rozliczeń międzyokresowych, jeżeli dotyczą one wydatków, z których koszty dotyczą przyszłych okresów sprawozdawczych. Są one w sprawozdaniu z sytuacji finansowej prezentowane w oddzielnej pozycji aktywów.

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, łącznie z kwotami należnymi pracownikom (na przykład kwoty dotyczące naliczonego wynagrodzenia za urlop). Rozliczenia te w sprawozdaniu z sytuacji finansowej są wykazywane w pasywach łącznie ze zobowiązaniami z tytułu dostaw i usług oraz pozostałymi zobowiązaniami.

Jednostki Grupy Kapitałowej rozpoznają rozliczenia międzyokresowe przychodów w celu zaliczenia tych przychodów do przyszłych okresów sprawozdawczych, w momencie, kiedy przychody te zostaną zrealizowane.

Do rozliczeń międzyokresowych przychodów Jednostka Dominująca zalicza wartość przychodów przyszłych okresów z tytułu prognozowanej sprzedaży gazu oraz z tytułu dodatkowych opłat za nieodebrany gaz wynikających z zawartych umów z klauzulą take or pay (bierz lub płać).

Spółki gazownictwa (będące operatorami systemów dystrybucyjnych) zaliczają do rozliczeń międzyokresowych wartość nieodpłatnie przyjętej infrastruktury gazowej (przyjmowana do roku 1998) oraz opłatę przyłączeniową (otrzymaną do 30 czerwca 2009 roku). Przychody z tych tytułów realizowane są równolegle wraz z dokonywanymi odpisami amortyzacyjnymi od powyższych przyłączy.

Rozliczenia międzyokresowe przychodów są wykazywane w sprawozdaniu z sytuacji finansowej w odrębnej pozycji przychodów przyszłych okresów w pasywach.

2.3.22. Zobowiązania z tytułu dostaw i usług oraz pozostałe 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.

Do pozostałych zobowiązań zaliczane są głównie zobowiązania wynikające z bieżącej działalności spółek Grupy tj. z tytułu wynagrodzeń i innych bieżących świadczeń pracowniczych, jak również bierne rozliczenia międzyokresowe kosztów oraz zobowiązania publicznoprawne.

2.3.23. Zobowiązania finansowe

Zobowiązania finansowe wyceniane są według zamortyzowanego kosztu, z wyłączeniem instrumentów pochodnych (wycena ujemna). Instrumenty pochodne o ujemnej wycenie, które nie są określane jako instrumenty zabezpieczające, są wyceniane według wartości godziwej przez wynik finansowy i wykazywane są w wartości godziwej, z uwzględnieniem zmian wartości godziwej w rachunku zysków i strat.

Pozycje zobowiązań finansowych klasyfikowane są na dwie kategorie: zobowiązania finansowe wyceniane według wartości godziwej przez rachunek zysków i strat oraz pozostałe zobowiązania finansowe.

2.3.23.1. Zobowiązania finansowe wyceniane według wartości godziwej przez rachunek zysków i strat

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).

Grupa klasyfikuje do tej pozycji instrumenty pochodne nie wyceniane zgodnie z zasadami rachunkowości zabezpieczeń, których wartość wyceny jest ujemna (SWAP IRS, SWAP CIRS, FRA, CAP, FLOOR, OPCJE, strategie opcyjne, futures, forward, FX SWAPY) i inne.

Zobowiązania finansowe wyceniane w wartości godziwej przez rachunek zysków i strat wykazywane są w wartości godziwej, a zyski lub straty finansowe ujmowane są w rachunku zysków i strat z uwzględnieniem odsetek zapłaconych od danego zobowiązania finansowego.

2.3.23.2. Zobowiązania finansowe wyceniane wg zamortyzowanego kosztu

Kategoria pozostałych zobowiązań finansowych 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.

Następnie 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. Różnica pomiędzy wpływami netto, a wartością wykupu jest wykazywana w przychodach lub kosztach finansowych w okresie wykorzystywania kredytu lub pożyczki.

2.3.24. Przychody ze sprzedaży

Przychody ze sprzedaży stanowią należności 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. Ponadto przy ujmowaniu przychodów obowiązują również niżej opisane kryteria.

2.3.24.1. Sprzedaż towarów i produktów

Sprzedaż towarów i produktów ujmowana jest w momencie dostarczenia towarów i produktów wraz z przekazaniem dotyczącego ich prawa 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 dzień bilansowy do odbiorców indywidualnych.

Sprzedaż doszacowaną, która nie została zafakturowana w danym okresie sprawozdawczym określa się 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.

2.3.24.2. Świadczenie usług

Przychody z usług są ujmowane na podstawie stopnia zaawansowania ich realizacji na dzień bilansowy. Jeżeli na świadczenie usług składa się nie dająca się dokładnie określić liczba działań wykonywanych w określonym przedziale czasu to przychody ujmuje się w oparciu o metodę liniową (równomiernie) na przestrzeni danego okresu. Jeżeli określone działanie jest ważniejsze od wszystkich pozostałych, ujęcie przychodów jest odłożone do momentu wykonania tego działania. W przypadku, gdy wyniku transakcji dotyczącej świadczenia usług nie można oszacować w wiarygodny sposób, przychody z transakcji ujmuje się tylko do wysokości poniesionych kosztów, które jednostka spodziewa się odzyskać.

2.3.24.3. 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 wszystkich przepływów pieniężnych wynikających z transakcji.

2.3.24.4. Dywidendy

Przychody z tytułu dywidend są ujmowane w momencie, kiedy zostaje ustanowione prawo akcjonariuszy do otrzymania płatności.

2.3.24.5. Przychody z tytułu wynajmu

Przychody z tytułu wynajmu nieruchomości inwestycyjnych ujmowane są zgodnie z warunkami wynikającymi z zawartych umów wynajmu.

2.3.25. Dotacje państwowe

Dotacje nie są ujmowane do chwili uzyskania uzasadnionej pewności, że jednostka spełni konieczne warunki i otrzyma dotacje.

Dotacje, których zasadniczym warunkiem jest nabycie lub wytworzenie przez jednostkę aktywów trwałych, 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.

Pozostałe dotacje ujmowane są systematycznie w przychodach, w okresie niezbędnym do skompensowania kosztów, które te dotacje miały w zamierzeniu kompensować. Dotacje należne jako rekompensata kosztów lub strat już poniesionych lub jako forma bezpośredniego wsparcia finansowego dla jednostki bez ponoszenia przyszłych kosztów ujmowane są w rachunku zysków i strat w okresie, w którym są należne.

2.3.26. Świadczenia pracownicze

Do krótkoterminowych świadczeń pracowniczych wypłacanych przez Grupę należą:

- wynagrodzenie oraz składki na ubezpieczenia społeczne,
- krótkoterminowe płatne nieobecności,
- wypłaty z zysku i premie,
- świadczenia niepieniężne.

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 lub premii gdy spełnione zostały następujące warunki:

- na jednostce ciąży obecne prawne lub zwyczajowe oczekiwane zobowiązanie do dokonania wypłat z wyniku zdarzeń przeszłych, oraz
- można dokonać wiarygodnej wyceny tego zobowiązania.

W przypadku świadczeń z tytułu płatnych nieobecności, świadczenia pracownicze ujmowane są w zakresie kumulowanych płatnych nieobecności, z chwilą wykonania pracy, która zwiększa uprawnienia do przyszłych płatnych nieobecności. W przypadku niekumulowanych płatnych nieobecności świadczenia ujmuje się z chwilą ich wystąpienia.

Świadczenia po okresie zatrudnienia w formie programów określonych świadczeń (odprawy emerytalne) oraz inne długoterminowe świadczenia (nagrody jubileuszowe, renty inwalidzkie) ustalane są przy użyciu metody prognozowanych uprawnień jednostkowych, z wyceną aktuarialną przeprowadzaną na każdy dzień bilansowy. Zyski i straty aktuarialne ujmowane są w całości w rachunku zysków i strat. Koszty przeszłego zatrudnienia rozpoznawane są natychmiast w stopniu, w jakim dotyczą świadczeń już nabytych, a w pozostałych przypadkach amortyzuje się je metodą liniową przez średni okres, po którym świadczenia zostają nabyte.

2.3.27. Podatek dochodowy

Na obowiązkowe obciążenia wyniku 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 wyłączeniem przychodów podlegających opodatkowaniu i kosztów stanowiących koszty uzyskania przychodów w latach następnych oraz pozycji kosztów i przychodów,

które nigdy nie podlegają opodatkowaniu. Obciążenia podatkowe są wyliczane w oparciu o stawki podatkowe obowiązujące w danym roku obrotowym.

Podatek odroczony to podatek podlegający zapłaceniu lub zwrotowi w przyszłości wynikający z różnicy pomiędzy wartościami księgowymi aktywów i pasywów, a odpowiadającymi im wartościami podatkowymi wykorzystywanymi do wyliczenia podstawy opodatkowania.

Rezerwa na podatek odroczony jest tworzona od wszystkich dodatnich różnic przejściowych podlegających opodatkowaniu, 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. Pozycja aktywów lub zobowiązanie podatkowe nie powstaje, jeśli różnica przejściowa powstaje z tytułu wartości firmy lub z tytułu pierwotnego ujęcia innego składnika aktywów lub zobowiązania w transakcji, która nie ma wpływu ani na wynik podatkowy ani na wynik księgowy. Rezerwa z tytułu podatku odroczonego jest rozpoznawana od przejściowych różnic podatkowych powstałych w wyniku inwestycji w podmioty zależne i stowarzyszone oraz wspólne przedsięwzięcia, chyba że Grupa jest zdolna kontrolować moment odwrócenia różnicy przejściowej i jest prawdopodobne, iż w dającej się przewidzieć przyszłości różnica przejściowa się nie odwróci.

Wartość składnika aktywów z tytułu podatku odroczonego podlega analizie na każdy dzień bilansowy, a w przypadku, gdy spodziewane przyszłe zyski podatkowe nie będą wystarczające dla realizacji składnika aktywów lub jego części następuje jego odpis.

Podatek odroczony jest wyliczany przy użyciu stawek podatkowych, które będą obowiązywać w momencie, gdy pozycja aktywów zostanie zrealizowana lub zobowiązanie stanie się wymagalne.

Podatek odroczony jest ujmowany w rachunku zysków i strat, poza przypadkiem, gdy dotyczy on pozycji ujętych bezpośrednio w kapitale własnym. W tym ostatnim wypadku podatek odroczony jest również rozliczany bezpośrednio w kapitale własne.

2.3.28. Segmenty operacyjne

Przyjęto, że podstawowym podziałem na segmenty operacyjne jest podział według rodzajów działalności. Zastosowanie nowego MSSF 8 „Segmenty operacyjne” nie spowodowało zmiany podziału na segmenty w porównaniu z segmentami prezentowanymi w sprawozdaniach za lata poprzednie. Segmenty Grupy objęte sprawozdawczością zgodnie z MSSF są następujące:

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 Norway AS jak i spółki Grupy Kapitałowej świadczące usługi w tym zakresie.

b) *Segment obrotu i magazynowania.* 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, sprzedaż gazu ziemnego zajmuje się PGNiG S.A. Segment wykorzystuje na swoje potrzeby trzy podziemne magazyny gazu zlokalizowane w Mogilnie, Wierchowicach i Husowie. Obsługą oraz rozbudową magazynów gazu zajmuje się PGNiG S.A. oraz INVESTGAS S.A. – spółka wchodząca w skład Grupy Kapitałowej. Segment prowadzi sprzedaż gazu wysokometanowego i zaazotowanego wprowadzanego do systemu przesyłowego oraz dystrybucyjnego. Obrót gazem regulowany jest przez Prawo energetyczne, a ceny ustalane są na podstawie taryf zatwierdzanych przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki.

c) *Segment dystrybucji.* Podstawową działalność tego segmentu stanowi przesyłanie gazu ziemnego siecią dystrybucyjną. Dystrybucją gazu ziemnego zajmuje się sześć spółek – Spółki Gazownictwa, które dostarczają gaz do odbiorców indywidualnych, przemysłowych i hurtowych. Ponadto spółki prowadzą eksploatację, remonty oraz rozbudowę sieci dystrybucyjnej.

d) *Segment pozostała działalność.* Segment ten zajmuje się projektowaniem oraz realizacją obiektów budowlanych, maszyn i urządzeń dla sektora górniczego oraz paliwowo-energetycznego, a także świadczy usługi z zakresu branży hotelarsko-gastronomicznej. Spółki Grupy Kapitałowej należące do tego segmentu prowadzą działalność niekwalifikującą się do pozostałych segmentów.

Aktywa segmentu obejmują wszystkie aktywa operacyjne wykorzystywane przez segment, na które składają się głównie - gotówka, należności, zapasy, środki trwałe w wartości pomniejszonej o umorzenie i odpisy aktualizujące. Podczas gdy większość aktywów może być bezpośrednio

przyporządkowana do poszczególnych segmentów, wartość aktywów użytkowanych przez dwa lub więcej segmentów alokowana jest do poszczególnych segmentów na podstawie stopnia wykorzystania tych aktywów przez odpowiednie segmenty.

Zobowiązania segmentu obejmują wszelkie zobowiązania operacyjne, głównie zobowiązania handlowe, 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 zostały wyeliminowane.

Wszystkie transakcje pomiędzy segmentami realizowane są na podstawie wewnętrznie ustalonych cen.

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 najistotniejszy wpływ na wartości zamieszczone w sprawozdaniu finansowym. W związku z tym istnieje ryzyko istotnych zmian w następujących okresach sprawozdawczych dotyczące głównie następujących obszarów:

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

W I półroczu 2010 roku toczyły się sprawy z powództwa PGNiG S.A. dotyczące uchylecia bądź stwierdzenia nieważności uchwał Nadzwyczajnego Zgromadzenia Wspólników PI GAZOTECH Sp. z o.o. dotyczących dopłat do kapitałów tej spółki. Do dnia sporządzenia niniejszego sprawozdania, sprawy te nie były ostatecznie rozstrzygnięte.

W sprawie z powództwa PGNiG S.A., która została wszczęta przeciw PI GAZOTECH Sp. z o.o. o uchylene 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 52.000 tysięcy złotych. Sprawa toczy się od 7 marca 2006 roku kolejno przed Sądem Okręgowym w Warszawie, Apelacyjnym w Warszawie i Sądem Najwyższym. Na skutek skargi kasacyjnej PGNiG S.A. w wyroku z dnia 14 maja 2009 roku Sąd Najwyższy uwzględnił zarzuty PGNiG S.A. braku szczegółowości porządku obrad Zgromadzenia Wspólników PI GAZOTECH Sp. z o.o. z dnia 23 kwietnia 2004 roku, uchylił wyrok Sądu Apelacyjnego z dnia 4 lutego 2008 roku i przekazał sprawę do ponownego rozpoznania Sądowi Apelacyjnemu. W dniu 13 października 2009 roku Sąd Apelacyjny wydał wyrok uchylający wyrok Sądu Okręgowego i przekazał sprawę do ponownego rozpoznania Sądowi Okręgowemu. W dniu 25 czerwca 2010 roku Sąd Okręgowy uwzględnił powództwo PGNiG S.A., stwierdzając nieważność uchwały o umorzeniu udziałów oraz uchwały o dopłatach.

Postępowanie w sprawie z powództwa PGNiG S.A. przeciw PI GAZOTECH Sp. z o.o. o uchylene 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 26.000 tysięcy złotych, toczące się przed Sądem Okręgowym w Warszawie. Wyrokiem z dnia 31 października 2008 roku Sąd Okręgowy oddalił powództwo PGNiG S.A. PGNiG S.A. złożyła apelację od wyroku. Zabezpieczenie powództwa zostało utrzymane do chwili uprawomocnienia się wyroku. PGNiG S.A. powiadomiła Sąd Apelacyjny o treści wyroku Sądu Najwyższego z dnia 14 maja 2009 roku, który jest istotny dla niniejszej sprawy. W dniu 30 lipca 2009 roku Sąd Apelacyjny uchylił wyrok Sądu Okręgowego i przekazał mu sprawę do ponownego rozpoznania.

Postępowanie w sprawie z powództwa PGNiG S.A. przeciw PI GAZOTECH Sp. z o.o. o stwierdzenie nieważności bądź uchylene uchwały Zgromadzenia Wspólników PI GAZOTECH Sp. z o.o. z dnia 6 października 2005 roku zobowiązującej PGNiG S.A. do wniesienia dopłaty w kwocie 6.552 tysięcy złotych wszczęte przed Sądem Okręgowym w Warszawie zostało zakończone w pierwszej instancji. W dniu 30 maja 2008 roku Sąd Okręgowy oddalił powództwo PGNiG S.A. i uchylił postanowienie w sprawie zabezpieczenia powództwa PGNiG S.A. Postępowanie o utrzymanie zabezpieczenia powództwa toczy się od 22 lipca 2008 roku przed Sądem Apelacyjnym i Sądem Okręgowym w Warszawie. W dniu 17 lutego 2009 roku PGNiG S.A. złożyła zażalenie na ponowne uchylene przez Sąd Okręgowy w Warszawie postanowienia o zabezpieczeniu powództwa. W dniu 23 kwietnia 2009 roku Sąd Apelacyjny w Warszawie ponownie uchylił postanowienie Sądu Okręgowego o uchylene postanowienia o udzieleniu zabezpieczenia i przekazał sprawę do Sądu Okręgowego w Warszawie. PGNiG S.A. powiadomiła Sąd Apelacyjny o treści wyroku Sądu Najwyższego z dnia 14 maja 2009 roku, który jest istotny dla niniejszej sprawy. Wyrokiem z dnia 21 grudnia 2009 roku Sąd Apelacyjny uchylił niekorzystny dla Spółki wyrok Sądu Okręgowego i przekazał mu sprawę do ponownego

rozpoznania. Postanowieniem z dnia 25 maja 2010 roku Sąd Apelacyjny po raz kolejny uchylił wyrok Sądu Okręgowego o uchyleniu postanowienia o udzieleniu zabezpieczenia i przekazał sprawę do Sądu Okręgowego w Warszawie.

W związku z powyższym w sprawozdaniu za I półrocze 2010 roku Jednostka Dominująca pozostawiła w księgach zobowiązanie i należność od PI GAZOTECH Sp. z o.o. z tytułu dopłaty do kapitału zakładowego w wysokości 84.552 tysięcy złotych oraz utworzony odpis na tą należność w kwocie 84.552 tysięcy złotych a także zaktualizowała rezerwę na potencjalne zobowiązania z tytułu odsetek, zwiększając ją do wysokości 16.791,7 tysięcy złotych (z 13.017,5 tysiąca złotych z końca 2009 roku).

2.4.2. Utrata wartości majątku trwałego

Podstawowe aktywa operacyjne Grupy stanowi majątek kopalniany, infrastruktura przesyłowa 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 pewnych składników założenia przyjęte w związku z możliwością użytkowania, likwidacji i sprzedaży aktywów mogą ulec zmianie. Odpowiednie informacje odnośnie wartości odpisów z tytułu utraty wartości zamieszczono w nocie 11.2.

W przypadku majątku kopalnianego istnieje niepewność związana z szacunkami zasobów gazu i ropy naftowej, na podstawie których szacowane są przepływy pieniężne dotyczące tego majątku. Zmiana szacunków zasobów ma bezpośredni wpływ na wielkość odpisów aktualizujących majątek kopalniany. Istotnym elementem niepewności jest też ryzyko zmiany decyzji URE co do poziomu cen na usługi dystrybucji paliwa gazowego. Zmiana tych cen ma istotny wpływ na zmianę przepływów środków pieniężnych w spółkach dystrybucyjnych, co może skutkować koniecznością aktualizacji odpisów aktualizujących wartość majątku dystrybucyjnego.

2.4.3. Okresy ekonomicznej użyteczności składników środków trwałych

W punkcie 2.3.4. sprawozdania podano stawki amortyzacyjne dla głównych grup środków trwałych. Okresy ekonomicznej użyteczności środków trwałych oparto na ocenie służb technicznych, zajmujących się ich eksploatacją. 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 środków trwałych oraz koszty amortyzacji w przyszłości.

2.4.4. Szacowanie sprzedaży gazu

W celu prawidłowego zaliczenia przychodów ze sprzedaży gazu do właściwego okresu sprawozdawczego na dzień bilansowy dokonywane są szacunki gazu dostarczonego do odbiorców indywidualnych.

Wartość gazu dostarczonego do odbiorców indywidualnych, a nie zafakturowanego, szacuje się w oparciu o ich 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 za dany okres wartością części doszacowanej sprzedaży, która nie zostanie zrealizowana.

2.4.5. Rezerwy na koszty likwidacji i ochronę środowiska

Znaczącą pozycję rezerw w skonsolidowanym sprawozdaniu finansowym stanowi rezerwa na koszty likwidacji odwiertów oraz inne rezerwy na ochronę środowiska opisane w nocie 28. Rezerwy te są oparte na szacunkach przyszłych kosztów likwidacji i rekultywacji, na którą znaczący wpływ ma przyjęta stopa dyskontowa oraz szacunek okresu przepływów pieniężnych.

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

Jednostka Dominująca przeprowadziła analizę pod kątem utraty wartości wycenianych akcji SGT EUROPOL GAZ S.A. stosując metodę zdyskontowanych przepływów pieniężnych, opierając wyliczenia na danych zawartych w planie finansowym SGT EUROPOL GAZ S.A. na lata 2006 – 2019, o czym mowa szerzej w nocie 6. Wyniki przeprowadzonych testów na utratę wartości wykazują znaczne różnice w zależności od przyjętych założeń dotyczących przyszłych przepływów pieniężnych, przyjętej stopy dyskontowej oraz szacunkowego okresu przepływów pieniężnych, w rezultacie może istotnie wpłynąć na wartość udziałów w przyszłości.

2.5. Zmiany prezentacji w sprawozdaniu finansowym

Zmiany prezentacji w rachunku zysków i strat

Spółka dokonała zmiany w rachunku zysków i strat za I półrocze 2009 roku w celu doprowadzenia danych za okres poprzedni do porównywalności z okresem bieżącym.

W I półroczu 2010 roku Spółka zmieniła sposób prezentacji kosztów transportu paliwa gazowego gazociągami tranzytowym, które stanowią podstawę kalkulacji ceny za paliwo gazowe.

W związku z tym Spółka dokonała odpowiedniej reklasyfikacji w rachunku zysków i strat za I półrocze 2009 roku przenosząc kwotę 62.675 tysięcy złotych z pozycji kosztu usług obcych do pozycji kosztu zużycia surowców i materiałów. Wynik przed opodatkowaniem oraz wynik netto nie uległy zmianie.

Zmiany prezentacji w sprawozdaniu z segmentów sprawozdawczych

W I półroczu 2010 roku Grupa kontynuowała zmianę prezentacji z I kwartału 2010 roku dotyczącą sposobu ujęcia rozliczenia gazu z wydobycia sprzedawanego przez segment obrotu i magazynowania. Grupa dokonała korekty danych za I półrocze 2009 roku w celu zapewnienia porównywalności z bieżącym okresem. Zmiana polegała na zmniejszeniu wartości sprzedaży międzysegmentowej w segmencie poszukiwanie i wydobycie o 88.740 tysięcy złotych i zmniejszeniu o taką samą kwotę pozostałych kosztów w segmencie obrót i magazynowanie oraz kwot eliminacji. Zmiana ta spowodowała zmniejszenie wyniku segmentu poszukiwanie i wydobycie przy jednoczesnym zwiększeniu wyniku segmentu obrót i magazynowanie o kwotę 88.740 tysięcy złotych. Pozostałe pozycje i wyniki nie uległy zmianie.

3. SEGMENTY OPERACYJNE

3.1. Segmenty sprawozdawcze

W poniższych tabelach przedstawione zostały dane dotyczące przychodów, kosztów, zysków/strat oraz aktywów i pasywów poszczególnych segmentów sprawozdawczych Grupy za okresy zakończone 30 czerwca 2010 roku i 30 czerwca 2009 roku.

Okres zakończony 30 czerwca 2010 roku	Poszukiwanie i wydobywanie	Obrót i magazynowanie	Dystrybucja	Pozostałe	Eliminacje	Razem
Rachunek zysków i strat						
Sprzedaż na rzecz klientów zewnętrznych	1 055 219	9 552 903	43 225	110 569	-	10 761 916
Sprzedaż między segmentami	596 719	178 349	1 791 684	98 024	(2 664 776)	-
Przychody segmentu ogółem	1 651 938	9 731 252	1 834 909	208 593	(2 664 776)	10 761 916
Amortyzacja	(300 115)	(67 118)	(372 478)	(5 490)	-	(745 201)
Pozostałe koszty	(1 012 042)	(9 321 528)	(936 303)	(187 407)	2 642 236	(8 815 044)
Koszty segmentu ogółem	(1 312 157)	(9 388 646)	(1 308 781)	(192 897)	2 642 236	(9 560 245)
Zysk/Strata z działalności operacyjnej segmentu	339 781	342 606	526 128	15 696	(22 540)	1 201 671
Koszty finansowe netto						15 331
Udział w wyniku finansowym jednostek wycenianych metodą praw własności		(372)				(372)
Zysk/Strata przed opodatkowaniem						1 216 630
Podatek dochodowy						(222 405)
Zysk/Strata netto						994 225
Sprawozdanie z sytuacji finansowej						
Aktywa segmentu	11 733 397	10 115 296	11 478 227	320 524	(3 168 583)	30 478 861
Inwestycje w jednostkach wycenianych metodą praw własności		556 151				556 151
Aktywa nieprzypisane						224 129
Aktywo z tytułu odroczonego podatku						725 250
Aktywa ogółem						31 984 391
Kapitał własny ogółem						22 045 312
Zobowiązania segmentu	1 719 412	2 975 309	2 074 560	84 976	(3 168 583)	3 685 674
Zobowiązania nieprzypisane						4 986 167
Rezerwa na podatek odroczonego						1 267 238
Pasywa ogółem						31 984 391
Pozostałe informacje dotyczące segmentu						
Nakłady inwestycyjne na rzeczowe aktywa trwałe i wartości niematerialne	(853 362)	(233 233)	(385 074)	(3 886)	-	(1 475 555)
Odpisy aktualizujące aktywa	(933 715)	(2 195 344)	(849 489)	(3 778)	-	(3 982 326)
Odpisy aktualizujące aktywa nieprzypisane						(53 269)

Grupa Kapitałowa PGNiG
 Śródroczne Skonsolidowane Sprawozdanie Finansowe za okres 6 miesięcy zakończony 30 czerwca 2010 roku
 (w tysiącach złotych)

Okres zakończony 30 czerwca 2009 roku	Poszukiwanie i wydobywanie	Obrót i magazynowanie	Dystrybucja	Pozostałe	Eliminacje	Razem
Rachunek zysków i strat						
Sprzedaż na rzecz klientów zewnętrznych	953 210	9 190 319	26 551	83 508		10 253 588
Sprzedaż między segmentami	562 795	107 267	1 509 290	86 375	(2 265 727)	-
Przychody segmentu ogółem	1 516 005	9 297 586	1 535 841	169 883	(2 265 727)	10 253 588
Amortyzacja	(325 540)	(69 144)	(362 739)	(5 066)		(762 489)
Pozostałe koszty	(1 087 105)	(10 302 006)	(871 484)	(169 219)	2 259 477	(10 170 337)
Koszty segmentu ogółem	(1 412 645)	(10 371 150)	(1 234 223)	(174 285)	2 259 477	(10 932 826)
Zysk/Strata z działalności operacyjnej segmentu	103 360	(1 073 564)	301 618	(4 402)	(6 250)	(679 238)
Koszty finansowe netto						102 577
Udział w wyniku finansowym jednostek wycenianych metodą praw własności		(196)				(196)
Zysk/Strata przed opodatkowaniem						(576 857)
Podatek dochodowy						83 850
Zysk/Strata netto						(493 007)
Sprawozdanie z sytuacji finansowej						
Aktywa segmentu	10 732 542	9 306 352	10 400 811	295 679	(2 726 079)	28 009 305
Inwestycje w jednostkach wycenianych metodą praw własności		556 686				556 686
Aktywa nieprzypisane						108 034
Aktywo z tytułu odroczonego podatku						617 316
Aktywa ogółem						29 291 341
Kapitał własny ogółem						19 752 412
Zobowiązania segmentu	1 698 183	3 116 400	1 989 499	95 079	(2 726 079)	4 173 082
Zobowiązania nieprzypisane						4 093 944
Rezerwa na podatek odroczonego						1 271 903
Pasywa ogółem						29 291 341
Pozostałe informacje dotyczące segmentu						
Nakłady inwestycyjne na rzeczowe aktywa trwałe i wartości niematerialne	(828 534)	(480 826)	(459 037)	(16 443)	-	(1 784 840)
Odpisy aktualizujące aktywa	(581 087)	(2 159 389)	(1 398 377)	(8 441)	-	(4 147 294)
Odpisy aktualizujące aktywa nieprzypisane						(53 339)

3.2. Informacje dotyczące obszarów geograficznych

Grupa prowadzi swoją działalność w przeważającej części na terenie kraju (Polska). Przychody od klientów zewnętrznych ze sprzedaży produktów oraz towarów i materiałów na eksport (pozostałe kraje) stanowiły w I półroczu 2010 roku 4,43% (4,71% w I półroczu 2009 roku) ogólnej kwoty przychodów netto od klientów zewnętrznych ze sprzedaży produktów oraz towarów i materiałów.

	Okres od 1 stycznia 2010 do 30 czerwca 2010	Okres od 1 stycznia 2009 do 30 czerwca 2009
Sprzedaż krajowa	10 284 913	9 770 973
Gaz wysokometanowy	9 111 680	8 595 417
Gaz zaazotowany	603 306	753 763
Ropa naftowa	210 887	168 136
Hel	6 178	5 150
Gaz propan butan	22 286	17 610
Gazolina	1 877	929
Gaz LNG	13 832	10 117
Usługi geofizyczno - geologiczne	55 635	15 343
Usługi poszukiwawcze	41 110	29 922
Produkcja budowlano-montażowa	60 278	43 221
Usługi projektowe	18 606	10 938
Usługi hotelowe	15 590	16 721
Pozostałe usługi	106 698	83 647
Pozostałe produkty	9 320	10 383
Towary i materiały	7 630	9 676
Sprzedaż eksportowa	477 003	482 615
Gaz wysokometanowy	29 387	22 630
Gaz zaazotowany	-	-
Ropa naftowa	163 229	149 442
Hel	15 276	10 563
Gaz propan butan	-	-
Gazolina	-	-
Gaz LNG	-	-
Usługi geofizyczno - geologiczne	80 711	108 619
Usługi poszukiwawcze	167 018	161 147
Produkcja budowlano-montażowa	6 873	15 922
Usługi projektowe	215	1 750
Usługi hotelowe	-	-
Pozostałe usługi	12 064	5 325
Pozostałe produkty	1 952	6 772
Towary i materiały	278	445
Razem	10 761 916	10 253 588

Grupa sprzedaje głównie do takich krajów jak: Szwajcaria, Indie, Kazachstan, Niemcy, Pakistan, Uganda, Libia, Belgia, Zjednoczone Emiraty Arabskie, Ukraina, Słowacja, Czechy, Rosja, Słowenia, Norwegia, Egipt, Dania.

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 2010 roku stanowiła 12,40% (10,50% na dzień 31 grudnia 2009 roku) ogólnej kwoty aktywów.

	30 czerwca 2010	31 grudnia 2009
Wartość aktywów trwałych innych niż instrumenty finansowe znajdujących się w kraju	20 866 843	20 647 131
Wartość aktywów trwałych innych niż instrumenty finansowe znajdujących za granicą*	2 953 489	2 422 725
Razem	23 820 332	23 069 856

*Z tego kwota 2.588.616 tysięcy złotych na dzień 30 czerwca 2010 roku dotyczyła PGNiG Norway AS (2.151.133 - na koniec 2009 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 2010 do 30 czerwca 2010	Okres od 1 stycznia 2009 do 30 czerwca 2009
Koszt sprzedanego gazu	(5 668 521)	(7 372 692)
Zużycie pozostałych surowców i materiałów	(272 155)	(300 181)
Razem	(5 940 676)	(7 672 873)

4.2. Świadczenia dla pracowników

	Okres od 1 stycznia 2010 do 30 czerwca 2010	Okres od 1 stycznia 2009 do 30 czerwca 2009
Wynagrodzenia	(934 379)	(889 813)
Ubezpieczenia społeczne i inne świadczenia	(348 472)	(338 662)
Razem	(1 282 851)	(1 228 475)

4.3. Usługi obce

	Okres od 1 stycznia 2010 do 30 czerwca 2010	Okres od 1 stycznia 2009 do 30 czerwca 2009
Zakup usług przesyłowych od OGP Gaz - System S.A.	(787 666)	(679 430)
Koszt spisanych odwertów negatywnych	(90 085)	(47 340)
Pozostałe usługi obce	(640 337)	(558 703)
Razem	(1 518 088)	(1 285 473)

4.4. Pozostałe koszty operacyjne netto

	Okres od 1 stycznia 2010 do 30 czerwca 2010	Okres od 1 stycznia 2009 do 30 czerwca 2009
Zmiana stanu odpisów netto	(165 754)	(284 582)
Zmiana stanu rezerw netto	2 308	18 227
Podatki i opłaty	(353 457)	(354 219)
Odsetki netto dotyczące działalności operacyjnej	41 480	50 272
Różnice kursowe netto dotyczące działalności operacyjnej	124 827	290 149
Wynik na instrumentach pochodnych dotyczących działalności operacyjnej	(155 504)	(231 567)
Wartość sprzedanych towarów i materiałów	(9 580)	(10 465)
Przychody z bieżącego rozliczenia ujętych w sprawozdaniu z sytuacji finansowej przychodów przyszłych okresów	32 699	37 390
Wynik ze zbycia niefinansowych aktywów trwałych	(11 105)	(4 530)
Ubezpieczenia majątkowe	(16 429)	(16 332)
Delegacje krajowe i zagraniczne	(25 542)	(26 799)
Zmiana stanu zapasów	147 663	148 505
Przychody z tytułu odszkodowań, kar, grzywien, itp.	13 456	104 056
Pozostałe koszty netto	(59 932)	(63 188)
Razem	(434 870)	(343 083)

5. PRZYCHODY I KOSZTY FINANSOWE

	Okres od 1 stycznia 2010 do 30 czerwca 2010	Okres od 1 stycznia 2009 do 30 czerwca 2009
Przychody finansowe	34 841	169 951
Zysk z instrumentów pochodnych	-	-
Przychody z tytułu odsetek	27 303	23 596
Dodatnie różnice kursowe	-	2 458
Aktualizacja wartości inwestycji	674	133 412
Zysk ze zbycia inwestycji	1 243	5 607
Dywidendy i udziały w zyskach	5 312	4 025
Pozostałe przychody finansowe	309	853
Koszty finansowe	(19 510)	(67 374)
Strata z instrumentów pochodnych	-	-
Koszty z tytułu odsetek	(6 892)	(23 517)
Ujemne różnice kursowe	(4 840)	-
Aktualizacja wartości inwestycji	(3 390)	(38 748)
Strata ze zbycia inwestycji	-	-
Prowizje od kredytów	(393)	(736)
Koszt udzielonych gwarancji	(2 935)	(3 647)
Pozostałe koszty finansowe	(1 060)	(726)
Zysk/Strata z działalności finansowej	15 331	102 577

6. WYCENA JEDNOSTEK STOWARZYSZONYCH METODĄ PRAW WŁASNOŚCI

6.1. Wartości księgowa netto udziałów w jednostkach stowarzyszonych wycenianych metodą praw własności.

	30 czerwca 2010	31 grudnia 2009
SGT EUROPOL GAZ S.A.		
Udział GK PGNiG w kapitale spółki*	49,74%	49,74%
Podstawowa działalność	Przesył paliwa gazowego	Przesył paliwa gazowego
Wycena udziałów metodą praw własności	1 498 658	1 436 380
Cena nabycia	38 400	38 400
Udział w zmianie kapitałów	1 537 058	1 474 780
Odpis z tytułu utraty wartości	(998 358)	(936 080)
Wartość księgowa netto inwestycji	538 700	538 700
GAS-TRADING S.A.		
Udział GK PGNiG w kapitale spółki	43,41%	43,41%
Podstawowa działalność	Handel	Handel
Wycena udziałów metodą praw własności	16 160	16 532
Cena nabycia	1 291	1 291
Udział w zmianie kapitałów	17 451	17 823
Odpis z tytułu utraty wartości	-	-
Wartość księgowa netto inwestycji	17 451	17 823
Razem wartość księgowa netto inwestycji	556 151	556 523

* W tym 48% to udział bezpośredni a 1,74% udział pośredni poprzez spółkę GAS - TRADING S.A.

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

	Okres od 1 stycznia 2010 do 30 czerwca 2010	Okres od 1 stycznia 2009 do 30 czerwca 2009
Wartość księgowa netto inwestycji na początek okresu	556 523	556 882
Wypłacona dywidenda przez GAS-TRADING S.A.	-	-
Wycena odniesiona w wynik finansowy, w tym:	(372)	(196)
Wycena SGT EUROPOL GAZ S.A.	-	-
Wycena GAS-TRADING S.A.	(372)	(196)
Wartość księgowa netto inwestycji na koniec okresu	556 151	556 686

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 2010 roku sporządzonego zgodnie z Ustawą o rachunkowości, skorygowanego o różnice 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. Następnie Jednostka Dominująca przeprowadziła analizę pod kątem utraty wartości wycenianych akcji SGT EUROPOL GAZ S.A. stosując metodę zdyskontowanych przepływów pieniężnych, opierając wyliczenia na danych zawartych w planie finansowym SGT EUROPOL GAZ S.A. na lata 2006 – 2019. 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 2010 roku, używając metody praw własności, Jednostka Dominująca wyliczyła wartość udziału w kapitale własnym spółki współzależnej w wysokości 1.498.658 tysięcy złotych.

Wyniki przeprowadzonych testów na utratę wartości wykazują znaczne różnice w zależności od przyjętych założeń.

Założenia przyjęte do wyceny wartości akcji zawierają, z przyczyn od Spółki niezależnych, duży element niepewności wynikający przede wszystkim z dużych zmian kursów walut obcych oraz polityki taryfowej.

Biorąc pod uwagę powyższe, Jednostka Dominująca stosując metodę zdyskontowanych przepływów pieniężnych wyceniła wartość księgowa netto spółki SGT EUROPOL GAZ S.A. na dzień 30 czerwca 2010 roku na 538.700 tysięcy złotych. Wycena ta nie uległa zmianie w stosunku do wyceny na dzień 31 grudnia 2009 roku.

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 wykazywany w rachunku zysków i strat

Nota	Okres od 1 stycznia 2010 do 30 czerwca 2010	Okres od 1 stycznia 2009 do 30 czerwca 2009
Zysk\Strata przed opodatkowaniem	1 216 630	(576 857)
Obowiązująca w okresie stawka podatkowa	19%	19%
Podatek według obowiązującej stawki podatkowej	(231 160)	109 603
Różnice trwale pomiędzy zyskiem\ stratą przed opodatkowaniem a podstawą opodatkowania	8 755	(25 753)
Obciążenie podatkowe wykazane w skonsolidowanym rachunku zysków i strat	(222 405)	83 850
Bieżący podatek dochodowy	7.2. (347 618)	(92 169)
Odroczony podatek dochodowy	7.3. 125 213	176 019
Efektywna stopa podatkowa	18%	15%

7.2. Bieżący podatek dochodowy

	Okres od 1 stycznia 2010 do 30 czerwca 2010	Okres od 1 stycznia 2009 do 30 czerwca 2009
Zysk\Strata przed opodatkowaniem (skonsolidowany)	1 216 630	(576 857)
Korekty konsolidacyjne	300 458	226 820
Różnice pomiędzy zyskiem\ stratą przed opodatkowaniem a podstawą opodatkowania podatkiem dochodowym	107 246	528 948
Przychody podatkowe nie zaliczane do księgowych	112 803	166 639
Koszty stanowiące koszt uzyskania przychodu, nie zaliczane do kosztów księgowych	(1 135 169)	(1 237 887)
Przychody nie zaliczane do dochodu do opodatkowania	7 375	212 193
Koszty nie uznawane za koszty uzyskania przychodu	(1 135 899)	(1 810 217)
Odliczenia od dochodu	1 088	2 172
Podstawa opodatkowania podatkiem dochodowym	1 624 334	178 911
Stawka podatkowa w danym okresie	19%	19%
Podatek dochodowy	(308 623)	(33 993)
Zwiększenia, zaniechania, zwolnienia, odliczenia i obniżki podatku	(38 995)	(58 176)
Podatek dochodowy bieżący wykazany w deklaracji podatkowej okresu	(347 618)	(92 169)
Bieżący podatek dochodowy wykazany w skonsolidowanym rachunku zysków i strat	(347 618)	(92 169)

7.3. Odroczonego podatek dochodowy

	Okres od 1 stycznia 2010 do 30 czerwca 2010	Okres od 1 stycznia 2009 do 30 czerwca 2009
Powstanie i odwrócenie się podatku odroczonego z tytułu ujemnych różnic przejściowych	129 417	98 796
Odpisy aktualizujące aktywa finansowe, należności i środki trwałe w budowie	4 808	11 032
Rezerwy na przyszłe zobowiązania	1 216	(1 704)
Koszty zawartych transakcji zabezpieczających ryzyko kursowe i ryzyko stopy procentowej	25 530	41 400
Ujemne różnice kursowe	(89)	(25 618)
Koszty dotyczące sprzedaży z obowiązkiem podatkowym w następnym miesiącu	-	-
Ulgi inwestycyjne (Norwegia)	88 408	42 608
Strata podatkowa bieżącego okresu	-	28 513
Pozostałe	9 544	2 565
Powstanie i odwrócenie się podatku odroczonego z tytułu dodatnich różnic przejściowych	(4 204)	77 223
Różnica pomiędzy wartością podatkową i rachunkową aktywów trwałych	5 314	34 803
Wycena pozytywna zawartych transakcji zabezpieczających ryzyko kursowe i ryzyko stopy procentowej	(13 705)	26 869
Dodatnie różnice kursowe od kredytów i lokat	(1 067)	3 147
Naliczone odsetki	(289)	3 341
Przychody z tytułu obowiązku podatkowego w następnym miesiącu	7 108	8 773
Pozostałe	(1 565)	290
Odroczony podatek dochodowy wykazany w skonsolidowanym rachunku zysków i strat	125 213	176 019
Odroczony podatek dochodowy wykazany w innych całkowitych dochodach netto, w tym:	(3 938)	6 768
- dotyczące wyceny instrumentów finansowych	(16 022)	(6 863)
- dotyczące różnic z przeliczenia podatku odroczonego spółek zagranicznych	12 084	13 631
Przeniesienie z należności z tytułu podatku bieżącego	13 547	-
Razem zmiany	134 822	182 787

Bieżący okres sprawozdawczy obejmował okres podatkowy od 1 stycznia 2010 roku do 30 czerwca 2010 roku. W I półroczu 2010 roku obowiązywała 19% stawka podatku dochodowego od osób prawnych dla podmiotów działających na terenie Polski. W okresie porównawczym, tj. w I półroczu 2009 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 częstym 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 wysokich kar, a ustalone w wyniku kontroli dodatkowe kwoty zobowiązań muszą zostać wpłacone wraz z wysokimi 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.

Spółki zależne zagraniczne 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 2010 i w I półroczu 2009 roku obowiązywały stawki podatkowe z przedziału od 3 do 38 % podstawy opodatkowania. Oddziały zagraniczne Jednostki Dominującej w I półroczu 2010 i w I półroczu 2009 roku nie płaciły podatku dochodowego.

W przypadku spółki zależnej PGNiG Norway AS marginalna stopa podatkowa wynosi 78% podstawy opodatkowania. Wynika to z tego, że działalność PGNiG Norway AS na szelfie kontynentalnym podlega opodatkowaniu w ramach dwóch równoległych systemów podatkowych:

- System podatku dochodowego (stawka podatku 28%);
- System podatku naftowego (dodatkowa stawka podatku 50%).

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

- Możliwość zastosowania wysokiej 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 7,5% rocznie przez okres czterech lat. Ulga dotyczy nakładów inwestycyjnych na Norweskim Szelfie Kontynentalnym (NSK) (z wyjątkiem kosztów poszukiwań) i wynosi 30% wydatków, które podlegają amortyzacji (7,5% razy 4 lata). Ulga ta jest odejmowana wyłączenie od podstawy opodatkowania podatkiem naftowym (stawka 50%) i nie dotyczy normalnego podatku dochodowego. Ma on stanowić zachętę do dalszych inwestycji na NSK. Jeżeli wartość ulgi przekracza wysokość dochodu w danym roku, może być odejmowany w kolejnych latach,
- Możliwość natychmiastowego odjęcia od przychodów całości wydatków na poszukiwania złoża. W sytuacji, gdy spółka nie uzyskuje dochodu, od którego może odliczyć koszty poszukiwań (jak obecnie PGNiG Norway AS), przysługuje jej prawo do natychmiastowego zwrotu 78% kosztów poszukiwań. Zwrot ma formę pieniężną, a przelew na konto spółki jest realizowany do końca kolejnego roku po roku objętym zeznaniem podatkowym.
- Koszty finansowe mogą być odliczane w obu systemach podatkowych.

W związku z powyższym spółka PGNiG Norway AS już w 2008 roku zaczęła amortyzować dokonane nakłady inwestycyjne oraz stosować opisaną ulgę inwestycyjną, ujmując je na razie jako podatek odroczony (w wysokości ujętej w pozycji „Ulgę inwestycyjne (Norwegia)” w tabeli 7.3.). W chwili uzyskania przychodów (tj. po 2011 roku) kwoty te zostaną odjęte od podstawy podatku bieżącego.

Istotne dla GK PGNiG jest też to, że norweski system podatkowy pozwala rozliczać straty bez ograniczeń czasowych, a dodatkowo straty poniesione po 2002 roku są oprocentowane. Stopa oprocentowania takich strat jest kalkulowana jako stopa wolna od ryzyka powiększona o marżę po uwzględnieniu podatku dochodowego (28%). Innymi słowy wszystkie straty poniesione przez PGNiG Norway AS w okresie 2007-2011 powiększone o oprocentowanie obniżą wysokość podatku bieżącego, płaconego po uruchomieniu produkcji ze złoża Skarv.

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

8. DZIAŁALNOŚĆ ZANIECHANA

W I półroczu 2010 roku Grupa nie zaniechała żadnej działalności. Grupa nie przewiduje również zaniechania żadnej z dotychczasowych działalności.

9. ZYSK/STRATA PRZYPADAJĄCY NA JEDNĄ AKCJĘ

Zysk/strata podstawowy przypadający na jedną akcję oblicza się poprzez podzielenie zysku/straty netto za okres sprawozdawczy, przypadającego na zwykłych akcjonariuszy Jednostki Dominującej przez średnią ważoną liczbę wyemitowanych akcji zwykłych występujących w ciągu roku obrotowego. Zysk/strata rozwodniony przypadający na jedną akcję oblicza się poprzez podzielenie zysku/straty netto za okres sprawozdawczy, przypadającego na zwykłych akcjonariuszy (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 2010 do 30 czerwca 2010	Okres od 1 stycznia 2009 do 30 czerwca 2009
Zysk/strata netto przypadający na akcjonariuszy jednostki dominującej	991 870	(493 448)
Zysk/strata netto przypadający na akcjonariuszy jednostki dominującej zastosowany do obliczenia rozwodnionego zysku/straty na jedną akcję	991 870	(493 448)
Średnia ważona liczba akcji zwykłych zastosowana do obliczenia podstawowego zysku/straty na jedną akcję (tys. szt.)	5 900 000	5 900 000
Średnia ważona liczba akcji zwykłych zastosowana do obliczenia rozwodnionego zysku/straty na jedną akcję (tys. szt.)	5 900 000	5 900 000
Zysk/strata podstawowy za okres obrotowy na jedną akcję przypadający na zwykłych akcjonariuszy jednostki dominującej	0,17	(0,08)
Zysk/strata rozwodniony za okres obrotowy na jedną akcję przypadający na zwykłych akcjonariuszy jednostki dominującej	0,17	(0,08)

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

Data początku	Data końca	Liczba akcji zwykłych na rynku (w tys. szt.)	Liczba dni	Średnia ważona liczba akcji (w tys. szt.)
30 czerwca 2010				
2010-01-01	2010-06-30	5 900 000	181	5 900 000
Razem			181	5 900 000
30 czerwca 2009				
2009-01-01	2009-06-30	5 900 000	181	5 900 000
Razem			181	5 900 000

10. DYWIDENDY WYPŁACONE I ZAPROPONOWANE DO WYPŁATY PRZEZ JEDNOSTKĘ DOMINUJĄCĄ

	Okres od 1 stycznia 2010 do 30 czerwca 2010	Okres od 1 stycznia 2009 do 30 czerwca 2009
Dywidendy zadeklarowane i wypłacone w okresie		
Zadeklarowana dywidenda na jedną akcję w PLN	0,08	0,09
Liczba akcji (tys. szt.)	5 900 000	5 900 000
Wartość zadeklarowanej dywidendy w tys. PLN	472 000	531 000
- dywidenda w formie rzeczowej do Skarbu Państwa	340 000	382 500
- dywidenda w formie pieniężnej do Skarbu Państwa	-	-
- dywidenda w formie pieniężnej dla pozostałych akcjonariuszy	132 000	148 500

Dzień dywidendy za 2009 rok został ustalony na 27 lipca 2010 roku, a wypłaty na 4 października 2010 roku. Dywidenda za 2008 rok została wypłacona 2 października 2009 roku.

11. RZECZOWE AKTYWA TRWAŁE

	30 czerwca 2010	31 grudnia 2009
Grunty	66 063	65 498
Budynki i budowle	13 503 738	13 744 065
Urządzenia techniczne i maszyny	2 316 068	2 324 912
Środki transportu i pozostałe	934 358	936 055
Razem środki trwałe	16 820 227	17 070 530
Środki trwałe w budowie	6 800 978	5 818 387
Razem rzeczowe aktywa trwałe	23 621 205	22 888 917

ŚRODKI TRWAŁE

30 czerwca 2010

Na dzień 1 stycznia 2010 roku, z uwzględnieniem umorzenia i odpisów aktualizujących
 Zwiększenie stanu
 Zmniejszenie stanu
 Przeniesienia z środków trwałych w budowie i pomiędzy grupami
 Odpis aktualizujący z tytułu utraty wartości
 Amortyzacja za rok obrotowy
Na dzień 30 czerwca 2010 roku, z uwzględnieniem umorzenia i odpisów aktualizujących

	Grunty	Budynki i budowle	Urządzenia techniczne i maszyny	Środki transportu i pozostałe	Razem
Na dzień 1 stycznia 2010 roku, z uwzględnieniem umorzenia i odpisów aktualizujących	65 498	13 744 065	2 324 912	936 055	17 070 530
Zwiększenie stanu	172	61 806	21 673	33 722	117 373
Zmniejszenie stanu	(44)	(97 757)	(7 800)	(3 252)	(108 853)
Przeniesienia z środków trwałych w budowie i pomiędzy grupami	770	288 413	145 326	52 031	486 540
Odpis aktualizujący z tytułu utraty wartości	151	(18 660)	2 434	(1 893)	(17 968)
Amortyzacja za rok obrotowy	(484)	(474 129)	(170 477)	(82 305)	(727 395)
Na dzień 30 czerwca 2010 roku, z uwzględnieniem umorzenia i odpisów aktualizujących	66 063	13 503 738	2 316 068	934 358	16 820 227

Na dzień 1 stycznia 2010 roku

Wartość brutto
 Skumulowana amortyzacja i odpis aktualizujący z tytułu utraty wartości
Wartość księgową netto na dzień 1 stycznia 2010 roku

Wartość brutto	76 001	20 307 452	4 138 796	1 661 929	26 184 178
Skumulowana amortyzacja i odpis aktualizujący z tytułu utraty wartości	(10 503)	(6 563 387)	(1 813 884)	(725 874)	(9 113 648)
Wartość księgową netto na dzień 1 stycznia 2010 roku	65 498	13 744 065	2 324 912	936 055	17 070 530

Na dzień 30 czerwca 2010 roku

Wartość brutto
 Skumulowana amortyzacja i odpis aktualizujący z tytułu utraty wartości
Wartość księgową netto na dzień 30 czerwca 2010 roku

Wartość brutto	76 899	20 524 580	4 273 495	1 734 382	26 609 356
Skumulowana amortyzacja i odpis aktualizujący z tytułu utraty wartości	(10 836)	(7 020 842)	(1 957 427)	(800 024)	(9 789 129)
Wartość księgową netto na dzień 30 czerwca 2010 roku	66 063	13 503 738	2 316 068	934 358	16 820 227

31 grudnia 2009	Grunty	Budynki i budowle	Urządzenia techniczne i maszyny	Środki transportu i pozostałe	Razem
Na dzień 1 stycznia 2009 roku, z uwzględnieniem umorzenia i odpisów aktualizujących	82 372	13 557 215	2 322 574	903 316	16 865 477
Zwiększenie stanu	-	32 871	9 808	107 041	149 720
Zmniejszenie stanu	(16 821)	(168 765)	(24 231)	(129 196)	(339 013)
Przeniesienia z środków trwałych w budowie i pomiędzy grupami	3 286	1 096 955	411 044	201 681	1 712 966
Odpis aktualizujący z tytułu utraty wartości	(2 370)	184 693	(47 943)	13 067	147 447
Amortyzacja za rok obrotowy	(969)	(958 904)	(346 340)	(159 854)	(1 466 067)
Na dzień 31 grudnia 2009 roku, z uwzględnieniem umorzenia i odpisów aktualizujących	65 498	13 744 065	2 324 912	936 055	17 070 530
Na dzień 1 stycznia 2009 roku					
Wartość brutto	89 427	19 003 262	3 773 102	1 541 040	24 406 831
Skumulowana amortyzacja i odpis aktualizujący z tytułu utraty wartości	(7 055)	(5 446 047)	(1 450 528)	(637 724)	(7 541 354)
Wartość księgowa netto na dzień 1 stycznia 2009 roku	82 372	13 557 215	2 322 574	903 316	16 865 477
Na dzień 31 grudnia 2009 roku					
Wartość brutto	76 001	20 307 452	4 138 796	1 661 929	26 184 178
Skumulowana amortyzacja i odpis aktualizujący z tytułu utraty wartości	(10 503)	(6 563 387)	(1 813 884)	(725 874)	(9 113 648)
Wartość księgowa netto na dzień 31 grudnia 2009 roku	65 498	13 744 065	2 324 912	936 055	17 070 530

11.1. Rzeczowe aktywa trwale użytkowane na podstawie leasingu finansowego

Grupa Kapitałowa jako leasingobiorca używa na podstawie umowy leasingu finansowego następujące rzeczowe aktywa trwale.

	30 czerwca 2010				31 grudnia 2009			
	Wartość początkowa aktywowanego leasingu finansowego	Umorzenie	Odpis aktualizujący	Wartość księgowa netto	Wartość początkowa aktywowanego leasingu finansowego	Umorzenie	Odpis aktualizujący	Wartość księgowa netto
Budynki i budowle	-	-	-	-	-	-	-	-
Urządzenia techniczne i maszyny	127 024	(35 546)	-	91 478	108 689	(38 063)	-	70 626
Środki transportu i pozostałe	42 170	(9 831)	(433)	31 906	31 632	(6 926)	(495)	24 211
	169 194	(45 377)	(433)	123 384	140 321	(44 989)	(495)	94 837

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	Razem rzeczowe aktywa trwałe
Na dzień 1 stycznia 2010 roku	4 689	1 209 333	97 858	20 756	1 332 636	346 075	1 678 711
Zwiększenie stanu	-	22 968	17	2 356	25 341	25 846	51 187
Zmniejszenie stanu	(151)	(4 308)	(2 451)	(463)	(7 373)	-	(7 373)
Na dzień 30 czerwca 2010 roku	4 538	1 227 993	95 424	22 649	1 350 604	371 921	1 722 525
Na dzień 1 stycznia 2009 roku	2 319	1 394 026	49 915	33 823	1 480 083	395 291	1 875 374
Zwiększenie stanu	16 158	373 061	96 698	5 057	490 974	422	491 396
Zmniejszenie stanu	(13 788)	(557 754)	(48 755)	(18 124)	(638 421)	(49 638)	(688 059)
Na dzień 31 grudnia 2009 roku	4 689	1 209 333	97 858	20 756	1 332 636	346 075	1 678 711

Kwota odpisów aktualizujących wartość środków trwałych na początek okresu wyniosła 1.332.636 tysięcy złotych, z tego:

- majątek służący bezpośrednio działalności wydobywczej 412.640 tysięcy złotych,
- majątek dystrybucyjny 780.121 tysięcy złotych,
- pozostały 139.875 tysięcy złotych.

W bieżącym okresie miało miejsce zwiększenie odpisów na kwotę 25.341 tysięcy złotych (z tego na majątek służący bezpośrednio działalności wydobywczej przypada 2.299 tysięcy złotych) oraz zmniejszenie na kwotę 7.373 tysiące złotych (z tego na majątek służący bezpośrednio działalności wydobywczej przypada 7.086 tysięcy złotych).

Kwota odpisów aktualizujących wartość środków trwałych na koniec okresu wyniosła 1.350.604 tysiące złotych, z tego:

- majątek służący bezpośrednio działalności wydobywczej 407.853 tysiące złotych,
- majątek dystrybucyjny 783.949 tysięcy złotych,
- pozostały 158.802 tysięcy złotych.

Z kwoty odpisów na środki trwałe w budowie na koniec I półrocza 2010 roku, 341.376 tysięcy złotych dotyczyło aktywowanych nakładów na odwierty (na koniec 2009 roku odpis ten wynosił 315.772 tysiące złotych).

12. NIERUCHOMOŚCI INWESTYCYJNE

	30 czerwca 2010	31 grudnia 2009
Na początek okresu, z uwzględnieniem umorzenia i odpisów aktualizujących	7 480	8 181
Zwiększenie stanu	-	-
Zmniejszenie stanu	(23)	(2 327)
Przeniesienia z/do rzeczowych aktywów trwałych	(280)	1 055
Odpis aktualizujący z tytułu utraty wartości	2	1 175
Amortyzacja za rok obrotowy	(280)	(604)
Na koniec okresu, z uwzględnieniem umorzenia i odpisów aktualizujących	6 899	7 480
Na początek okresu		
Wartość brutto	9 829	11 066
Skumulowana amortyzacja i odpis aktualizujący z tytułu utraty wartości	(2 349)	(2 885)
Wartość księgowa netto	7 480	8 181
Na koniec okresu		
Wartość brutto	9 494	9 829
Skumulowana amortyzacja i odpis aktualizujący z tytułu utraty wartości	(2 595)	(2 349)
Wartość księgowa netto	6 899	7 480

Składnikami inwestycji w nieruchomości Grupy są budynki socjalno-biurowe częściowo przeznaczone pod wynajem oraz budynki i budowle przemysłowe a także grunty. Wartość księgowa netto budynków socjalno-biurowych ujętych jako nieruchomości inwestycyjne na koniec bieżącego okresu wynosiła 3.786 tysięcy złotych (4.963 tysiące złotych na koniec 2009 roku), natomiast wartość księgowa netto budynków i budowli przemysłowych na koniec bieżącego okresu wynosiła 3.812 tysięcy złotych (2.294 tysiące złotych na koniec 2009 roku). Wartość gruntów oraz prawa wieczystego użytkowania gruntów wynosiła 301 tysięcy złotych na koniec bieżącego okresu (223 tysiące złotych na koniec 2009 roku).

Grupa w bieżącym okresie uzyskała przychody z wynajmu nieruchomości inwestycyjnych w wysokości 2.072 tysiące złotych (4.141 tysiące złotych w I półroczu 2009 roku).

Koszty operacyjne dotyczące nieruchomości inwestycyjnych, które zostały poniesione w związku z przychodami z wynajmu, wyniosły w bieżącym okresie 1.244 tysiące złotych (2.529 tysiące złotych w I półroczu 2009 roku).

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

13. WARTOŚCI NIEMATERIALNE

30 czerwca 2010	Koszty zakończonych prac rozwojowych	Wartość firmy	Prawo wieczystego użytkowania gruntów - nabyte odpłatnie *	Inne wartości niematerialne	Razem
Na dzień 1 stycznia 2010 roku, z uwzględnieniem umorzenia i odpisów aktualizujących	2 197	-	48 383	122 879	173 459
Zwiększenie stanu	-	-	-	601	601
Zmniejszenie stanu	-	-	119	(76)	43
Przeniesienia z środków trwałych w budowie i pomiędzy grupami	199	-	3 269	32 488	35 956
Odpis aktualizujący z tytułu utraty wartości	-	-	(305)	-	(305)
Amortyzacja za rok obrotowy	(259)	-	(312)	(16 955)	(17 526)
Na dzień 30 czerwca 2010 roku, z uwzględnieniem umorzenia i odpisów aktualizujących	2 137	-	51 154	138 937	192 228
Na dzień 1 stycznia 2010 roku					
Wartość brutto	3 793	-	68 496	272 442	344 731
Skumulowana amortyzacja i odpis aktualizujący z tytułu utraty wartości	(1 596)	-	(20 113)	(149 563)	(171 272)
Wartość księgowa netto na dzień 1 stycznia 2010 roku	2 197	-	48 383	122 879	173 459
Na dzień 30 czerwca 2010 roku					
Wartość brutto	3 992	-	71 832	298 014	373 838
Skumulowana amortyzacja i odpis aktualizujący z tytułu utraty wartości	(1 855)	-	(20 678)	(159 077)	(181 610)
Wartość księgowa netto na dzień 30 czerwca 2010 roku	2 137	-	51 154	138 937	192 228

* Ponadto Grupa użytkuje otrzymane nieodpłatnie prawo wieczystego użytkowania gruntów, które ujmuje wyłącznie w ewidencji pozabilansowej. Wartość szacunkowa tego prawa wynosiła na koniec 30 czerwca 2010 roku 481.402 tysiące złotych (481.425 tysięcy złotych na koniec 2009 roku).

31 grudnia 2009	Koszty zakończonych prac rozwojowych	Wartość firmy	Prawo wieczystego użytkowania gruntów - nabyte odpłatnie	Inne wartości niematerialne	Razem
Na dzień 1 stycznia 2009 roku, z uwzględnieniem umorzenia i odpisów aktualizujących	1 459	-	51 134	99 128	151 721
Zwiększenie stanu	-	-	4 878	6 213	11 091
Zmniejszenie stanu	-	-	(9 388)	(9 444)	(18 832)
Przeniesienia z środków trwałych w budowie i pomiędzy grupami	1 110	-	2 573	47 944	51 627
Odpis aktualizujący z tytułu utraty wartości	-	-	(179)	7 572	7 393
Amortyzacja za rok obrotowy	(372)	-	(635)	(28 534)	(29 541)
Na dzień 31 grudnia 2009 roku, z uwzględnieniem umorzenia i odpisów aktualizujących	2 197	-	48 383	122 879	173 459
Na dzień 1 stycznia 2009 roku					
Wartość brutto	2 693	-	66 200	214 396	283 289
Skumulowana amortyzacja i odpis aktualizujący z tytułu utraty wartości	(1 234)	-	(15 066)	(115 268)	(131 568)
Wartość księgowa netto na dzień 1 stycznia 2009 roku	1 459	-	51 134	99 128	151 721
Na dzień 31 grudnia 2009 roku					
Wartość brutto	3 793	-	68 496	272 442	344 731
Skumulowana amortyzacja i odpis aktualizujący z tytułu utraty wartości	(1 596)	-	(20 113)	(149 563)	(171 272)
Wartość księgowa netto na dzień 31 grudnia 2009 roku	2 197	-	48 383	122 879	173 459

13.1. Odpisy aktualizujące wartości niematerialne

	Koszty zakończonych prac rozwojowych	Wartość firmy	Prawo wieczystego użytkowania gruntów - nabyte odpłatnie	Inne wartości niematerialne	Razem
Na dzień 1 stycznia 2010 roku	-	-	278	16	294
Zwiększenie stanu	-	-	305	-	305
Zmniejszenie stanu	-	-	-	-	-
Na dzień 30 czerwca 2010 roku	-	-	583	16	599
Na dzień 1 stycznia 2009 roku	-	-	99	7 588	7 687
Zwiększenie stanu	-	-	188	15	203
Zmniejszenie stanu	-	-	(9)	(7 587)	(7 596)
Na dzień 31 grudnia 2009 roku	-	-	278	16	294

14. AKTYWA FINANSOWE DOSTĘPNE DO SPRZEDAŻY - DŁUGOTERMINOWE

	30 czerwca 2010	31 grudnia 2009
Udziały i akcje nienotowane na giełdzie (wartość brutto)	26 873	26 873
Akcje notowane na giełdzie dostępne do sprzedaży (wartość brutto)	78 101	78 101
Pozostałe aktywa finansowe dostępne do sprzedaży (wartość brutto)	56 433	56 524
Razem brutto	161 407	161 498
Udziały i akcje nienotowane na giełdzie (wartość netto)*	23 084	23 084
Akcje notowane na giełdzie dostępne do sprzedaży (wartość netto)**	56 049	59 608
Pozostałe aktywa finansowe dostępne do sprzedaży (wartość netto)*	7 006	7 097
Razem netto	86 139	89 789

* Pomniejszone o odpis aktualizujący.

** Akcje Zakładów Azotowych w Tarnowie i akcje Centrozap Katowice pomniejszone o odpis aktualizujący.

W pozycji „Pozostałe aktywa finansowe dostępne do sprzedaży” zostały zaprezentowane aktywa finansowe przeznaczone do sprzedaży, jednakże nie spełniające warunków do zakwalifikowania ich do aktywów finansowych krótkoterminowych lub aktywów trwałych przeznaczonych do sprzedaży ze względu na fakt, że nie jest znany termin ich ewentualnego zbycia.

W pozycji „Akcje notowane na giełdzie dostępne do sprzedaży” wartość brutto 78.000 tysięcy złotych (wartość netto 56.000 tysięcy złotych) dotyczy akcji Zakładów Azotowych w Tarnowie-Mościcach S.A. (ZAT). Wynik wyceny akcji ZAT (spadek w I półroczu 2010 roku w porównaniu do końca 2009 roku) został ujęty w kapitale z aktualizacji wyceny. Inwestycję w tę jednostkę, Grupa traktuje jako inwestycję długoterminową, dla której istnieje aktywny rynek, w związku z tym zmiany wartości inwestycji, wynikające ze zmiany jej bieżącej wartości rynkowej, odnoszone są bezpośrednio w kapitały Grupy do momentu podjęcia decyzji o jej zbyciu.

15. INNE AKTYWA FINANSOWE

	30 czerwca 2010	31 grudnia 2009
Należności z tytułu leasingu finansowego (nota 15.1.)*	265 311	283 285
Udzielone pożyczki	5 958	8 075
Należności z tytułu sprzedaży środków trwałych	7 041	7 392
Lokaty długoterminowe	412	554
Należności z tytułu koncesji i użytkowania górniczego	-	-
Pozostałe	1 098	591
Razem brutto	279 820	299 897
Odpis aktualizujący z tytułu utraty wartości	(72)	(18)
Razem netto	279 748	299 879

* Kwota należności długoterminowych zawiera wartość leasingową środków trwałych, które w październiku 2010 r. zostaną przekazane, w szacunkowej kwocie 249 milionów złotych, do Skarbu Państwa w formie dywidendy rzeczowej.

15.1. Leasing finansowy

Umowa leasingu z dnia 6 lipca 2005 roku zawarta pomiędzy PGNiG S.A. i OGP Gaz - System Sp. z o.o. (obecnie OGP Gaz - System S.A.) stanowi element "Programu restrukturyzacji i prywatyzacji PGNiG S.A." przyjętego przez Radę Ministrów w dniu 5 października 2004 roku. Rozdzielenie działalności przesyłowej od działalności produkcyjno - handlowej nastąpiło poprzez oddanie majątku przesyłowego do użytkowania Gaz-System S.A. Przedmiot leasingu stanowią nieruchomości, rzeczy ruchome i prawa majątkowe. Umowa została zawarta na okres 17 lat.

Wartość bieżąca minimalnych opłat leasingowych na dzień rozpoczęcia leasingu przekracza 90% wartości godziwej przedmiotu leasingu. W związku z tym leasing ten ujmowany jest jako leasing finansowy zgodnie z MSR 17. Opłata leasingowa zawiera część kapitałową i odsetkową. Część odsetkowa ustalana jest w oparciu o stawki WIBOR 3M w miesiącu poprzedzającym miesiąc, którego dotyczy naliczana rata leasingowa, powiększona o marżę.

Wpływy związane z umową leasingu systemu przesyłowego:

	30 czerwca 2010	30 czerwca 2009
Rata odsetkowa	9 325	25 601
Rata kapitałowa	10 030	23 201
Razem	19 355	48 802

16. AKTYWO Z TYTUŁU PODATKU ODROZONEGO

	30 czerwca 2010	31 grudnia 2009
Rezerwy z tyt. wypłat deputatów gazowych	2 034	3 878
Rezerwy z tyt. wypłat odpraw emerytalnych i nagród jubileuszowych	61 119	61 166
Rezerwa na niewykorzystane urlopy	1 447	3 539
Rezerwa na likwidację odwiertów	101 337	101 472
Pozostałe rezerwy	45 303	40 584
Odpisy aktualizujące środki trwałe	70 727	65 816
Odpisy aktualizujące udziały i akcje	9 806	9 822
Odpisy aktualizujące na odsetki od należności	3 918	2 165
Wycena negatywna instrumentów pochodnych	59 820	50 989
Ujemne różnice kursowe	542	630
Zarachowane odsetki od kredytów i zobowiązań	269	161
Opłata przyłączeniowa	76 579	68 282
Niewypłacone wynagrodzenia wraz ze składkami ZUS	9 155	5 479
Hiperinflacyjne przeszacowanie RMP	9 247	9 761
Ulgi inwestycyjne (Norwegia)	249 393	148 901
Pozostałe	24 554	18 977
Razem	725 250	591 622

17. POZOSTAŁE AKTYWA TRWAŁE

	30 czerwca 2010	31 grudnia 2009
Udostępnienie informacji geologicznej	24 103	25 616
Opłaty za ustanowienie użytkownika górniczego	5 680	5 503
Opłata przyłączeniowa	17 290	17 000
Pozostałe rozliczenia międzyokresowe czynne	1 872	1 254
Razem	48 945	49 373

18. ZAPASY

	30 czerwca 2010	31 grudnia 2009
Materiały		
Według cen nabycia, w tym:	1 381 544	1 255 118
- paliwo gazowe	1 054 089	968 901
Według wartości netto możliwej do uzyskania, w tym:	1 365 162	1 238 084
- paliwo gazowe	1 054 089	968 901
Półprodukty i produkty w toku		
Według cen nabycia/kosztu wytworzenia	10 669	11 097
Według wartości netto możliwej do uzyskania	10 640	11 018
Produkty gotowe		
Według cen nabycia/kosztu wytworzenia	6 855	8 484
Według wartości netto możliwej do uzyskania	6 791	8 421
Towary		
Według cen nabycia	1 147	1 530
Według wartości netto możliwej do uzyskania	1 061	1 347
Zapasy razem, według ceny nabycia (kosztu wytworzenia)	1 400 215	1 276 229
Zapasy razem, według niższej z dwóch wartości: ceny nabycia (kosztu wytworzenia) lub wartości netto możliwej do uzyskania	1 383 654	1 258 870

18.1. Zmiana stanu zapasów w okresie

	Okres od 1 stycznia 2010 do 30 czerwca 2010	Okres od 1 stycznia 2009 do 30 czerwca 2009
Stan zapasów według ceny nabycia na początek okresu	1 276 229	1 736 267
Zakup	6 968 487	7 791 026
Inne zwiększenia	51 201	78 855
Wartość zapasów rozpoznanych jako koszt okresu	(6 555 558)	(7 875 442)
Sprzedaż	(6 818)	(12 538)
Inne zmniejszenia	(333 326)	(343 898)
Stan zapasów według ceny nabycia na koniec okresu	1 400 215	1 374 270

19. NALEŻNOŚCI Z TYTUŁU DOSTAW I USŁUG ORAZ POZOSTAŁE NALEŻNOŚCI

	30 czerwca 2010	31 grudnia 2009
Należności z tytułu dostaw i usług	3 136 731	4 078 728
Należności z tytułu dostaw i usług od jednostek powiązanych	51 112	51 134
Należności z tytułu podatku od towarów i usług	194 912	227 757
Należności z tytułu innych podatków, ceł i ubezpieczeń społecznych	26 870	12 498
Wymagalna część udzielonych pożyczek jednostkom powiązanim	25 278	20 547
Należności od jednostek stowarzyszonych wycenianych metodą praw własności	1 600	2 626
Należności z tytułu leasingu finansowego	24 287	23 093
Pozostałe należności od jednostek powiązanych	13 459	7 545
Zaliczki na środki trwałe w budowie	67 834	74 833
Należności z tytułu uchwalonej dopłaty do kapitału spółki zależnej*	84 552	84 552
Należności z tytułu niedotrzymania warunków kontraktu	87 466	87 466
Pozostałe należności	109 004	111 978
Razem należności brutto	3 823 105	4 782 757
W tym należności (wraz z wymagalną częścią pożyczki) brutto od jednostek powiązanych (nota 38.1.)	176 001	166 404
Odpis aktualizujący należności wątpliwe (nota 19.1.)	(1 244 166)	(1 102 718)
Razem należności netto	2 578 939	3 680 039
w tym:		
Należności z tytułu dostaw i usług	2 225 641	3 278 713
Należności z tytułu dostaw i usług od jednostek powiązanych	10 935	9 567
Należności z tytułu podatku od towarów i usług	194 912	227 757
Należności z tytułu innych podatków, ceł i ubezpieczeń społecznych	26 870	12 497
Wymagalna część udzielonych pożyczek jednostkom powiązanim	1 131	1 476
Należności od jednostek stowarzyszonych wycenianych metodą praw własności	1 600	2 625
Należności z tytułu leasingu finansowego	24 287	23 093
Pozostałe należności od jednostek powiązanych	4 544	31
Zaliczki na środki trwałe w budowie	67 834	74 833
Należności z tytułu uchwalonej dopłaty do kapitału spółki zależnej*	-	-
Należności z tytułu niedotrzymania warunków kontraktu	-	-
Pozostałe należności	21 185	49 447
W tym należności (wraz z wymagalną częścią pożyczki) netto od jednostek powiązanych (nota 38.1.)	18 210	13 699

* Sprawa sporna dotycząca dopłat do kapitału Gazotech Sp. z o.o., opisana szerzej w nocie 2.4.1.

Należności z tytułu dostaw i usług wynikają głównie ze sprzedaży paliwa gazowego oraz usług dystrybucyjnych.

Standardowe terminy płatności należności związanych z normalnym tokiem sprzedaży stosowane w spółkach Grupy Kapitałowej wynoszą 14 - 30 dni.

19.1. Odpisy aktualizujące należności

	30 czerwca 2010	31 grudnia 2009
Odpis aktualizujący na początek okresu	(1 102 718)	(1 033 601)
Utworzenie odpisu	(177 017)	(346 934)
Rozwiązanie odpisu	26 291	201 978
Wykorzystanie odpisu	9 279	75 878
Transfery pomiędzy częścią krótkoterminową a długoterminową	(1)	(39)
Odpis aktualizujący na koniec okresu	(1 244 166)	(1 102 718)

20. ROZRACHUNKI Z TYTUŁU PODATKU BIEŻĄCEGO

	30 czerwca 2010	31 grudnia 2009
Zobowiązania z tytułu podatku bieżącego na początek okresu	47 409	47 552
Zmiana stanu należności z tytułu podatku bieżącego*	(177 114)	139 799
Należności z tytułu podatku bieżącego na początek okresu	199 413	59 614
Należności z tytułu podatku bieżącego przeniesione na podatek odroczony	(13 547)	-
Należności z tytułu podatku bieżącego na koniec okresu	8 752	199 413
Podatek dochodowy (koszt okresu)	347 618	416 091
Podatek dochodowy zapłacony w okresie	3 118	(556 033)
Zobowiązania z tytułu podatku bieżącego na koniec okresu	221 031	47 409

*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. ROZLICZENIA MIĘDZYOKRESOWE

	30 czerwca 2010	31 grudnia 2009
Podatek od nieruchomości	144 547	-
Odpis na ZFŚS	26 876	-
Wycena kontraktów długoterminowych	21 486	13 331
Licencje, serwis, aktualizacja programów	10 467	7 231
Ubezpieczenia majątkowe	5 941	7 577
Udostępnienie informacji geologicznej	3 055	3 052
Czynsze i opłaty	731	1 228
Koszty finansowe rozliczane w czasie	21	845
Koszty zagospodarowania złóż	-	1 242
Koszty przygotowania realizacji kontraktów	-	9 344
Pozostałe koszty rozliczane w czasie	45 873	11 403
Razem	258 997	55 253

22. AKTYWA FINANSOWE DOSTĘPNE DO SPRZEDAŻY- KRÓTKOTERMINOWE

	30 czerwca 2010	31 grudnia 2009
Udziały i akcje nienotowane na giełdzie (wartość brutto)	-	-
Akcje notowane na giełdzie (wartość brutto)	-	-
Lokata krótkoterminowa (wartość brutto)	-	142
Jednostki uczestnictwa w funduszach inwestycyjnych (wartość brutto)	3 602	8 000
Bony skarbowe (wartość brutto)	-	-
Razem brutto	3 602	8 142
Udziały i akcje nienotowane na giełdzie (wartość netto)*	-	-
Akcje notowane na giełdzie (wartość netto)*	-	-
Lokata krótkoterminowa (wartość netto)	-	142
Jednostki uczestnictwa w funduszach inwestycyjnych (wartość netto)	3 602	7 325
Bony skarbowe (wartość netto)	-	-
Razem netto	3 602	7 467

*Pomniejszone o odpis aktualizujący

23. ŚRODKI PIENIĘŻNE I ICH EKWIWALENTY

	30 czerwca 2010	31 grudnia 2009
Środki pieniężne w kasie i w banku	209 884	328 074
Lokaty bankowe	1 736 657	862 527
Krótkoterminowe papiery wartościowe o wysokiej płynności *	140 139	-
Inne środki pieniężne**	7 157	5 724
Razem	2 093 837	1 196 325

* Są to bony (skarbowe, NBP, itp.), certyfikaty depozytowe o terminie zapadalności poniżej 3 miesięcy.

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

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

24. AKTYWA TRWAŁE PRZEZNACZONE DO SPRZEDAŻY

W Grupie Kapitałowej do aktywów trwałych przeznaczonych do sprzedaży zakwalifikowano aktywa o wartości księgowej netto 2.055 tysięcy złotych (1.488 tysięcy złotych na koniec 2009 roku). Są to głównie budynki i prawa wieczystego użytkowania gruntów, które planowane są do zbycia w II połowie 2010 roku.

25. AKTYWA WARUNKOWE

25.1. Należności warunkowe z tytułu otrzymanych poręczeń i gwarancji

Jednostka przekazująca należność warunkową	Wysokość otrzymanej należności warunkowej w walucie	Waluta należności warunkowych	Wysokość otrzymanej należności warunkowej* w PLN	Data ważności należności warunkowej	Rodzaj udzielonych należności warunkowych
Należności warunkowe otrzymane przez PGNiG S.A.					
Bank Pekao S.A.	85 217	PLN	85 217	30 kwiecień 2013	gwarancja należytego wykonania umowy
ING Bank Śląski	83 334	PLN	83 334	7 styczeń 2012	gwarancja ubezpieczeniowa
PZU S.A.	66 429	PLN	66 429	18 styczeń 2013	gwarancja ubezpieczeniowa
Sain-Gobain Construction Products Polska Sp. z o. o.	10 955	PLN	10 955	bezterminowo	poręczenie cywilne
Dresdner Bank SA	9 000	PLN	9 000	31 grudzień 2010	gwarancja bankowa
Glas Trosch Holding AG	8 000	PLN	8 000	30 czerwiec 2011	poręczenie cywilne
InterRisk Towarzystwo Ubezpieczeń SA	8 000	PLN	8 000	26 listopad 2010	gwarancja ubezpieczeniowa
Kredyt Bank S.A.	3 900	PLN	3 900	25 styczeń 2011	gwarancja bankowa
DZ BANK Polska S.A.	3 745	PLN	3 745	31 grudzień 2010	gwarancja należytego wykonania umowy
TUIR "Warta" S.A.	2 722	PLN	2 722	15 październik 2010	gwarancja ubezpieczeniowa
ING Bank Śląski S.A.	2 000	PLN	2 000	31 grudzień 2010	gwarancja bankowa
PZU S.A.	1 950	PLN	1 950	14 wrzesień 2010	gwarancja ubezpieczeniowa
Bank Handlowy w Warszawie S.A.	1 910	PLN	1 910	31 marzec 2011	gwarancja bankowa
PZU SA	1 860	PLN	1 860	11 sierpień 2010	gwarancja ubezpieczeniowa
TU Euler Hermes S.A.	1 841	PLN	1 841	15 październik 2010	gwarancja ubezpieczeniowa
DZ BANK Polska S.A.	1 698	PLN	1 698	31 grudzień 2010	gwarancja należytego wykonania umowy
Bank Pekao SA	1 527	PLN	1 527	31 styczeń 2011	gwarancja bankowa
Towarzystwo Inwestycyjne Zakładów Ostrowieckich Spółka z o.o.	1 500	PLN	1 500	bezterminowo	poręczenie weksla
DZ BANK Polska S.A.	1 463	PLN	1 463	31 grudzień 2010	gwarancja należytego wykonania umowy
RBS Bank Polska S.A.	1 300	PLN	1 300	20 grudzień 2010	gwarancja bankowa
RBS Bank Polska S.A.	1 280	PLN	1 280	20 grudzień 2010	gwarancja bankowa
Bank of Tokyo-Mitsubishi UFJ(Polska)S.A.	1 262	PLN	1 262	31 grudzień 2010	gwarancja bankowa
Deutsche Bank Polska S.A.	951	PLN	951	bezterminowo	gwarancja bankowa
Polski Bank Spółdzielczy w Ciechanowie	820	PLN	820	29 kwiecień 2011	gwarancja bankowa
Hestia, Sopot	796	PLN	796	30 listopad 2011	gwarancja ubezpieczeniowa
Millennium Bank SA	740	PLN	740	30 wrzesień 2010	gwarancja przetargowa
Małopolski Oddział Wojewódzki NFZ w Krakowie	737	PLN	737	30 listopad 2010	gwarancja spłaty
BANK PEKAO SA	650	PLN	650	30 listopad 2010	gwarancja bankowa
Deutsche Bank Polska SA, Al.	649	PLN	649	30 kwiecień 2011	gwarancja bankowa
UniCredit Bank Austria AG	640	PLN	640	30 grudzień 2010	gwarancja bankowa
ING Bank Śląski S.A. CBK w Krakowie	608	PLN	608	31 grudzień 2010	gwarancja bankowa
TU InterRisk SA	536	PLN	536	27 październik 2012	gwarancja ubezpieczeniowa
TU i R WARTA S.A.	531	PLN	531	4 grudzień 2010	gwarancja należytego wykonania umowy
Alior Bank S.A. Warszawa	530	PLN	530	31 sierpień 2010	gwarancja bankowa
Nordea Bank Polska S.A.	519	PLN	519	17 luty 2011	gwarancja należytego wykonania umowy

25.1. Należności warunkowe z tytułu otrzymanych poręczeń i gwarancji cd.

Jednostka przekazująca należność warunkową	Wysokość otrzymanej należności warunkowej w walucie	Waluta należności warunkowych	Wysokość otrzymanej należności warunkowej* w PLN	Data ważności należności warunkowej	Rodzaj udzielonych należności warunkowych
Nordea Bank Polska S.A.	519	PLN	519	27 luty 2011	gwarancja należytego wykonania umowy
DZ Bank Polska S.A.	515	PLN	515	31 sierpień 2010	gwarancja bankowa
Południowego Koncernu Energetycznego S.A. Elektrownia Siersza	511	PLN	511	bezterminowo	gwarancja spłaty
Bank Handlowy SA w Warszawie	500	PLN	500	14 wrzesień 2010	gwarancja bankowa
Pozostałe należności warunkowe (każdy poniżej 500 tys. zł)	17 246	PLN	17 246	2010-2015	gwarancje bankowe, należytego wykonania kontraktu, ubezpieczeniowe, przetargowe itp.
Należności warunkowe otrzymane przez Spółki Gazownictwa					
PZU S.A.	1 713	PLN	1 713	30 lipiec 2010	zabezpieczenie i rękojmia
PZU S.A.	1 339	PLN	1 339	12 luty 2013	gwarancja należytego wykonania umowy
Sopockie Towarzystwo Ubezpieczeń Ergo Hestia S.A.	1 171	PLN	1 171	31 lipiec 2010	gwarancja dobrego wykonania umowy
InterRisk Towarzystwo Ubezpieczeń S.A. Vienna Insurance Group	777	PLN	777	31 grudzień 2011	gwarancja dobrego wykonania umowy
INTERRISK SA	735	PLN	735	30 kwiecień 2011	gwarancja ubezpieczeniowa
Sopockie Towarzystwo Ubezpieczeń Ergo Hestia S.A.	699	PLN	699	31 grudzień 2011	gwarancja dobrego wykonania umowy
Pozostałe należności warunkowe (każdy poniżej 500 tys. zł)	6 999	PLN	6 999	2010-2015	gwarancje bankowe, należytego wykonania kontraktu, ubezpieczeniowe, przetargowe itp.
Należności warunkowe otrzymane przez pozostałe Spółki GK PGNiG					
Siemens Financial Service GmbH	608	PLN	608	4 grudzień 2011	gwarancja należytego wykonania umowy
Pozostałe należności warunkowe (każdy poniżej 500 tys. zł)	3 891	PLN	3 891	2010-2013	gwarancje bankowe, należytego wykonania kontraktu, ubezpieczeniowe, przetargowe itp.
Razem			346 823		

Na koniec poprzedniego okresu wartość należności warunkowych z tytułu otrzymanych poręczeń i gwarancji wynosiła 364.902 tysięcy złotych.

25.2. Należności warunkowe z tytułu otrzymanych weksli

Podmiot wystawiający weksel	Wysokość otrzymanego weksla w walucie	Waluta otrzymanego weksla	Wysokość otrzymanego weksla w złotych	Data obowiązywania weksla
Weksle otrzymane przez PGNiG S.A.				
ZRUG Sp. z o.o. w Pogórskiej Woli	13 530	PLN	13 530	30 styczeń 2011
ZRUG Sp. z o.o. w Pogórskiej Woli	6 765	PLN	6 765	30 styczeń 2011
ZRUG Sp. z o.o. w Pogórskiej Woli	3 569	PLN	3 569	30 listopad 2014
ZRUG Sp. z o.o. w Pogórskiej Woli	10 000	PLN	10 000	30 czerwiec 2022
Bioagra S.A.	8 000	PLN	8 000	bezterminowo
STOCZNIA MARYNARKI WOJENNEJ S.A.	5 000	PLN	5 000	bezterminowo
Porcelana Śląska Sp. z o.o. Katowice	4 982	PLN	4 982	bezterminowo
Huta Szkła Deco-Glass Krosno	2 000	PLN	2 000	bezterminowo
Huta Będzin S.A. Będzin	1 065	PLN	1 065	bezterminowo
Kuźnia "Glinik" Sp. z o.o. Gorlice	1 000	PLN	1 000	bezterminowo
Huta Szkła "MAKORA" s. j. Krosno	1 000	PLN	1 000	bezterminowo
Polska Ceramika Ogniotrwała "Żarów"	900	PLN	900	bezterminowo
S.V.Z POLAND Sp. z o.o.	900	PLN	900	bezterminowo
Interminglass Sp. z o.o.	800	PLN	800	bezterminowo
Poland Smelting Technologies Polst Sp. z o.o.	800	PLN	800	21 grudzień 2010
HUTA SZKŁA LUCYNA Zakład NYSA	800	PLN	800	bezterminowo
DEKORGLASS DZIAŁDOWO S.A.	790	PLN	790	bezterminowo
Otwocki Zakład Energetyki Ciepłej Sp. z o.o.	778	PLN	778	bezterminowo
STOCK POLSKA Sp. z o.o.	680	PLN	680	bezterminowo
Fabryka Porcelany Wałbrzych	600	PLN	600	31 grudzień 2015
K&K Sp. z o.o. Warszawa	550	PLN	550	bezterminowo
Huta Szkła Marta 2 Sp. Z o. o. Chełm	550	PLN	550	bezterminowo
"SANTE" A. Kowalski Sp. J.	550	PLN	550	bezterminowo
Spółdzielnia Mleczarska Ryki	532	PLN	532	bezterminowo
Toyota Motor Manufacturing Poland Sp. z o. o.	530	PLN	530	bezterminowo
Systemy Grzewcze PHU "BEST"	500	PLN	500	bezterminowo
Uzdrowisko Krynica "Żegiestów" S.A.	500	PLN	500	bezterminowo
MPWiK w Lublinie Sp. z o.o.	500	PLN	500	bezterminowo
Mahle Polska Sp. z o.o.	500	PLN	500	bezterminowo
Pozostałe otrzymane weksle (każdy poniżej 500 tys. zł)	15 259	PLN	15 259	2010-2012,bezterminowo
Weksle otrzymane przez Spółki Gazownictwa				
TEGAS Sp. z o.o. Przeźmierowo	1 545	PLN	1 545	2010-2014
PHARMGAS POZNAŃ	723	PLN	723	30 maj 2011
PHARMGAS Sp. z o.o. Poznań	524	PLN	524	30 styczeń 2012
Pozostałe otrzymane weksle (każdy poniżej 500 tys. zł)	1 863	PLN	1 863	2010-2014
Weksle otrzymane przez pozostałe Spółki GK PGNiG				
Control Process SA Tarnów	1 531	PLN	1 531	19 listopad 2010
IZOSTAL Zawadzkie	1 500	PLN	1 500	6 wrzesień 2012
Pozostałe otrzymane weksle (każdy poniżej 500 tys. zł)	1 779	PLN	1 779	2010-2013
Razem			93 395	

Na koniec poprzedniego okresu wartość należności warunkowych z tytułu otrzymanych weksli wynosiła 94.746 tysięcy złotych.

26. KAPITAŁ PODSTAWOWY

	30 czerwca 2010	31 grudnia 2009
Liczba akcji razem w tysiącach sztuk	5 900 000	5 900 000
Wartość nominalna jednej akcji w złotych	1	1
Kapitał podstawowy (akcyjny), razem	5 900 000	5 900 000

27. KREDYTY, POŻYCZKI I PAPIERY DŁUŻNE

	Waluta	30 czerwca 2010	31 grudnia 2009	Efektywna stopa procentowa %	Termin spłaty/wykupu	30 czerwca 2010	31 grudnia 2009	Zabezpieczenie
						Wartości w walucie		
Długoterminowe								
Zobowiązania z tytułu leasingu	PLN	20 232	23 351	Wibor 1M; 8 - 10%	2011-2015	20 232	23 351	Weksel własny in blanco wraz z deklaracją wekslową
Zobowiązania z tytułu leasingu	CHF	4 263	5 108	Średnio 8%	2011-2013	13 362	14 130	Weksel własny in blanco wraz z deklaracją wekslową
Zobowiązania z tytułu leasingu	USD	9 648	1 615	Libor 1M+marża; średnio 8%	2011-2015	32 752	4 605	Weksel własny in blanco wraz z deklaracją wekslową, upoważnienie do obciążania rachunku bieżącego
Linia kredytowa w baku Pekao SA	PLN	1 800	2 000	Wibor1M+marża	30 kwiecień 2014	1 800	2 000	Hipoteka umowna zwykła, hipoteka umowna kaucja, cesja praw
Razem długoterminowe						68 146	44 086	

Grupa Kapitałowa PGNiG
 Śródroczne Skonsolidowane Sprawozdanie Finansowe za okres 6 miesięcy zakończony 30 czerwca 2010 roku
 (w tysiącach złotych)

	Waluta	30 czerwca	31 grudnia	Efektywna stopa procentowa %	Termin spłaty/wykupu	30 czerwca	31 grudnia	Zabezpieczenie
		2010	2009			2010	2009	
Krótkoterminowe		Wartości w walucie				Wartości w PLN		
Część bieżąca zobowiązań z tytułu leasingu	PLN	11 423	15 096	Wibor 1M; 8 - 10%	2010	11 423	15 096	Weksel własny in blanco wraz z deklaracją wekslową
Część bieżąca zobowiązań z tytułu leasingu	CHF	2 555	3 837	Średnio 8%	2010	8 008	10 612	Weksel własny in blanco wraz z deklaracją wekslową
Część bieżąca zobowiązań z tytułu leasingu	USD	2 975	981	Libor 1M+marża; średnio 8%	2010	10 100	2 797	Weksel własny in blanco, upoważ. do rachunku bieżącego
Zobowiązania z tytułu leasingu	EUR	18	168	Średnio 7%	28 sierpień 2010	74	689	Weksel własny in blanco wraz z deklaracją wekslową
Linia kredytowa w banku Pekao SA	PLN	11 975	17 869	Wibor 1M+marża	31 grudzień 2010	11 975	6 871	Hipoteka kaucyjna
Linia kredytowa w banku Societe Generale SA	PLN	2 381	17 870	Wibor 1M+marża	28 luty 2011	2 381	-	Cesja należności, weksel in blanco
Kredyt obrotowy w banku Pekao SA	PLN	5 000	5 501	Wibor 1M+marża	31 grudzień 2010	5 000	5 001	Weksel, zastaw rejestrowy
Kredyt w rachunku bieżącym w banku Pekao SA	PLN	4 418	4 041	Wibor 1M+marża	31 grudzień 2010	4 418	6 477	Weksel, zastaw rejestrowy
Kredyt w rachunku bieżącym w banku ING Bank Śląski SA	PLN	10 024	4 232	Wibor 1M+marża	26 sierpień 2010	10 024	5 057	Weksel, zastaw rejestrowy
Kredyt w rachunku bieżącym w Societe Generale SA	USD	523	-	Libor 1-miesięczny	31 grudzień 2010	1 777	-	Weksel in blanco, cesja wierzytelności
Kredyt w rachunku bieżącym w banku Pekao SA	PLN	18 392	19 878	Wibor 1M+marża	30 grudzień 2010	18 392	1 384	Hipoteka, cesja praw z polisy ubezpiecz., weksel własny in blanco wraz z deklaracją, pełnomoc. do rach. bież., cesja wierzyt.
Kredyt w rachunku bieżącym w banku BRE S.A	USD	2 712	-	Libor 1-miesięczny	31 maj 2011	9 207	-	Weksel in blanco, cesja wierzytelności
Kredyt w rachunku bieżącym BGK SA	PLN	13 269	12 533	Wibor 3M+marża	31 maj 2010	13 269	10 597	Zastaw rejestrowy, cesja należności, hipoteka kaucyjna, oświadczenie o poddaniu się egzekucji
Kredyt obrotowy w banku BGK SA	PLN	7 273	-	Wibor 1M+marża	28 lipiec 2012	7 273	9 091	Zastaw rejestrowy, hipoteka, pełnomoc. do rach. bież., oświadczenie o poddaniu się egzekucji
Kredyt w rachunku bieżącym w banku Deutsche Bank Polska SA	PLN	4 994	157	Wibor O/N+marża	20 październik 2010	4 994	157	Cesja wierzytelności
Kredyt obrotowy w Kredyt Bank SA	PLN	2 323	-	Wibor O/N+marża	15 kwiecień 2011	2 323	-	Weksel in blanco
Limit kart Visa w Kredyt Bank SA	PLN	136	136	limit kart VISA	31 grudzień 2010	136	136	-
Linia kredytowa w baku ING Bank Śląski SA	PLN	2 543	5 244	Wibor 1M+marża	31 styczeń 2011	2 543	5 244	Weksel in blanco, cesja wierzytelności
Kredyt w rachunku bieżącym w banku Deutsche Bank Polska SA	PLN	3 474	2 748	Wibor 1M+marża	4 styczeń 2011	3 474	2 748	Weksel in blanco, hipoteka
Kredyt w rachunku bieżącym w banku Pekao SA	PLN	2 445	-	Wibor 1M+marża	31 grudzień 2010	2 445	-	Weksel in blanco, cesja wierzytelności, pełnom.do rach, oświadczc.o poddaniu się egzekucj
Kredyt krótkoterminowy w banku ING Bank Śląski SA	PLN	-	264	Wibor 1M+marża	30 czerwiec 2010	-	264	Cesja wierzytelności
Kredyt krótkoterminowy w banku Getin Bank SA	PLN	14	54	Wibor 1M+marża	16 sierpień 2010	14	54	Przewłaszczenie
Kredyt krótkoterminowy w banku PKO BP SA	PLN	868	724	Wibor 1M+marża	31 marzec 2010	868	724	Hipoteka kaucyjna
Kredyt krótkoterminowy w banku Nordea Bank Polska S.A.	PLN	1 488	-	Wibor 1M+marża	28 styczeń 2011	1 488	-	Hipoteka kaucyjna
Linia kredytowa w banku Pekao SA	PLN	500	600	Wibor 1M+marża	30 kwiecień 2014	500	600	Hipoteka, cesja praw z polisy ubezpiecz., cesja wierzytelności z umowy najmu, weksel własny, pełnomocnictwo do dysponowania rachunkami
Konsorcjum Kredytowe (Bank Handlowy)	PLN	1 600 995	1 900 478	Wibor 1M+marża	27 lipiec 2010	1 600 995	1 900 478	Gwarancje spółek gazownictwa
Razem krótkoterminowe						1 733 101	1 984 077	

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

27.1. Wysokość przyznanych i niewykorzystanych linii kredytowych

Bank	30 czerwca 2010		31 grudnia 2009	
	Wartość przyznanych linii kredytowych	Wartość niewykorzystanych linii kredytowych	Wartość przyznanych linii kredytowych	Wartość niewykorzystanych linii kredytowych
PEKAO SA	25 000	13 025	21 000	14 129
Societe Generale SA	3 000	619	3 000	3 000
Komercni Banka AS	805	805	1 554	1 554
BRE Bank SA	6 000	6 000	6 000	6 000
Societe Generale SA	6 000	6 000	6 000	6 000
Deutsche Bank Polska SA	6 000	6 000	6 000	6 000
Pekao SA	12 000	2 582	12 000	523
ING Bank Śląski SA	12 000	1 976	12 000	6 943
Pekao SA	20 000	1 608	20 000	18 616
Societe Generale SA	5 092	3 315	4 275	4 275
BRE Bank SA	11 881	2 674	-	-
HSBC Polska	10 184	1 218	8 551	4 275
Deutsche Bank	3 000	2 750	3 000	2 700
Kredyt Bank S.A	3 500	1 177	1 500	1 500
ING Bank Śląski SA	6 000	2 543	6 000	756
Deutsche Bank Polska SA	5 000	3 474	5 000	2 252
Pekao SA	5 000	2 445	5 000	5 000
BZ WBK SA	3 900	3 900	3 900	3 900
Nordea SA	1 500	12	-	-
PKO BP SA	900	32	900	176
Societe Generale SA	40 000	40 000	40 000	40 000
Bank Handlowy SA	40 000	40 000	40 000	40 000
Millennium SA	40 000	40 000	40 000	40 000
Pekao SA	40 000	40 000	40 000	40 000
PKO BP SA	40 000	40 000	40 000	40 000
BRE Bank SA	40 000	40 000	40 000	40 000
Konsorcjum banków (agent: Bank Handlowy SA w Warszawie)*	2 487 480	887 480	2 464 920	564 920
Razem	2 874 242	1 189 635	2 830 600	892 519

*Linia kredytowa na 600 milionów EUR z datą zapadalności 27 lipca 2010 roku od konsorcjum banków (Bank Handlowy w Warszawie S.A., Bank Polska Kasa Opieki S.A., Credit Agricole CIB (dawny Calyon S.A.), Fortis Bank (Nederland) N.V., Bank PKO Bank Polski S.A., Societe Generale S.A. O. w Polsce, ING Bank Śląski S.A., West LB AG, Bank Polska Kasa Opieki S.A. (dawny Bank BPH S.A.), Bank Millennium S.A., Nordea Bank Polska S.A., Landesbank Baden-Wuerttemberg, DnB NOR Bank AS.).

27.2. Zapadalność zobowiązań z tytułu leasingu finansowego (wykazywanych w zobowiązaniach)

Zapadalność w terminie:	30 czerwca 2010		
	Wartość płatności (zdyskontowanych) ujętych w sprawozdaniu z sytuacji finansowej	Odsetki	Wartość rzeczywistych rat do zapłaty
do 1 roku	29 605	2 339	31 944
od 1 roku do 5 lat	66 346	4 036	70 382
pow. 5 lat	-	-	-
Razem	95 951	6 375	102 326
Zapadalność w terminie:	31 grudnia 2009		
	Wartość płatności (zdyskontowanych) ujętych w sprawozdaniu z sytuacji finansowej	Odsetki	Wartość rzeczywistych rat do zapłaty
do 1 roku	29 194	2 092	31 286
od 1 roku do 5 lat	42 086	4 107	46 193
pow. 5 lat	-	-	-
Razem	71 280	6 199	77 479

28. REZERWY

	Nagrody jubileuszowe i odprawy emerytalne	Rezerwa na deputaty gazowe	Rezerwa na koszty likwidacji odwiertów	Rezerwa na karę UOKiK	Rezerwy związane z ochroną środowiska	Rezerwa na potencjalne zobowiązanie z tytułu usługi przesyłowej	Centralny Fundusz Restrukturyzacji	Pozostałe	Razem
Na dzień 1 stycznia 2010 roku	321 043	20 410	916 231	179	126 100	34 391	10 450	127 195	1 555 999
Utworzone w ciągu roku	15 704	-	64 160	-	5	-	13 000	96 465	189 334
Przeniesienia	-	-	-	-	279	-	-	(279)	-
Wykorzystane	(14 650)	(9 704)	-	-	(18 119)	-	(2 158)	(80 430)	(125 061)
Na dzień 30 czerwca 2010 roku	322 097	10 706	980 391	179	108 265	34 391	21 292	142 951	1 620 272
Długoterminowe	274 328	-	967 596	-	98 710	-	-	21 021	1 361 655
Krótkoterminowe	47 769	10 706	12 795	179	9 555	34 391	21 292	121 930	258 617
Na dzień 30 czerwca 2010 roku	322 097	10 706	980 391	179	108 265	34 391	21 292	142 951	1 620 272
Długoterminowe	275 556	-	904 867	-	115 525	-	-	19 811	1 315 759
Krótkoterminowe	45 487	20 410	11 364	179	10 575	34 391	10 450	107 384	240 240
Na dzień 31 grudnia 2009 roku	321 043	20 410	916 231	179	126 100	34 391	10 450	127 195	1 555 999

Stopa techniczna przyjęta do obliczenia zdyskontowanej wartości przyszłych wypłat należnych z tytułu odpraw emerytalnych ustalona została na poziomie 3%, jako wypadkowa stopy zwrotu z aktywów w wysokości 5,98% rocznie i prognozowanego wzrostu wynagrodzeń w wysokości 2,9% (na koniec 2009 roku stopa ta przyjęta była na poziomie 2,1% jako wypadkowa stóp odpowiednio 6,24% i 4,1%).

W I półroczu 2010 roku do wyliczenia rezerwy na koszt likwidacji odwiertów zastosowano stopę dyskonta w wysokości 3,40%, która jest wypadkową stopy zwrotu z aktywów w wysokości 5,98% oraz stopy inflacji na poziomie ciągłego celu inflacyjnego realizowanego przez NBP w wysokości 2,5% (na koniec 2009 roku stopa ta przyjęta była na poziomie 3,65% jako wypadkowa stóp odpowiednio 6,24% i 2,5%).

Do dyskontowania rezerw długoterminowych jest wykorzystywana stopa dyskonta w wysokości 3,40%.

28.1. Aktuarialny rachunek zysków i strat dla rezerw na nagrody jubileuszowe i odprawy emerytalne

	30 czerwca 2010	31 grudnia 2009
Nagrody jubileuszowe		
Wartość zobowiązania ujęta w sprawozdaniu z sytuacji finansowej na początek okresu	210 914	216 894
Koszty odsetek	3 058	8 893
Koszty bieżącego zatrudnienia	8 377	8 846
Koszty przeszłego zatrudnienia	-	-
Wyplacone świadczenia	(15 154)	(49 748)
Aktuarialny zysk/strata	(3 544)	26 029
Straty/zyski z tytułu ograniczeń i rozliczeń	-	-
Inne (wyłączenie z konsolidacji spółki zależnej)	-	-
Wartość zobowiązania ujęta w sprawozdaniu z sytuacji finansowej na koniec okresu	203 651	210 914
Odprawy emerytalne		
Wartość zobowiązania ujęta w sprawozdaniu z sytuacji finansowej na początek okresu	110 129	100 195
Koszty bieżącego zatrudnienia	6 296	6 560
Koszty odsetek	2 573	6 819
Wartość netto zysku/straty aktuarialnej ujętej w ciągu roku	3 168	3 105
Wyplacone świadczenia	(4 234)	(7 581)
Koszty przeszłego zatrudnienia	514	1 031
Straty/zyski z tytułu ograniczeń i rozliczeń	-	-
Wartość zobowiązania ujęta w sprawozdaniu z sytuacji finansowej na koniec okresu	118 446	110 129
Razem wartość zobowiązania ujęta w sprawozdaniu z sytuacji finansowej na koniec okresu	322 097	321 043

29. PRZYCHODY PRZYSZŁYCH OKRESÓW

	30 czerwca 2010	31 grudnia 2009
Długoterminowe		
Nie zamortyzowana wartość przyłączy gazowych finansowanych przez odbiorców	564 828	587 006
Opłata przyłączeniowa	492 665	495 995
Pozostałe	17 424	7 674
Razem długoterminowe	1 074 917	1 090 675
Krótkoterminowe		
Nie zamortyzowana wartość przyłączy gazowych finansowanych przez odbiorców	53 827	59 197
Opłata przyłączeniowa	19 630	18 344
Prognoza sprzedaży gazu	541 307	545 817
Pozostałe	16 410	10 065
Razem krótkoterminowe	631 174	633 423

30. REZERWA NA PODATEK ODROZCZONY

	30 czerwca 2010	31 grudnia 2009
Dodatnie różnice kursowe	1 428	361
Naliczone odsetki	523	282
Wycena pozytywna zawartych transakcji zabezpieczających ryzyko kursowe i ryzyko stopy procentowej	13 705	-
Przychody z tytułu obowiązku podatkowego w następnym miesiącu	4 594	11 702
Różnica pomiędzy wartością podatkową i rachunkową aktywów trwałych	1 237 107	1 250 048
Pozostałe	9 881	6 039
Razem	1 267 238	1 268 432

31. INNE ZOBOWIĄZANIA DŁUGOTERMINOWE

	30 czerwca 2010	31 grudnia 2009
Zobowiązania z tytułu koncesji, praw do informacji geologicznej i użytkowania górniczego	15 971	16 537
Pozostałe inne zobowiązania długoterminowe	2 237	2 109
Razem	18 208	18 646
W tym jednostki powiązane (nota 38.1.)	142	64

32. ZOBOWIĄZANIA Z TYTUŁU DOSTAW I USŁUG ORAZ INNE ZOBOWIĄZANIA

	30 czerwca 2010	31 grudnia 2009
Zobowiązania z tytułu dostaw i usług	966 033	899 524
Zobowiązania z tytułu dostaw i usług wobec jednostek powiązanych	11 471	11 405
Zobowiązania z tytułu podatku od towarów i usług	464 131	860 122
Zobowiązania z tytułu innych podatków, ceł i ubezpieczeń społecznych	275 474	132 972
Zobowiązanie z tytułu dywidendy dla właściciela	472 000	-
Zobowiązania z tytułu wynagrodzeń	69 955	44 623
Zobowiązania z tytułu niewykorzystanych urlopów	10 886	28 691
Zobowiązania z tytułu zakupu niefinansowych aktywów trwałych	215 067	316 609
Zobowiązania z tytułu zakupu niefinansowych aktywów trwałych od jednostek powiązanych	27 240	31 221
Zobowiązanie z tytułu uchwalonej dopłaty do kapitału*	84 552	84 552
Zobowiązania wobec spółek stowarzyszonych wycenianych metodą praw własności	6 559	8 943
Zobowiązania inne wobec jednostek powiązanych	11 843	16 298
Rozliczenia międzyokresowe bierne i zaliczki na dostawy	304 298	243 290
Pozostałe	67 973	55 167
Razem	2 987 482	2 733 417
W tym jednostki powiązane (nota 38.1.)	141 665	152 419

* Sprawa sporna dotycząca dopłat do kapitału Gazotech Sp. z o.o., opisana szerzej w nocie 2.4.1.

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

	Okres od 1 stycznia 2010 do 30 czerwca 2010	Okres od 1 stycznia 2009 do 30 czerwca 2009
Zmiana stanu środków pieniężnych		
1) Środki pieniężne w sprawozdaniu z sytuacji finansowej na początek okresu	1 196 325	1 421 939
a) Saldo różnic kursowych netto od środków pieniężnych na początek okresu*	9	1 076
Środki pieniężne i ich ekwiwalenty w sprawozdaniu z przepływów pieniężnych na początek okresu (1-a)	1 196 316	1 420 863
2) Środki pieniężne w sprawozdaniu z sytuacji finansowej na koniec okresu	2 093 837	1 345 980
b) Saldo różnic kursowych netto od środków pieniężnych na koniec okresu	1 162	234
Środki pieniężne i ich ekwiwalenty w sprawozdaniu z przepływów pieniężnych na koniec okresu (2-b)	2 092 675	1 345 746
I. Zmiana stanu środków pieniężnych w sprawozdaniu z sytuacji finansowej (2-1)	897 512	(75 959)
II. Zmiana stanu różnic kursowych netto od środków pieniężnych (b-a)	1 153	(842)
Zmiana stanu środków pieniężnych w sprawozdaniu z przepływów pieniężnych (I. - II.)	896 359	(75 117)
* 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 innych aktywów finansowych w sprawozdaniu z sytuacji finansowej	20 131	22 766
Zmiana stanu należności netto w sprawozdaniu z sytuacji finansowej	1 101 100	1 129 458
Zmiana stanu należności z tytułu leasingu w aktywach finansowych - korekta działalności inwestycyjnej	(17 974)	(23 200)
Zmiana stanu należności z tytułu leasingu - korekty dział. inwest.	1 194	(842)
Zmiana stanu należności inwestycyjnych z tyt. sprzedaży i zakupu wartości niematerialnych oraz rzeczowych aktywów trwałych	(6 671)	86 303
Pozostałe	(3 193)	79 099
Zmiana stanu należności netto w sprawozdaniu z przepływów pieniężnych	1 094 587	1 293 584
Zmiana stanu zapasów		
Zmiana stanu zapasów w sprawozdaniu z sytuacji finansowej	(124 784)	362 468
Środki trwałe w budowie przeniesione na zapasy - korekty dział. inwest.	-	-
Zmiana stanu zapasów w sprawozdaniu z przepływów pieniężnych	(124 784)	362 468
Zmiana stanu rezerw		
Zmiana stanu rezerw w sprawozdaniu z sytuacji finansowej	64 273	85 316
Zmiana stanu rezerwy na likwidację odwertów korygującej rzeczowe aktywa trwałe - korekta działalności inwestycyjnej	(55 247)	(36 560)
Zmiana stanu rezerw w sprawozdaniu z przepływów pieniężnych	9 026	48 756

Zmiana stanu zobowiązań krótkoterminowych	Okres od 1 stycznia 2010 do 30 czerwca 2010	Okres od 1 stycznia 2009 do 30 czerwca 2009
Zmiana stanu zobowiązań krótkoterminowych w sprawozdaniu z sytuacji finansowej	254 065	(251 399)
Zmiana stanu zobowiązań inwestycyjnych z tyt. zakupu wartości niematerialnych oraz rzeczowych aktywów trwałych	105 523	115 701
Zmiana stanu zobowiązań z tytułu dywidendy do właściciela	(472 000)	(531 000)
Pozostałe	(2 621)	(3 178)
Zmiana stanu zobowiązań krótkoterminowych w sprawozdaniu z przepływów pieniężnych	(115 033)	(669 876)
Zmiana stanu czynnych rozliczeń międzyokresowych kosztów	Okres od 1 stycznia 2010 do 30 czerwca 2010	Okres od 1 stycznia 2009 do 30 czerwca 2009
Zmiana stanu pozostałych aktywów w sprawozdaniu z sytuacji finansowej	428	(3 911)
Zmiana stanu czynnych rozliczeń międzyokresowych kosztów w sprawozdaniu z sytuacji finansowej	(203 744)	(141 950)
RMC dotyczące środków trwałych wyleasingowanych - reklasyfikacja w obrębie działalności operacyjnej	-	-
Zmiana stanu czynnych rozliczeń międzyokresowych kosztów w sprawozdaniu z przepływów pieniężnych	(203 316)	(145 861)
Zmiana stanu przychodów przyszłych okresów	Okres od 1 stycznia 2010 do 30 czerwca 2010	Okres od 1 stycznia 2009 do 30 czerwca 2009
Zmiana stanu przychodów przyszłych okresów w sprawozdaniu z sytuacji finansowej	(18 007)	(27 939)
PPO dotyczące środków trwałych wyleasingowanych - reklasyfikacja w obrębie działalności operacyjnej	3	5
Nieodpłatnie otrzymany majątek trwały	-	-
Zmiana stanu przychodów przyszłych okresów w sprawozdaniu z przepływów pieniężnych	(18 004)	(27 934)
Pozostałe pozycje netto w działalności operacyjnej	Okres od 1 stycznia 2010 do 30 czerwca 2010	Okres od 1 stycznia 2009 do 30 czerwca 2009
Instrumenty pochodne	24 982	374 441
Spisane w koszty nakłady na niefinansowe aktywa trwałe	59 551	40 421
Różnice kursowe z przeliczenia jednostek zagranicznych	12 493	63 767
Pozostałe	(3 804)	(7 044)
Razem	93 222	471 585

34. INSTRUMENTY FINANSOWE I ZASADY ZARZĄDZANIA RYZYKIEM FINANSOWYM

34.1. Instrumenty finansowe według kategorii (wartości księgowe netto)

	30 czerwca 2010	31 grudnia 2009
Aktywa finansowe wyceniane w wartości godziwej przez wynik finansowy	-	-
Aktywa finansowe dostępne do sprzedaży (udziały i akcje nienotowane na giełdzie)	30 090	30 181
Aktywa finansowe dostępne do sprzedaży (akcje notowane na giełdzie)	56 049	59 608
Inwestycje finansowe utrzymywane do terminu wymagalności	-	-
Pożyczki i należności	4 517 303	4 609 658
Wartość dodatnia instrumentów pochodnych*	137 990	18 002
Środki pieniężne (środki w kasie i na rachunku oraz czeki i środki pieniężne w drodze)	217 041	333 798
Zobowiązania finansowe wyceniane wg zamortyzowanego kosztu	3 986 491	3 713 818
Wartość ujemna instrumentów pochodnych*	317 509	260 428

*Jednostka Dominująca od 1 kwietnia 2009 roku zaczęła stosować rachunkowość zabezpieczeń zgodnie z MSR 39.

Wykazane wartości instrumentów finansowych nie różnią się lub różnią się nieznacznie od ich wartości godziwej. Można więc uznać że wartości wykazane w powyższej tabeli są tożsame z ich wartościami godziwymi.

34.2. Zyski i straty netto dotyczące aktywów i zobowiązań finansowych

	Okres od 1 stycznia 2010 do 30 czerwca 2010	Okres od 1 stycznia 2009 do 30 czerwca 2009
Aktywa finansowe wyceniane w wartości godziwej przez wynik finansowy	-	-
Aktywa finansowe dostępne do sprzedaży	-	(217)
Utrata wartości ujęta w wyniku finansowym za dany okres	-	(217)
Inwestycje finansowe utrzymywane do terminu wymagalności	-	-
Pożyczki i należności, w tym:	(59 406)	56 292
Odsetki od lokat, BSB, REPO	23 697	18 885
Odsetki od należności*	41 908	51 255
Odsetki od udzielonych pożyczek	3 606	4 710
Przychody netto z krótkoterminowych papierów wartościowych	1 474	5 607
Odpisy aktualizujące należności	(120 110)	(124 937)
Odpisy aktualizujące pożyczki	(11 666)	94 139
Wycena walutowa pożyczek udzielonych w walucie	1 685	6 633
Wartość dodatnia instrumentów pochodnych	175 163	138 307
Zobowiązania finansowe wyceniane wg zamortyzowanego kosztu	(11 700)	(32 905)
Wartość ujemna instrumentów pochodnych	(258 413)	(371 500)
Razem wpływ na wynik finansowy	(154 356)	(210 023)

*W tym 9.325 tysięcy złotych odsetek od należności z tytułu leasingu finansowego (25.601 tysięcy złotych w I półroczu 2009 roku).

	Okres od 1 stycznia 2010 do 30 czerwca 2010	Okres od 1 stycznia 2009 do 30 czerwca 2009
Aktywa finansowe dostępne do sprzedaży (wycena ujmowana bezpośrednio w kapitale)	(3 560)	36 120
Wycena instrumentów zabezpieczających (wycena ujmowana bezpośrednio w kapitale)	87 888	-
Razem wpływ na kapitały	84 328	36 120

Zmiana wyceny wynikająca z przeszacowania instrumentów finansowych, odniesiona bezpośrednio na kapitały, dotyczy w całości akcji spółki Zakłady Azotowe w Tarnowie-Mościcach S.A.

34.3. Cele i zasady zarządzania ryzykiem finansowym

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

- ryzyko kredytowe,
- ryzyko płynności,
- ryzyko rynkowe w tym:
 - ryzyko stóp procentowych,
 - ryzyko walutowe,
 - ryzyko zmian cen towarów.

Ryzyko kredytowe

Przez ryzyko kredytowe rozumiemy prawdopodobieństwo nieterminowego lub całkowitego braku wywiązania się kontrahenta firmy ze zobowiązań.

Ryzyko kredytowe związane jest z trzema głównymi obszarami:

- wiarygodność kredytowa klientów, z którymi zawiera się transakcje fizycznej sprzedaży produktów,
- wiarygodność kredytowa instytucji finansowych (banków), z którymi zawiera się transakcje zabezpieczające,
- wiarygodność kredytowa podmiotów, z którymi zawiera się transakcje lokacyjne.

Ryzyko kredytowe wynikające z niemożności wypełnienia przez strony trzecie warunków umowy dotyczących instrumentów finansowych Spółki jest zasadniczo ograniczone do ewentualnych kwot, o które zobowiązania stron trzecich przewyższają zobowiązania Grupy. Grupa Kapitałowa PGNiG stosuje zasadę zawierania transakcji dotyczących instrumentów finansowych z wieloma podmiotami charakteryzującymi się wysoką zdolnością kredytową. Przy wyborze partnerów finansowych, którym Spółka powierza część swoich aktywów 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 z tytułu dostaw i usług,
- środków pieniężnych i transakcji lokacyjnych,
- udzielonych pożyczek,
- udzielonych gwarancji finansowych i poręczeń, oraz
- zawartych finansowych instrumentów pochodnych.

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

Maksymalna ekspozycja na ryzyko kredytowe

	30 czerwca 2010	31 grudnia 2009
Udzielone pożyczki	1 131	1 475
Depozyty w innych jednostkach (Lokaty bankowe, BSB, REPO)	1 880 810	870 548
Należności handlowe	2 635 362	3 737 635
Wartość dodatnia instrumentów pochodnych	137 990	18 002
Udzielone gwarancje finansowe	8 218 200	8 089 326
Razem	12 873 493	12 716 986

Ekspozycja na ryzyko kredytowe z tytułu udzielonych pożyczek wynika z pożyczek udzielonych jedynie spółkom zależnym i stowarzyszonym z Grupy Kapitałowej PGNiG przez Jednostkę Dominującą. 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 Jednostki Dominującej na ryzyko kredytowe z tego tytułu. Pożyczki są udzielane jedynie po spełnieniu przez wnioskującą spółkę szeregu warunków i ustanowieniu zabezpieczeń. Poza tym spółki te działają we wspólnym interesie Grupy co ogranicza istotnie ryzyko kredytowe z tego tytułu.

Na największe wartościowo ryzyko kredytowe narażone są należności. Większość kwoty należności dotyczy należności z tytułu sprzedanego paliwa gazowego, które realizowane 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, dotyczące zabezpieczenia należności handlowych.

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. zamierza wprowadzić badanie wiarygodności wszystkich odbiorców na podstawie dokumentów finansowych spółki w określonym cyklu (raz na 6 miesięcy lub raz na 1 rok). Badanie to ma pokazać kondycję finansową każdego odbiorcy oraz określić na jaką skalę dany odbiorca może się zadłużyć aby nie stracić płynności finansowej, oraz doprowadzić do wykrycia przesłanek umożliwiających odbiorcy ogłoszenie upadłości.

PGNiG S.A. stosuje poniższe zabezpieczenia 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 podejmowane są z niektórymi odbiorcami negocjacje zmierzające do ustanowienia lub wzmocnienia zabezpieczenia wykonania umowy.

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

Podstawą podejmowania czynności windykacyjnych są „Wytyczne w sprawie zasad monitoringu i windykacji należności od odbiorców gazu/ropy/innych produktów” oraz „Procedura zarządzania należnościami odsetkowymi”. W trakcie czynności windykacyjnych wykorzystywane są instrumenty prawne oraz podejmowane czynności windykacyjne zmierzające do oceny poziomu zagrożenia i jego przyczyn. W tym względzie stosowane są standardowe sekwencje czynności windykacyjnych: wezwanie do zapłaty, rozmowa telefoniczna z odbiorcą, zawiadomienie oraz realizacja wstrzymania dostaw paliwa gazowego wraz z wypowiedzeniem umowy na podstawie art. 6 ust 3a Prawa Energetycznego. W ostateczności kierowane są powództwa do sądu oraz zgłoszenie odbiorcy do wpisu do Krajowego Rejestru 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, na jego wniosek zawierane są porozumienia o ratalnej spłacie zadłużenia oraz jednocześnie negocjowane wzmocnienie zabezpieczenia wykonania umowy.

Co do zasady aktualnie nie zawiera się porozumień o umorzeniu należności głównej i odsetek.

Wnioski odbiorców o umorzenie odsetek (przekraczające równowartość 5 000 EUR) kierowane są w trybie korporacyjnym do Rady Nadzorczej o uzyskanie zgody.

Na dzień 30 czerwca 2010 roku wartość należności przeterminowanych ujętych w sprawozdaniu z sytuacji finansowej Grupy, w przypadku których nie nastąpiła utrata wartości wynosiła 421.432 tysięcy złotych (550.168 tysięcy złotych na koniec 2009 roku).

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

Okres, jaki upłynął od terminu spłaty	30 czerwca 2010	31 grudnia 2009
do 1 miesiąca	234 579	417 986
od 1 do 3 miesięcy	158 109	101 394
od 3 miesięcy do 1 roku	25 103	23 032
od 1 roku do 5 lat	3 416	7 756
pow. 5 lat	225	-
Razem należności netto przeterminowane	421 432	550 168

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 zawiera transakcje lokacyjne. Ponadto, z wszystkimi bankami, w których lokuje środki finansowe, Grupa podpisała Umowy Ramowe, szczegółowo regulujące warunki zawierania i rozliczania wszelkich transakcji finansowych. Znaczące i długoterminowe nadwyżki płynnych środków pieniężnych w I półroczu 2010 roku Grupa lokowała w instrumenty wolne od ryzyka kredytowego o dużym stopniu płynności, w szczególności w bony skarbowe i obligacje emitowane przez Skarb Państwa. 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.

Ryzyko kredytowe z tytułu udzielonych gwarancji, na które narażona jest Grupa Kapitałowa zasadniczo ogranicza się do ryzyka defaultu banku, w którym Grupa zakupiła gwarancję. Jednakże banki, w których Grupa zakupiła gwarancje są instytucjami o uznanej renomie i wysokim ratingu, zatem prawdopodobieństwo wystąpienia defaultu i ryzyko związane z tym 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 wszystkimi współpracującymi bankami zawarte są Umowy Ramowe lub umowy ISDA regulujące szczegółowe zasady współpracy i określające kwoty progowe.

Dzięki wszystkim tym działaniom Grupa nie przewiduje poniesienia istotnych strat z tytułu ryzyka kredytowego.

Ryzyko rynkowe

Poprzez 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 (gaz, ropa naftowa).

Na dzień 30 czerwca 2010 roku Grupa posiadała instrument finansowy w postaci 4.000.001 akcji w spółce Zakłady Azotowe w Tarnowie-Mościcach S.A. notowanej na GPW w Warszawie, który był narażony na ryzyko zmian cen. Ze względu na to, że Spółka traktuje tą inwestycję jako inwestycję długoterminową a jednocześnie nie jest dostępny na rynku odpowiedni instrument zabezpieczający zmiany cen akcji tej spółki, Spółka nie zabezpieczała tego ryzyka. Zmiana wartości tego instrumentu, ujmowana bezpośrednio w kapitale własnym została przedstawiona w notcie 34.2.

Ryzyko walutowe

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

Część zobowiązań finansowych Grupy wobec instytucji finansowych w I półroczu 2010 roku była denominowana w EUR. Największą pozycję stanowił kredyt z linii kredytowej w wysokości 600 milionów EUR.

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 Jednostkę Dominującą działań zabezpieczających przed ryzykiem walutowym jest ochrona przed wahaniami kursów wymiany, które towarzyszą realizowanym w obcych walutach płatnościom za dostawy paliwa gazowego. Do zabezpieczenia swoich zobowiązań Spółka wykorzystuje transakcje forward oraz strategie opcyjne.

Ryzyko stopy procentowej

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

Ryzyko stopy procentowej, wynikające z udzielonych przez Grupę Kapitałową pożyczek nie było znaczące i Grupa nie zabezpieczała tego rodzaju ryzyka.

W I półroczu 2010 roku Jednostka Dominująca korzystała z linii kredytowej i na dzień 30 czerwca 2010 roku wykorzystana wartość wynosiła 1.600 milionów złotych. Kredyt jest oparty o zmienną stopę WIBOR 1M plus marża bankowa. Ryzyko stopy procentowej związanej z tym kredytem jest minimalne i nie jest zabezpieczone. Ryzyko stopy procentowej, wynikające z zaciągniętych kredytów przez spółki zależne z Grupy Kapitałowej nie było znaczące i Grupa nie zabezpieczała tego rodzaju ryzyka.

Jednostka Dominująca wycenia ryzyko rynkowe (walutowe i stopy procentowej) codziennie monitorując wartość VAR. VAR (value at risk) czyli wartość zagrożona oznacza, że maksymalna strata z tytułu zmiany wartości rynkowej (godziwej) z określonym prawdopodobieństwem (np. 99 proc.) nie będzie większa niż ta wartość w okresie kolejnych n dni roboczych. VAR szacowany jest metodą wariancji – kowariancji przy użyciu systemu SAP.

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 produktów ropopochodnych na światowych giełdach paliwowych. W niektórych kontraktach formuła wyliczenia ceny zakupu paliwa gazowego ogranicza zmienność poprzez zastosowanie średnioważonych cen z poprzednich miesięcy.

Jednostka Dominująca w I półroczu 2010 roku rozpoczęła szczegółową identyfikację i zaczęła zabezpieczać ten rodzaj ryzyka.

Aktualnie zostały zidentyfikowane następujące rodzaje ryzyk, które uwzględniono w ekspozycji netto (czyli faktycznej wartości narażonej na ryzyko w Grupie):

- Ryzyko zakupu cen gazu w kontraktach długoterminowych lub cenach spotowych,
- Ryzyko związane z wydobyciem krajowym ropy naftowej,
- Ryzyko związane z wydobyciem krajowym gazu,
- Ryzyko ustalenia stałej ceny sprzedaży – zatwierdzonej w taryfie gazowej.

Grupa zabezpieczała ten rodzaj ryzyka poprzez hedging naturalny oraz zakup swapów towarowych fix/float jak również poprzez zakup azjatyckich opcji towarowych call z europejskim sposobem rozliczenia.

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. Poziomą płynność jest kontrolowany poprzez przygotowywanie prognozy przepływów pieniężnych obejmującej okres co najmniej 12 miesięcy i aktualizowany cyklicznie 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 Spółkę. Równie istotnym zagrożeniem może być strukturalna nadpłynność, która niekorzystnie wpływa na rentowność prowadzonej przez Grupę działalności.

Grupa Kapitałowa na bieżąco kontroluje i planuje poziom swojej płynności finansowej. Zabezpieczając się przed ryzykiem płynności Grupa na koniec 30 czerwca 2010 roku miała podpisane umowy na linie kredytowe do wysokości 2.874.242 tysięcy złotych (2.830.600 tysięcy złotych na koniec 2009 roku). Bardziej szczegółowe informacje na ten temat zostały przedstawione w notcie 27.1.

Na dzień 30 czerwca 2010 roku Jednostka Dominująca wykorzystywała linię kredytową na 600 milionów EUR w wysokości 399,79 milionów EUR (1.600 milionów złotych). Pozostałe spółki z Grupy wykorzystywały swoje linie kredytowe w I połowie 2010 roku na poziomie ponad dwukrotnie wyższym w porównaniu do końca 2009 roku.

Aby nie wykazywać nadpłynności, Grupa Kapitałowa nadwyżki środków finansowych lokuje przede wszystkim w rentowne papiery emitowane przez Skarb Państwa oraz deponuje w bankach o uznanej renomie.

Ryzyko płynności regulowane jest przez Procedurę zarządzania płynnością w PGNiG S.A. Procedura została wdrożona do zastosowania przez wszystkie komórki organizacyjne firmy i usystematyzowała działania zapewniające prawidłowe zarządzanie płynnością finansową Spółki, 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 2010	Zobowiązania z tytułu otrzymanych kredytów i pożyczek	Zobowiązania z tytułu leasingu finansowego	Zobowiązania handlowe	Razem wydatki
do 1 roku	1 703 496	31 944	2 987 482	4 722 922
od 1 roku do 5 lat	1 800	70 382	15 579	87 761
pow. 5 lat	-	-	2 629	2 629
Razem	1 705 296	102 326	3 005 690	4 813 312

31 grudnia 2009	Zobowiązania z tytułu otrzymanych kredytów i pożyczek	Zobowiązania z tytułu leasingu finansowego	Zobowiązania handlowe	Razem wydatki
do 1 roku	1 954 883	31 285	2 733 417	4 719 585
od 1 roku do 5 lat	2 000	46 194	16 017	64 211
pow. 5 lat	-	-	2 629	2 629
Razem	1 956 883	77 479	2 752 063	4 786 425

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 instrumentów pochodnych.

	wartość księgowa netto na dzień 30 czerwca 2010	kontraktowe przepływy pieniężne, z tego:	do 1 roku	od 1 roku do 5 lat	powyżej 5 lat
-transakcje zamiany stóp procentowych (IRS) oraz forwardy użyte w celu zabezpieczenia ryzyka	(311 290)	(382 288)	(230 587)	(151 701)	-
- wpływy	-	1 812 181	1 219 631	592 550	-
- wypływy	-	(2 194 469)	(1 450 218)	(744 251)	-
- transakcje forward	(3 552)	(2 397)	(2 397)	-	-
- wpływy	-	237 723	237 723	-	-
- wypływy	-	(240 120)	(240 120)	-	-
- opcje walutowe**	65 577	-	-	-	-
- wpływy	-	-	-	-	-
- wypływy	-	-	-	-	-
- opcje towarowe**	2 800	-	-	-	-
- wpływy	-	-	-	-	-
- wypływy	-	-	-	-	-
- swapy towarowe***	3 753	-	-	-	-
- wpływy	-	-	-	-	-
- wypływy	-	-	-	-	-
- zapłacone premie od opcji	63 193	-	-	-	-
Razem	(179 519)	(384 685)	(232 984)	(151 701)	-

	Wartość księgowa netto na dzień 31 grudnia 2009*	kontraktowe przepływy pieniężne, z tego:	do 1 roku	od 1 roku do 5 lat	powyżej 5 lat
-transakcje zamiany stóp procentowych (IRS) oraz forwardy użyte w celu zabezpieczenia ryzyka	(254 586)	(246 735)	558	(247 293)	-
- wpływy	-	1 859 021	98 030	1 760 991	-
- wypływy	-	(2 105 756)	(97 472)	(2 008 284)	-
- opcje walutowe**	(13 778)	-	-	-	-
- wpływy	-	-	-	-	-
- wypływy	-	-	-	-	-
- zapłacone premie od opcji	25 938	-	-	-	-
Razem	(242 426)	(246 735)	558	(247 293)	-

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

** W przypadku opcji walutowych ze względu na ich opcyjny charakter czyli uwarunkowanie wystąpienia przepływu pieniężnego w zależności od poziomu kursów walutowych w momencie realizacji opcji na rynku, nie przedstawiono przepływów.

***Swapy bez dostawy, rozliczenie przez różnicę do średniej.

Grupa Kapitałowa nie zidentyfikowała innych istotnych ryzyk w swojej codziennej działalności.

Polityka Zarządzania Ryzykiem

W celu efektywnego zarządzania ryzykiem finansowym Zarząd Jednostki Dominującej przyjął w dniu 17 lutego 2003 roku do realizacji „Politykę zarządzania ryzykiem finansowym w PGNiG S.A.” określającą podział kompetencji i zadań pomiędzy poszczególne jednostki organizacyjne firmy w procesie zarządzania i kontroli ryzyka finansowego.

Za zarządzanie ryzykiem finansowym w Jednostce Dominującej i przestrzeganie przyjętej polityki w tym zakresie odpowiada Zarząd, natomiast konkretne obowiązki związane z procesem zarządzania ryzykiem spoczywają na poszczególnych jednostkach organizacyjnych.

Za przestrzeganie „Polityki zarządzania ryzykiem finansowym w PGNiG S.A.” oraz jej okresową aktualizację odpowiadają:

1. Komitet Ryzyka, który przedstawia propozycje zasad oraz który na bieżąco ocenia, czy polityka dotycząca ryzyka jest odpowiednia i wprowadza konieczne modyfikacje;
2. Zarząd, który formalnie zatwierdza politykę.

Analiza wrażliwości

Do ustalenia racjonalnego zakresu zamian, jakie mogą wystąpić na poszczególnych czynnikach ryzyka walutowego oraz stopy procentowej Spółka wykorzystwała poziom zmienności (volatility) rynkowej (implikowanej) dla okresu półrocznego i przyjęła średnią wartość 15% dla analizy wrażliwości na koniec czerwca 2010 roku dla kursów walut (na koniec 2009 roku była przyjęta zmienność również na poziomie 15%). Okres półroczny odpowiada częstotliwości, z jaką PGNiG S.A. ujawnia wrażliwość instrumentów finansowych w sprawozdaniach Spółki.

Przeprowadzając analizę wrażliwości na ryzyko walutowe na dzień 30 czerwca 2010 roku obserwuje się, że zysk netto byłby o 256,24 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 265,23 milionów złotych z powodu umocnienia NOK i o 0,42 milionów złotych z powodu umocnienia pozostałych walut, przy jednoczesnym wzroście o 6,87 milionów złotych z powodu umocnienia EUR i wzroście o 2,55 milionów złotych z powodu umocnienia USD).

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

W przypadku gdyby pożyczka została ujęta w sprawozdaniu z sytuacji finansowej (tak jak w sprawozdaniu jednostkowym) 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).

Ujemny wpływ na wynik instrumentów finansowych w walucie NOK zostałby nieznacznie osłabiony przez wzrost dodatniej części wartości godziwej pochodnych instrumentów finansowych na walucie USD i EUR oraz wyceny aktywów w tych walutach.

Z powodu wzrostu kursu o 15% nastąpiłby wzrost dodatniej części wartości godziwej pochodnych instrumentów finansowych na walucie USD i EUR oraz wzrost ujemnych różnic kursowych na walutach EUR i USD od zobowiązań z tytułu dostaw i usług.

Zysk netto na dzień 30 czerwca 2010 roku byłby o 297,02 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 265,23 milionów złotych z powodu osłabienia NOK, wzrost o 29,92 milionów złotych z powodu osłabienia USD, wzrost o 1,44 milionów złotych z powodu osłabienia EUR i o 0,42 milionów złotych z powodu osłabienia się pozostałych walut). Dodatni wynik byłby przede wszystkim rezultatem wzrostu dodatniej części wartości godziwej pochodnych instrumentów finansowych (dodatnia wartość godziwa transakcji swap w NOK). Dodatni wynik byłby w nieznacznym stopniu osłabiony przez spadek dodatniej części wartości godziwej pochodnych instrumentów finansowych dla waluty USD zabezpieczających zobowiązania i wydatki z tytułu zakupów paliwa gazowego.

Przeprowadzając analizę wrażliwości na ryzyko walutowe na dzień 31 grudnia 2009 roku obserwuje się, że zysk netto byłby o 245,15 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 234,56 milionów złotych z powodu umocnienia NOK i o 16,7 milionów złotych z powodu umocnienia USD, przy jednoczesnym wzroście o 6,32 milionów złotych z powodu umocnienia EUR i wzroście o 0,21 milionów złotych z powodu umocnienia pozostałych walut).

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

W przypadku gdyby pożyczka została ujęta w sprawozdaniu z sytuacji finansowej (tak jak w sprawozdaniu jednostkowym) 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).

Ujemny wpływ na wynik instrumentów finansowych w walucie NOK zostałby nieznacznie osłabiony przez wzrost dodatniej części wartości godziwej pochodnych instrumentów finansowych na walucie USD i EUR oraz wyceny aktywów w tych walutach.

Z powodu wzrostu kursu o 15% nastąpiłby wzrost dodatniej części wartości godziwej pochodnych instrumentów finansowych na walucie USD oraz wzrost ujemnych różnic kursowych na walutach EUR i USD od zobowiązań z tytułu dostaw i usług i nieznaczny wzrost ujemnej wyceny instrumentów pochodnych na walucie EUR.

Zysk netto na dzień 31 grudnia 2009 roku byłby o 247,22 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 234,56 milionów złotych z powodu osłabienia NOK i o 21,17 milionów złotych z powodu osłabienia USD przy jednoczesnym spadku o 8,72 milionów złotych z powodu osłabienia EUR i o 0,21 milionów złotych z powodu osłabienia się pozostałych walut). Dodatni wynik byłby przede wszystkim rezultatem wzrostu dodatniej części wartości godziwej pochodnych instrumentów finansowych (dodatnia wartość godziwa transakcji swap w NOK). Dodatni wynik byłby w nieznacznym stopniu osłabiony przez spadek dodatniej części wartości godziwej pochodnych instrumentów finansowych dla waluty USD zabezpieczających zobowiązania i wydatki z tytułu zakupów paliwa gazowego.

Na następnych stronach zostały przedstawione szczegółowe zestawienia analizy wrażliwości instrumentów finansowych w walucie w Grupie na zmiany kursów walutowych, odpowiednio dla I półrocza 2010 roku i dla 2009 roku.

Analiza wrażliwości instrumentów finansowych w walutach obcych na zmiany kursów walut

	Wartość księgowa netto na 30 czerwca 2010					Ryzyko walutowe			
	Zmian kursu o:					-15%			
	15%		-15%			15%		-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**	13 819	-	-	-	-	-	-	-	-
Inne aktywa finansowe	190	26	3	-	-	(26)	(3)	-	-
Należności z tytułu dostaw i usług oraz pozostałe należności	495 750	4 264	14 645	50 466	4 987	(4 264)	(14 645)	(50 466)	(4 987)
Aktywa finansowe przeznaczone do obrotu	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Aktywa z tytułu pochodnych instrumentów finansowych*	129 569	13 310	73 244	-	-	(3 050)	(33 156)	341 367	-
Środki pieniężne i ich ekwiwalenty	105 875	6 952	3 438	3 183	2 307	(6 952)	(3 438)	(3 183)	(2 307)
Wpływ na aktywa finansowe przed opodatkowaniem		24 552	91 330	53 649	7 294	(14 292)	(51 242)	287 718	(7 294)
Podatek 19%		(4 665)	(17 353)	(10 193)	(1 386)	2 715	9 736	(54 666)	1 386
Wpływ na aktywa finansowe po opodatkowaniu		19 887	73 977	43 456	5 908	(11 577)	(41 506)	233 052	(5 908)
<i>razem waluty</i>									
		143 228				174 061			
Zobowiązania finansowe									
Kredyty, pożyczki i papiery dłużne (w tym leasing finansowy)	75 280	11	8 075	-	3 205	(11)	(8 075)	-	(3 205)
Zobowiązania z tytułu dostaw i usług oraz inne zobowiązania	936 759	16 063	80 109	39 728	4 614	(16 063)	(80 109)	(39 728)	(4 614)
Zobowiązania z tytułu pochodnych instrumentów finansowych*	315 641	-	-	341 367	-	-	-	-	-
Wpływ na zobowiązania finansowe przed opodatkowaniem		16 074	88 184	381 095	7 819	(16 074)	(88 184)	(39 728)	(7 819)
Podatek 19%	-	(3 054)	(16 755)	(72 408)	(1 486)	3 054	16 755	7 548	1 486
Wpływ na zobowiązania finansowe po opodatkowaniu		13 020	71 429	308 687	6 333	(13 020)	(71 429)	(32 180)	(6 333)
<i>razem waluty</i>									
		399 469				(122 962)			
Razem zwiększenie/zmniejszenie									
		6 867	2 548	(265 231)	(425)	1 443	29 923	265 232	425
razem waluty		(256 241)				297 023			
Kursy walutowe na dzień bilansowy i ich zmiana:									
kurs EUR/PLN	4,1458	4,7677	4,1458	4,1458	4,1458	3,5239	4,1458	4,1458	4,1458
kurs USD/PLN	3,3946	3,3946	3,9038	3,3946	3,3946	3,3946	2,8854	3,3946	3,3946
kurs NOK/PLN	0,5220	0,5220	0,5220	0,6003	0,5220	0,5220	0,5220	0,4437	0,5220

*W przypadku pochodnych instrumentów finansowych w tabeli został przedstawiony jedynie wpływ zmiany kursów na rachunek zysków i strat. W związku z wprowadzeniem z dniem 1 kwietnia 2009 roku w Jednostce Dominującej rachunkowości zabezpieczeń część zmiany pochodnych instrumentów finansowych będzie wpływać bezpośrednio na kapitały. W przypadku zmiany kursów walut o +15% kapitały zwiększyłyby się o kwotę 199.228 tysięcy złotych (161.375 tysięcy złotych po opodatkowaniu). Natomiast w przypadku zmiany kursów o -15% kapitały zostałyby zmniejszone o kwotę 83.597 tysięcy złotych (67.714 tysięcy złotych po opodatkowaniu).

** Pozycja ta zawiera udziały i akcje, które Grupa od 2009 roku prezentuje w wartościach historycznych. W związku z tym zmiana kursów walut nie będzie miała wpływu na wycenę tych aktywów i wpływu na wynik okresu.

Grupa Kapitałowa PGNiG
 Śródroczne Skonsolidowane Sprawozdanie Finansowe za okres 6 miesięcy zakończony 30 czerwca 2010 roku
 (w tysiącach złotych)

	Wartość księgowa netto na 31 grudnia 2009									
	Zmian kursu o: 15%					-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**	13 819	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Inne aktywa finansowe	167	23	2	-	-	(23)	(2)	-	-	-
Należności z tytułu dostaw i usług oraz pozostałe należności	315 160	19 063	8 926	13 729	5 555	(19 063)	(8 926)	(13 729)	(5 555)	-
Aktywa finansowe przeznaczone do obrotu	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Aktywa z tytułu pochodnych instrumentów finansowych*	18 002	-	26 579	-	-	(1 821)	(21 063)	302 572	-	-
Środki pieniężne i ich ekwiwalenty	291 372	6 510	7 954	27 541	1 701	(6 510)	(7 954)	(27 541)	(1 701)	-
Wpływ na aktywa finansowe przed opodatkowaniem	25 596	43 461	41 270	7 256	7 256	(27 417)	(37 945)	261 302	(7 256)	
Podatek 19%		(4 863)	(8 258)	(7 841)	(1 379)	5 209	7 210	(49 647)	1 379	
Wpływ na aktywa finansowe po opodatkowaniu	20 733	35 203	33 429	5 877	5 877	(22 208)	(30 735)	211 655	(5 877)	
<i>razem waluty</i>			95 242					152 835		
Zobowiązania finansowe										
Kredyty, pożyczki i papiery dłużne (w tym leasing finansowy)	32 833	103	1 110	-	3 711	(103)	(1 110)	-	(3 711)	
Zobowiązania z tytułu dostaw i usług oraz inne zobowiązania	744 009	16 546	62 970	28 279	3 807	(16 546)	(62 970)	(28 279)	(3 807)	
Zobowiązania z tytułu pochodnych instrumentów finansowych*	260 428	1 143	-	302 572	-	-	-	-	-	
Wpływ na zobowiązania finansowe przed opodatkowaniem	17 792	64 080	330 851	7 518	7 518	(16 649)	(64 080)	(28 279)	(7 518)	
Podatek 19%	-	(3 381)	(12 175)	(62 862)	(1 428)	3 163	12 175	5 373	1 428	
Wpływ na zobowiązania finansowe po opodatkowaniu	14 411	51 905	267 989	6 090	6 090	(13 486)	(51 905)	(22 906)	(6 090)	
<i>razem waluty</i>			340 395					(94 387)		
Razem zwiększenie/zmniejszenie	6 322	(16 702)	(234 560)	(213)	(213)	(8 722)	21 170	234 561	213	
<i>razem waluty</i>			(245 153)					247 222		
Kursy walutowe na dzień bilansowy i ich zmiana:										
kurs EUR/PLN	4,1082	0,0000	4,1082	4,1082	4,1082	0,0000	4,1082	4,1082	4,1082	
kurs USD/PLN	2,8503	2,8503	0,0000	2,8503	2,8503	2,8503	0,0000	2,8503	2,8503	
kurs NOK/PLN	0,4946	0,4946	0,4946	0,0000	0,4946	0,4946	0,4946	0,0000	0,4946	

*W przypadku pochodnych instrumentów finansowych w tabeli został przedstawiony jedynie wpływ zmiany kursów na rachunek zysków i strat. W związku z wprowadzeniem z dniem 1 kwietnia 2009 roku w Jednostce Dominującej rachunkowości zabezpieczeń część zmiany pochodnych instrumentów finansowych będzie wpływać bezpośrednio na kapitały. W przypadku zmiany kursów walut o +15% kapitały zwiększyłyby się o kwotę 86.869 tysięcy złotych (70.364 tysiące złotych po opodatkowaniu). Natomiast w przypadku zmiany kursów o -15% kapitały zostałyby zmniejszone o kwotę 61.842 tysięcy złotych (50.092 tysiące złotych po opodatkowaniu).

** Pozycja ta zawiera udziały i akcje, które Grupa od końca 2009 roku prezentuje w wartościach historycznych. W związku z tym zmiana kursów walut nie będzie miała wpływu na wycenę tych aktywów i wpływu na wynik okresu.

Grupa zbadała wrażliwość pochodnych instrumentów finansowych dla towarowych transakcji na surowcach energetycznych. Dla analizy wrażliwości za I półrocze 2010 roku przyjęto 35% zmienność dla tego typu instrumentów (w poprzednich okresach w związku z nieposiadaniem tego typu transakcji pochodnych nie przeprowadzono analizy wrażliwości).

W poniższej tabeli została zaprezentowana analiza wrażliwości dla towarowych transakcji na surowcach energetycznych na zmiany cen dla I półrocza 2010 roku.

	Wartość bilansowa na 30 czerwca 2010	Ryzyko cenowe			
		35%		-35%	
		Zmian ceny o:			
		Gasoil	Fueloil	Gasoil	Fueloil
Aktywa finansowe					
Aktywa z tytułu pochodnych instrumentów finansowych dla towarowych transakcji na surowcach energetycznych	8 421	23 606	22 227	(1 361)	(730)
Wpływ na aktywa finansowe przed opodatkowaniem		23 606	22 227	(1 361)	(730)
Podatek 19%		(4 485)	(4 223)	259	139
Wpływ na aktywa finansowe po opodatkowaniu		19 121	18 004	(1 102)	(591)
<i>razem towary</i>		<i>37 125</i>		<i>(1 693)</i>	
Zobowiązania finansowe					
Zobowiązania z tytułu pochodnych instrumentów finansowych dla towarowych transakcji na surowcach energetycznych	1 868	-	-	-	-
Wpływ na zobowiązania finansowe przed opodatkowaniem		-	-	-	-
Podatek 19%		-	-	-	-
Wpływ na zobowiązania finansowe po opodatkowaniu		-	-	-	-
<i>razem towary</i>		<i>-</i>		<i>-</i>	
Razem zwiększenie/zmniejszenie		19 121	18 004	(1 102)	(591)
<i>razem towary</i>		<i>37 125</i>		<i>(1 693)</i>	

W powyższej tabeli został przedstawiony jedynie wpływ zmiany cen na rachunek zysków i strat. Część zmiany pochodnych instrumentów finansowych dla towarowych transakcji na surowcach energetycznych będzie wpływać bezpośrednio na kapitały. W przypadku zmiany cen o +35% kapitały zwiększyłyby się o kwotę 104,427 tysięcy złotych (84.586 tysięcy złotych po opodatkowaniu). Natomiast w przypadku zmiany cen o -35% kapitały zostałyby zmniejszone o kwotę 68.848 tysięcy złotych (55.767 tysięcy złotych po opodatkowaniu).

Grupa zbadała wrażliwość instrumentów finansowych z tytułu udzielonych pożyczek, zaciągniętych kredytów oraz zobowiązań leasingowych o zmiennej stopie. Do ustalenia racjonalnego zakresu zmian, jakie mogą wystąpić na poszczególnych czynnikach ryzyka stopy procentowej Grupa przyjmuje średnie wartości, o które nastąpiły zmiany stóp procentowych w okresie ostatniego roku (z wyłączeniem stóp procentowych, na których nie zanotowano zmiany). Średni zakres zmiany stóp przyjętych do analizy wrażliwości stopy procentowej przyjęto na poziomie +/-100 punktów bazowych dla I półrocza 2010 roku (dla 2009 roku zmienność była ustalona na +/-200 punktów bazowych).

Na dzień 30 czerwca 2010 roku wrażliwość zobowiązań z tytułu kredytów oraz leasingu, opartych o zmienną stopę, na zmianę stóp procentowych o +/-100 punktów bazowych wyniosła +/- 18,01 milionów złotych.

Na dzień 31 grudnia 2009 roku wrażliwość zobowiązań z tytułu kredytów oraz leasingu opartych o zmienną stopę, na zmianę stóp procentowych o +/-200 punktów bazowych wyniosła +/- 40,56 milionów złotych.

Analiza wrażliwości instrumentów finansowych na zmiany stopy procentowej

	<i>wartość księgowa netto</i>		
	<i>zmiana o:</i>		
	<i>stan na 30.06.2010</i>	+100 bp	-100 bp
Otrzymane kredyty	1 705 296	17 053	(17 053)
Zobowiązania leasingowe	95 951	960	(960)
Razem	1 801 247	18 013	(18 013)

	<i>wartość księgowa netto</i>		
	<i>zmiana o:</i>		
	<i>stan na 31.12.2009</i>	+200 bp	-200 bp
Otrzymane kredyty	1 956 883	39 138	(39 138)
Zobowiązania leasingowe	71 280	1 426	(1 426)
Razem	2 028 163	40 564	(40 564)

35. INSTRUMENTY POCHODNE

Metody wyceny instrumentów pochodnych

Zgodnie z Międzynarodowymi Standardami Sprawozdawczości Finansowej Jednostka Dominująca wykazuje w sprawozdaniu finansowym wycenę wszystkich instrumentów pochodnych wyliczoną w wartości godziwej.

Na dzień 30 czerwca 2010 roku Jednostka Dominująca posiadała 3 rodzaje instrumentów pochodnych: Currency Basis Swap, zakupione opcje Call oraz tzw. strategię risk reversal (zakupione opcje walutowe Call i sprzedane opcje Put).

Do zabezpieczania ryzyka cen paliwa gazowego Jednostka Dominująca wykorzystywała 2 rodzaje instrumentów pochodnych: swapy towarowe fix/float oraz azjatyckie opcje towarowe call z europejskim sposobem rozliczenia.

Wycena do wartości godziwej opcji Call i Put została przeprowadzona wg modelu Garmana-Kohlhagena, do wyceny opcji towarowych stosowany jest analityczny model Turnbulla-Wakemana, bazujący na rozwinięciu Edgewortha.

Instrumenty pochodne wycenione zostały przy użyciu danych rynkowych: stóp procentowych, kursów walutowych i zmienności (volatility), z dnia 30 czerwca 2010 roku.

Wycena do wartości godziwej została przeprowadzona przy użyciu aplikacji Exante.

Rachunkowość zabezpieczeń

Jednostka Dominująca z dniem 1 kwietnia 2009 roku rozpoczęła stosowanie rachunkowości zabezpieczeń przepływów pieniężnych dla transakcji walutowych a od dnia 1 czerwca 2010 roku stosuje rachunkowość zabezpieczeń przepływów pieniężnych dla transakcji towarowych. Szczegółowe zasady zostały przedstawione w nocie 2.3.13.

Instrumenty pochodne

Instrument zabezpieczany	Wartość nominalna w walucie	Data zawarcia zabezpieczenia	Data wymagalności	Cena lub przedział ceny realizacji instrumentu	Wycena do wartości godziwej instrumentu	
					30 czerwca 2010	31 grudnia 2009
Cross Currency Rate Swap						
PGNiG Norway pożyczka	300 mln NOK	8 listopad 2007	17 styczeń 2011	0,4686	(17 697)	(13 119)
PGNiG Norway pożyczka	300 mln NOK	12 listopad 2007	17 styczeń 2011	0,4627	(19 451)	(14 979)
PGNiG Norway pożyczka	300 mln NOK	15 listopad 2007	17 styczeń 2011	0,4596	(20 403)	(15 939)
PGNiG Norway pożyczka	300 mln NOK	19 listopad 2007	17 styczeń 2011	0,4534	(22 306)	(17 859)
PGNiG Norway pożyczka	300 mln NOK	22 listopad 2007	17 styczeń 2011	0,4588	(20 648)	(16 187)
PGNiG Norway pożyczka	300 mln NOK	30 listopad 2007	17 styczeń 2011	0,4461	(24 599)	(20 091)
PGNiG Norway pożyczka	344 mln NOK	18 styczeń 2008	17 styczeń 2011	0,4530	(25 668)	(20 539)
PGNiG Norway pożyczka	344 mln NOK	18 styczeń 2008	17 styczeń 2011	0,4530	(25 677)	(20 554)
PGNiG Norway pożyczka	330 mln NOK	12 styczeń 2009	16 styczeń 2012	0,4300	(35 503)	(30 620)
PGNiG Norway pożyczka	330 mln NOK	12 styczeń 2009	16 styczeń 2012	0,4300	(35 648)	(30 803)
PGNiG Norway pożyczka	330 mln NOK	13 styczeń 2009	16 styczeń 2012	0,4380	(32 571)	(27 616)
PGNiG Norway pożyczka	322 mln NOK	13 styczeń 2009	16 styczeń 2012	0,4400	(31 119)	(26 280)
					(311 290)	(254 586)
Opcje call						
Płatności za gaz	10 mln USD	16 lipiec 2009	8 styczeń 2010	3,6000	-	-
Płatności za gaz	10 mln USD	16 lipiec 2009	8 styczeń 2010	3,6000	-	-
Płatności za gaz	5 mln EUR	20 lipiec 2009	8 styczeń 2010	4,6000	-	-
Płatności za gaz	10 mln USD	20 lipiec 2009	8 styczeń 2010	3,6000	-	-
Płatności za gaz	10 mln USD	24 lipiec 2009	19 styczeń 2010	3,5500	-	-
Płatności za gaz	10 mln USD	28 lipiec 2009	19 styczeń 2010	3,5000	-	-
Płatności za gaz	10 mln USD	31 lipiec 2009	19 styczeń 2010	3,3000	-	1
Płatności za gaz	10 mln USD	3 sierpień 2009	10 luty 2010	3,3000	-	41
Płatności za gaz	10 mln USD	3 sierpień 2009	8 styczeń 2010	3,2000	-	-
Płatności za gaz	5 mln EUR	4 sierpień 2009	10 luty 2010	4,4000	-	77

Grupa Kapitałowa PGNiG
Śródroczne Skonsolidowane Sprawozdanie Finansowe za okres 6 miesięcy zakończony 30 czerwca 2010 roku
(w tysiącach złotych)

Instrumenty pochodne cd.

Instrument zabezpieczany	Wartość nominalna w walucie	Data zawarcia zabezpieczenia	Data wymagalności	Cena lub przedział ceny realizacji instrumentu	Wycena do wartości godziwej instrumentu	
					30 czerwca 2010	31 grudnia 2009
Płatności za gaz	10 mln USD	13 sierpień 2009	10 luty 2010	3,3000	-	41
Płatności za gaz	10 mln USD	20 sierpień 2009	19 styczeń 2010	3,4000	-	-
Płatności za gaz	10 mln USD	21 sierpień 2009	19 luty 2010	3,4000	-	34
Płatności za gaz	10 mln USD	21 sierpień 2009	10 luty 2010	3,4000	-	18
Płatności za gaz	10 mln USD	25 sierpień 2009	8 styczeń 2010	3,3000	-	-
Płatności za gaz	10 mln USD	7 wrzesień 2009	10 marzec 2010	3,3000	-	131
Płatności za gaz	10 mln USD	8 wrzesień 2009	10 luty 2010	3,3000	-	41
Płatności za gaz	10 mln USD	8 wrzesień 2009	10 marzec 2010	3,3300	-	113
Płatności za gaz	10 mln USD	9 wrzesień 2009	10 luty 2010	3,2000	-	85
Płatności za gaz	10 mln USD	10 wrzesień 2009	19 luty 2010	3,3300	-	55
Płatności za gaz	10 mln USD	14 wrzesień 2009	19 luty 2010	3,4000	-	34
Płatności za gaz	10 mln USD	14 wrzesień 2009	19 luty 2010	3,3000	-	68
Płatności za gaz	10 mln USD	15 wrzesień 2009	19 luty 2010	3,3000	-	68
Płatności za gaz	10 mln USD	15 wrzesień 2009	10 marzec 2010	3,3000	-	131
Płatności za gaz	10 mln USD	16 wrzesień 2009	19 marzec 2010	3,3000	-	166
Płatności za gaz	10 mln USD	17 wrzesień 2009	19 marzec 2010	3,2800	-	181
Płatności za gaz	10 mln USD	21 wrzesień 2009	19 marzec 2010	3,2500	-	205
Płatności za gaz	10 mln USD	21 wrzesień 2009	10 marzec 2010	3,2500	-	166
Płatności za gaz	10 mln USD	1 października 2009	10 marzec 2010	3,2500	-	166
Płatności za gaz	10 mln USD	5 października 2009	19 styczeń 2010	3,2000	-	4
Płatności za gaz	10 mln USD	5 października 2009	19 styczeń 2010	3,2000	-	4
Płatności za gaz	10 mln USD	6 października 2009	8 styczeń 2010	3,1000	-	-
Płatności za gaz	10 mln USD	12 października 2009	19 marzec 2010	3,2500	-	205
Płatności za gaz	10 mln USD	12 października 2009	8 styczeń 2010	3,1200	-	-
Płatności za gaz	10 mln USD	13 października 2009	8 styczeń 2010	3,1000	-	-
Płatności za gaz	10 mln USD	14 października 2009	8 styczeń 2010	3,0800	-	1
Płatności za gaz	5 mln EUR	14 października 2009	10 marzec 2010	4,5000	-	106
Płatności za gaz	10 mln USD	15 października 2009	19 styczeń 2010	3,0500	-	44
Płatności za gaz	10 mln USD	20 października 2009	9 kwiecień 2010	3,2700	-	280
Płatności za gaz	7 mln EUR	20 października 2009	19 styczeń 2010	4,4000	-	13
Płatności za gaz	6 mln EUR	21 października 2009	19 luty 2010	4,4000	-	124
Płatności za gaz	10 mln USD	23 października 2009	9 kwiecień 2010	3,2700	-	280
Płatności za gaz	10 mln USD	26 października 2009	10 luty 2010	3,0500	-	221
Płatności za gaz	10 mln USD	2 listopada 2009	10 luty 2010	3,1000	-	164
Płatności za gaz	10 mln USD	2 listopada 2009	19 luty 2010	3,1000	-	216
Płatności za gaz	10 mln USD	4 listopada 2009	19 luty 2010	3,1200	-	194
Płatności za gaz	10 mln USD	5 listopada 2009	19 marzec 2010	3,1700	-	283
Płatności za gaz	10 mln USD	5 listopada 2009	20 kwiecień 2010	3,2000	-	395
Płatności za gaz	10 mln USD	6 listopada 2009	20 kwiecień 2010	3,3500	-	247
Płatności za gaz	10 mln USD	6 listopada 2009	10 maj 2010	3,3500	-	319
Płatności za gaz	10 mln USD	9 listopada 2009	20 kwiecień 2010	3,3000	-	289
Płatności za gaz	10 mln USD	9 listopada 2009	10 maj 2010	3,3000	-	366
Płatności za gaz	10 mln USD	9 listopada 2009	19 luty 2010	3,0000	-	364
Płatności za gaz	10 mln USD	10 listopada 2009	10 marzec 2010	3,0500	-	398
Płatności za gaz	6 mln EUR	10 listopada 2009	9 kwiecień 2010	4,4000	-	288
Płatności za gaz	6 mln EUR	12 listopada 2009	10 maj 2010	4,3800	-	400
Płatności za gaz	10 mln USD	12 listopada 2009	10 maj 2010	3,2500	-	421
Płatności za gaz	10 mln USD	13 listopada 2009	9 kwiecień 2010	3,2000	-	353
Płatności za gaz	10 mln USD	18 listopada 2009	9 kwiecień 2010	3,2000	-	353
Płatności za gaz	10 mln USD	23 listopada 2009	20 kwiecień 2010	3,2000	-	395
Płatności za gaz	10 mln USD	23 listopada 2009	20 maj 2010	3,2000	-	534
Płatności za gaz	10 mln USD	23 listopada 2009	20 maj 2010	3,2300	-	493
Płatności za gaz	10 mln USD	23 listopada 2009	20 maj 2010	3,0500	-	814
Płatności za gaz	10 mln USD	25 listopada 2009	10 luty 2010	2,9500	-	400
Płatności za gaz	10 mln USD	25 listopada 2009	9 kwiecień 2010	3,0000	-	701
Płatności za gaz	10 mln USD	25 listopada 2009	10 maj 2010	3,0500	-	750
Płatności za gaz	10 mln USD	1 grudnia 2009	20 maj 2010	3,2000	-	534
Płatności za gaz	10 mln USD	2 grudnia 2009	10 czerwiec 2010	3,2100	-	604
Płatności za gaz	10 mln USD	2 grudnia 2009	19 marzec 2010	2,9900	-	583
Płatności za gaz	10 mln USD	2 grudnia 2009	19 marzec 2010	2,9900	-	583

Grupa Kapitałowa PGNiG
Śródroczne Skonsolidowane Sprawozdanie Finansowe za okres 6 miesięcy zakończony 30 czerwca 2010 roku
(w tysiącach złotych)

Instrumenty pochodne cd.

Instrument zabezpieczany	Wartość nominalna w walucie	Data zawarcia zabezpieczenia	Data wymagalności	Cena lub przedział ceny realizacji instrumentu	Wycena do wartości godziwej instrumentu	
					30 czerwca 2010	31 grudnia 2009
Płatności za gaz	10 mln USD	2 grudzień 2009	10 maj 2010	3,0500	-	750
Płatności za gaz	10 mln USD	3 grudzień 2009	10 marzec 2010	2,9500	-	626
Płatności za gaz	10 mln USD	3 grudzień 2009	18 czerwiec 2010	3,2100	-	636
Płatności za gaz	7 mln EUR	3 grudzień 2009	19 marzec 2010	4,2700	-	412
Płatności za gaz	10 mln USD	8 grudzień 2009	10 marzec 2010	3,0000	-	497
Płatności za gaz	6 mln EUR	8 grudzień 2009	10 czerwiec 2010	4,3500	-	536
Płatności za gaz	10 mln USD	18 styczeń 2010	9 lipiec 2010	3,2300	1 684	-
Płatności za gaz	5 mln EUR	20 styczeń 2010	9 lipiec 2010	4,2000	89	-
Płatności za gaz	10 mln USD	2 luty 2010	9 lipiec 2010	3,1300	2 666	-
Płatności za gaz	10 mln USD	2 luty 2010	20 lipiec 2010	3,1300	2 705	-
Płatności za gaz	5 mln EUR	3 luty 2010	10 sierpień 2010	4,2000	299	-
Płatności za gaz	10 mln USD	3 luty 2010	20 lipiec 2010	3,3000	1 224	-
Płatności za gaz	10 mln USD	3 luty 2010	10 sierpień 2010	3,3200	1 409	-
Płatności za gaz	10 mln USD	1 marzec 2010	9 lipiec 2010	3,1000	2 965	-
Płatności za gaz	10 mln USD	2 marzec 2010	9 lipiec 2010	3,1000	2 965	-
Płatności za gaz	10 mln USD	2 marzec 2010	20 lipiec 2010	3,1000	2 997	-
Płatności za gaz	10 mln USD	2 marzec 2010	10 sierpień 2010	3,1400	2 753	-
Płatności za gaz	10 mln USD	3 marzec 2010	10 sierpień 2010	3,1400	2 753	-
Płatności za gaz	10 mln USD	3 marzec 2010	20 lipiec 2010	3,1000	2 997	-
Płatności za gaz	5 mln EUR	3 marzec 2010	10 wrzesień 2010	4,1000	668	-
Płatności za gaz	10 mln USD	3 marzec 2010	20 sierpień 2010	3,1300	2 923	-
Płatności za gaz	10 mln USD	4 marzec 2010	20 sierpień 2010	3,1300	2 923	-
Płatności za gaz	10 mln USD	4 marzec 2010	20 sierpień 2010	3,1300	2 923	-
Płatności za gaz	10 mln USD	5 marzec 2010	10 wrzesień 2010	3,1500	2 909	-
Płatności za gaz	10 mln USD	5 marzec 2010	20 sierpień 2010	3,4000	1 153	-
Płatności za gaz	10 mln USD	8 marzec 2010	10 wrzesień 2010	3,1300	3 068	-
Płatności za gaz	10 mln USD	8 marzec 2010	10 sierpień 2010	3,1000	3 111	-
Płatności za gaz	10 mln USD	10 marzec 2010	20 wrzesień 2010	3,4000	1 456	-
Płatności za gaz	10 mln USD	10 marzec 2010	20 wrzesień 2010	3,4000	1 456	-
Płatności za gaz	10 mln USD	11 marzec 2010	10 wrzesień 2010	3,4000	1 379	-
Płatności za gaz	10 mln USD	12 marzec 2010	10 wrzesień 2010	3,1000	3 314	-
Płatności za gaz	10 mln USD	16 marzec 2010	20 wrzesień 2010	3,1000	3 363	-
Płatności za gaz	10 mln USD	16 marzec 2010	20 wrzesień 2010	3,1000	3 363	-
Płatności za gaz	10 mln USD	9 kwiecień 2010	9 lipiec 2010	3,0000	3 964	-
Płatności za gaz	10 mln USD	12 kwiecień 2010	20 lipiec 2010	3,0000	3 988	-
Płatności za gaz	10 mln USD	12 kwiecień 2010	20 lipiec 2010	3,3600	847	-
Płatności za gaz	10 mln USD	13 kwiecień 2010	9 lipiec 2010	3,0000	3 964	-
Płatności za gaz	10 mln USD	14 kwiecień 2010	20 lipiec 2010	2,9700	4 287	-
Płatności za gaz	10 mln USD	14 kwiecień 2010	20 lipiec 2010	2,9600	4 386	-
Płatności za gaz	7 mln EUR	14 kwiecień 2010	20 lipiec 2010	4,0000	1 098	-
Płatności za gaz	6 mln EUR	26 kwiecień 2010	8 październik 2010	4,0000	1 306	-
Płatności za gaz	10 mln USD	7 maj 2010	10 sierpień 2010	3,5200	594	-
Płatności za gaz	10 mln USD	10 maj 2010	10 sierpień 2010	3,3000	1 531	-
Płatności za gaz	10 mln USD	10 maj 2010	10 sierpień 2010	3,2800	1 660	-
Płatności za gaz	10 mln USD	10 maj 2010	10 wrzesień 2010	3,3000	1 883	-
Płatności za gaz	10 mln USD	13 maj 2010	20 sierpień 2010	3,3000	1 671	-
Płatności za gaz	10 mln USD	13 maj 2010	20 sierpień 2010	3,3000	1 671	-
Płatności za gaz	10 mln USD	13 maj 2010	9 lipiec 2010	3,2500	1 496	-
Płatności za gaz	7 mln EUR	13 maj 2010	20 sierpień 2010	4,1300	700	-
Płatności za gaz	10 mln USD	24 maj 2010	20 sierpień 2010	3,5200	733	-
Płatności za gaz	10 mln USD	27 maj 2010	20 wrzesień 2010	3,6000	808	-
Płatności za gaz	10 mln USD	27 maj 2010	10 wrzesień 2010	3,5800	787	-
Płatności za gaz	7 mln EUR	27 maj 2010	20 wrzesień 2010	4,3000	465	-
Płatności za gaz	10 mln USD	27 maj 2010	8 październik 2010	3,6000	966	-
Płatności za gaz	7 mln EUR	28 maj 2010	10 listopad 2010	4,3000	691	-
Płatności za gaz	10 mln USD	28 maj 2010	8 październik 2010	3,5500	1 098	-
Płatności za gaz	10 mln USD	28 maj 2010	10 wrzesień 2010	3,5200	945	-
Płatności za gaz	10 mln USD	28 maj 2010	20 październik 2010	3,5300	1 250	-
Płatności za gaz	10 mln USD	9 czerwiec 2010	20 wrzesień 2010	3,7000	613	-
Płatności za gaz	10 mln USD	9 czerwiec 2010	20 wrzesień 2010	3,7000	613	-

Instrumenty pochodne cd.

Instrument zabezpieczany	Wartość nominalna w walucie	Data zawarcia zabezpieczenia	Data wymagalności	Cena lub przedział ceny realizacji instrumentu	Wycena do wartości godziwej instrumentu	
					30 czerwca 2010	31 grudnia 2009
Płatności za gaz	10 mln USD	9 czerwiec 2010	20 październik 2010	3,7500	746	-
Płatności za gaz	8 mln EUR	9 czerwiec 2010	10 grudzień 2010	4,4000	716	-
Płatności za gaz	10 mln USD	9 czerwiec 2010	20 październik 2010	3,7000	835	-
Płatności za gaz	10 mln USD	10 czerwiec 2010	10 listopad 2010	3,7500	874	-
Płatności za gaz	10 mln USD	10 czerwiec 2010	10 listopad 2010	3,7200	930	-
Płatności za gaz	10 mln USD	10 czerwiec 2010	10 grudzień 2010	3,7500	1 046	-
Płatności za gaz	10 mln USD	10 czerwiec 2010	8 październik 2010	3,7000	755	-
Płatności za gaz	10 mln USD	11 czerwiec 2010	20 wrzesień 2010	3,6000	808	-
Płatności za gaz	10 mln USD	11 czerwiec 2010	20 październik 2010	3,7000	835	-
Płatności za gaz	10 mln USD	11 czerwiec 2010	8 październik 2010	3,6600	832	-
Płatności za gaz	10 mln USD	11 czerwiec 2010	10 listopad 2010	3,6700	1 032	-
Płatności za gaz	10 mln USD	14 czerwiec 2010	8 październik 2010	3,5500	1 098	-
Płatności za gaz	10 mln USD	14 czerwiec 2010	10 listopad 2010	3,6000	1 201	-
Płatności za gaz	10 mln USD	14 czerwiec 2010	10 grudzień 2010	3,6500	1 265	-
Płatności za gaz	10 mln USD	14 czerwiec 2010	19 listopad 2010	3,6000	1 261	-
Płatności za gaz	10 mln USD	15 czerwiec 2010	19 listopad 2010	3,6200	1 209	-
Płatności za gaz	10 mln USD	15 czerwiec 2010	19 listopad 2010	3,6000	1 261	-
Płatności za gaz	10 mln USD	15 czerwiec 2010	10 grudzień 2010	3,6500	1 265	-
Płatności za gaz	10 mln USD	15 czerwiec 2010	10 grudzień 2010	3,6300	1 315	-
Płatności za gaz	10 mln USD	16 czerwiec 2010	19 listopad 2010	3,5500	1 404	-
Płatności za gaz	10 mln USD	16 czerwiec 2010	10 grudzień 2010	3,6000	1 395	-
Płatności za gaz	10 mln USD	21 czerwiec 2010	10 listopad 2010	3,7300	910	-
Płatności za gaz	10 mln USD	21 czerwiec 2010	10 grudzień 2010	3,7500	1 046	-
					129 569	18 002

Opcje put

Płatności za gaz	5 mln EUR	16 lipiec 2009	8 styczeń 2010	2,8030	-	(83)
Płatności za gaz	15 mln USD	16 lipiec 2009	8 styczeń 2010	2,8100	-	(99)
Płatności za gaz	15 mln USD	20 lipiec 2009	8 styczeń 2010	2,7980	-	(73)
Płatności za gaz	15 mln USD	24 lipiec 2009	19 styczeń 2010	2,7285	-	(58)
Płatności za gaz	15 mln USD	28 lipiec 2009	19 styczeń 2010	2,6900	-	(27)
Płatności za gaz	15 mln USD	20 sierpień 2009	19 styczeń 2010	2,7425	-	(75)
Płatności za gaz	15 mln USD	21 sierpień 2009	19 luty 2010	2,7070	-	(214)
Płatności za gaz	15 mln USD	21 sierpień 2009	10 luty 2010	2,6720	-	(113)
Płatności za gaz	15 mln USD	25 sierpień 2009	8 styczeń 2010	2,6350	-	-
Płatności za gaz	15 mln USD	7 wrzesień 2009	10 marzec 2010	2,7025	-	(292)
Płatności za gaz	15 mln USD	8 wrzesień 2009	10 luty 2010	2,6570	-	(94)
Płatności za gaz	15 mln USD	8 wrzesień 2009	10 marzec 2010	2,6595	-	(207)
Płatności za gaz	15 mln USD	10 wrzesień 2009	19 luty 2010	2,6575	-	(131)
Płatności za gaz	15 mln USD	14 wrzesień 2009	19 luty 2010	2,6800	-	(165)
Płatności za gaz	15 mln USD	16 wrzesień 2009	19 marzec 2010	2,6445	-	(214)
Płatności za gaz	15 mln USD	17 wrzesień 2009	19 marzec 2010	2,6070	-	(158)
Płatności za gaz	15 mln USD	20 październik 2009	9 kwiecień 2010	2,5980	-	(204)
Płatności za gaz	15 mln USD	23 październik 2009	9 kwiecień 2010	2,5900	-	(192)
Płatności za gaz	15 mln USD	6 listopad 2009	20 kwiecień 2010	2,6600	-	(343)
Płatności za gaz	15 mln USD	6 listopad 2009	10 maj 2010	2,6685	-	(423)
Płatności za gaz	15 mln USD	9 listopad 2009	20 kwiecień 2010	2,6320	-	(286)
Płatności za gaz	15 mln USD	9 listopad 2009	10 maj 2010	2,6300	-	(339)
Płatności za gaz	15 mln USD	12 listopad 2009	10 maj 2010	2,5800	-	(249)
Płatności za gaz	15 mln USD	13 listopad 2009	9 kwiecień 2010	2,5900	-	(192)
Płatności za gaz	15 mln USD	18 listopad 2009	9 kwiecień 2010	2,5550	-	(147)
Płatności za gaz	15 mln USD	23 listopad 2009	20 kwiecień 2010	2,5680	-	(185)
Płatności za gaz	15 mln USD	23 listopad 2009	20 maj 2010	2,5850	-	(285)
Płatności za gaz	15 mln USD	23 listopad 2009	20 maj 2010	2,5680	-	(257)
Płatności za gaz	15 mln USD	1 grudnia 2009	20 maj 2010	2,5665	-	(255)
Płatności za gaz	16 mln USD	2 grudnia 2009	10 czerwiec 2010	2,5280	-	(239)
Płatności za gaz	17 mln USD	3 grudnia 2009	18 czerwiec 2010	2,5200	-	(243)

Grupa Kapitałowa PGNiG
Śródroczne Skonsolidowane Sprawozdanie Finansowe za okres 6 miesięcy zakończony 30 czerwca 2010 roku
(w tysiącach złotych)

Instrumenty pochodne cd.

Instrument zabezpieczany	Wartość nominalna w walucie	Data zawarcia zabezpieczenia	Data wymagalności	Cena lub przedział ceny realizacji instrumentu	Wycena do wartości godziwej instrumentu	
					30 czerwca 2010	31 grudnia 2009
Płatności za gaz	10 mln USD	18 styczeń 2010	9 lipiec 2010	2,5950	-	-
Płatności za gaz	10 mln USD	3 luty 2010	20 lipiec 2010	2,6400	-	-
Płatności za gaz	10 mln USD	3 luty 2010	10 sierpień 2010	2,6400	-	-
Płatności za gaz	10 mln USD	5 marzec 2010	20 sierpień 2010	2,6300	-	-
Płatności za gaz	10 mln USD	10 marzec 2010	20 wrzesień 2010	2,6395	(2)	-
Płatności za gaz	10 mln USD	10 marzec 2010	20 wrzesień 2010	2,6400	(2)	-
Płatności za gaz	10 mln USD	11 marzec 2010	10 wrzesień 2010	2,6510	(1)	-
Płatności za gaz	10 mln USD	12 kwiecień 2010	20 lipiec 2010	2,6240	-	-
Płatności za gaz	10 mln USD	21 czerwiec 2010	10 listopad 2010	3,0550	(334)	-
Płatności za gaz	10 mln USD	21 czerwiec 2010	10 grudzień 2010	3,0712	(460)	-
					(799)	(5 842)

Forward

PGNiG Norway pożyczka	50 mln NOK	21 czerwiec 2010	31 grudzień 2010	0,5147	(498)	-
PGNiG Norway pożyczka	40 mln NOK	21 czerwiec 2010	31 grudzień 2010	0,5135	(443)	-
PGNiG Norway pożyczka	50 mln NOK	28 czerwiec 2010	31 grudzień 2010	0,5165	(407)	-
PGNiG Norway pożyczka	100 mln NOK	28 czerwiec 2010	31 grudzień 2010	0,5164	(829)	-
PGNiG Norway pożyczka	50 mln NOK	28 czerwiec 2010	31 grudzień 2010	0,5165	(407)	-
PGNiG Norway pożyczka	100 mln NOK	28 czerwiec 2010	31 grudzień 2010	0,5169	(780)	-
PGNiG Norway pożyczka	30 mln NOK	28 czerwiec 2010	31 grudzień 2010	0,5184	(188)	-
PGNiG Norway pożyczka	40 mln NOK	30 czerwiec 2010	31 grudzień 2010	0,5232	-	-
					(3 552)	-

Opcje call commodity

Płatności za gaz	6500 MT** Gasoil	27 maj 2010	10 sierpień 2010	640,00	214	-
Płatności za gaz	6500 MT Fueloil	27 maj 2010	10 sierpień 2010	440,00	63	-
Płatności za gaz	6800 MT Gasoil	2 czerwiec 2010	8 październik 2010	640,00	221	-
Płatności za gaz	6800 MT Fueloil	2 czerwiec 2010	8 październik 2010	440,00	64	-
Płatności za gaz	10000 MT Gasoil	8 czerwiec 2010	10 listopad 2010	665,00	365	-
Płatności za gaz	10000 MT Fueloil	8 czerwiec 2010	10 listopad 2010	465,00	193	-
Płatności za gaz	12000 MT Gasoil	10 czerwiec 2010	10 styczeń 2011	685,00	217	-
Płatności za gaz	12000 MT Fueloil	10 czerwiec 2010	10 styczeń 2011	477,00	125	-
Płatności za gaz	12000 MT Fueloil	15 czerwiec 2010	19 listopad 2010	490,00	163	-
Płatności za gaz	12000 MT Gasoil	15 czerwiec 2010	10 grudzień 2010	695,00	313	-
Płatności za gaz	12000 MT Fueloil	15 czerwiec 2010	10 grudzień 2010	490,00	163	-
Płatności za gaz	6000 MT Gasoil	16 czerwiec 2010	19 listopad 2010	705,00	119	-
Płatności za gaz	6000 MT Gasoil	17 czerwiec 2010	10 grudzień 2010	710,00	104	-
Płatności za gaz	6000 MT Fueloil	17 czerwiec 2010	19 listopad 2010	490,00	82	-
Płatności za gaz	6000 MT Fueloil	17 czerwiec 2010	10 grudzień 2010	490,00	82	-
Płatności za gaz	12000 MT Gasoil	15 czerwiec 2010	19 listopad 2010	695,00	312	-
					2 800	-

Swap commodity

Płatności za gaz	6500 MT Gasoil	26 maj 2010	20 lipiec 2010	603,75	1 012	-
Płatności za gaz	6500 MT Fueloil	26 maj 2010	20 lipiec 2010	412,50	669	-
Płatności za gaz	5900 MT Gasoil	28 maj 2010	20 sierpień 2010	644,00	113	-
Płatności za gaz	5900 MT Fueloil	28 maj 2010	20 sierpień 2010	439,00	77	-
Płatności za gaz	5900 MT Gasoil	1 czerwiec 2010	10 wrzesień 2010	623,00	530	-
Płatności za gaz	5900 MT Fueloil	1 czerwiec 2010	10 wrzesień 2010	425,25	350	-
Płatności za gaz	6700 MT Gasoil	1 czerwiec 2010	20 wrzesień 2010	617,50	726	-
Płatności za gaz	6700 MT Fueloil	1 czerwiec 2010	20 wrzesień 2010	423,50	437	-
Płatności za gaz	10000 MT Gasoil	8 czerwiec 2010	20 październik 2010	630,75	604	-
Płatności za gaz	10000 MT Fueloil	8 czerwiec 2010	20 październik 2010	436,75	297	-
Płatności za gaz	12000 MT Gasoil	9 czerwiec 2010	20 grudzień 2010	632,75	642	-

Instrumenty pochodne cd.

Instrument zabezpieczony	Wartość nominalna w walucie	Data zawarcia zabezpieczenia	Data wymagalności	Cena lub przedział ceny realizacji instrumentu	Wycena do wartości godziwej instrumentu	
					30 czerwca 2010	31 grudnia 2009
Płatności za gaz	12000 MT Fueloil	9 czerwiec 2010	20 grudzień 2010	441,50	164	-
Płatności za gaz	10000 MT Gasoil	11 czerwiec 2010	19 listopad 2010	649,50	(31)	-
Płatności za gaz	10000 MT Gasoil	11 czerwiec 2010	10 grudzień 2010	649,00	(14)	-
Płatności za gaz	10000 MT Fueloil	11 czerwiec 2010	19 listopad 2010	449,70	(141)	-
Płatności za gaz	10000 MT Fueloil	14 czerwiec 2010	10 grudzień 2010	452,00	(218)	-
Płatności za gaz	14100 MT Gasoil	14 czerwiec 2010	20 październik 2010	654,50	(299)	-
Płatności za gaz	14100 MT Fueloil	14 czerwiec 2010	20 październik 2010	455,50	(433)	-
Płatności za gaz	14100 MT Fueloil	14 czerwiec 2010	10 listopad 2010	456,00	(457)	-
Płatności za gaz	14100 MT Gasoil	14 czerwiec 2010	10 listopad 2010	654,00	(275)	-
					3 753	-
Razem					(179 519)	(242 426)
Z tego:					63 193	25 938
premia od opcji					74 797	(7 936)
wycena pozytywna* aktywa					(317 509)	(260 428)
Wycena negatywna zobowiązania						

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

** MT - metryczne tony

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 instrumentu pochodnego i pozycji zabezpieczanej zmniejszeniu/zwiększeniu ulegają kapitały Spółki, a wartość skuteczną 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 2010 do 30 czerwca 2010	Okres od 1 stycznia 2009 do 30 czerwca 2009
Wynik na wycenie instrumentów pochodnych- niezrealizowane	(76 015)	(237 365)
Wynik na instrumentach pochodnych - zrealizowane	(7 235)	4 172
Razem wynik na instrumentach pochodnych ujęty w rachunku zysków i strat	(83 250)	(233 193)
z tego:		
ujęte w pozostałych kosztach operacyjnych netto	(155 504)	(231 567)
ujęte w koszcie zużycia surowców i materiałów*	72 254	(1 626)
Wynik na wycenie instrumentów pochodnych ujęty w innych całkowitych dochodach- niezrealizowane*	87 888	-
Razem wynik na instrumentach pochodnych ujęty w kapitałach	4 638	(233 193)

*Od 1 kwietnia 2009 Jednostka Dominująca stosuje rachunkowość zabezpieczeń.

36. ZOBOWIĄZANIA WARUNKOWE

36.1. Zobowiązania warunkowe z tytułu udzielonych poręczeń i gwarancji

Beneficjent	Wysokość udzielonego zobowiązania warunkowego w walucie	Waluta zobowiązania warunkowego	Wysokość udzielonego zobowiązania warunkowego * w PLN	Data ważności zobowiązania warunkowego	Rodzaj udzielonego zobowiązania warunkowego
Zobowiązania warunkowe udzielone przez PGNiG S.A.					
PAŃSTWO NORWESKIE	627 556	EUR	2 601 720	1 styczeń 2050	gwarancja bankowa
NATIONAL OIL CORPORATION	108 000	USD	366 617	1 czerwiec 2013	gwarancja bankowa
URZĄD REGULACJI ENERGETYKI	10 000	PLN	10 000	10 czerwiec 2020	gwarancja należytego wykonania umowy
TMF NEDERLAND B.V.	1 000	EUR	4 146	30 listopad 2010	gwarancja bankowa
PKO BP SA II Regionalny Oddział Korporacyjny Warszawa	70	PLN	70	31 styczeń 2012	gwarancja należytego wykonania umowy
Zobowiązania warunkowe udzielone przez Spółki Gazownictwa					
Zobowiązania warunkowe udzielone przez Spółki Gazownictwa	1 250 000	EUR	5 182 250	27 styczeń 2012	gwarancja spłaty
Pozostałe (każda poniżej 500 tys. zł)	326	PLN	326	2010-2013	gwarancje
Zobowiązania warunkowe udzielone przez Geofizykę Kraków Sp. z o.o.					
Urząd Celny w Pakistanie	800	USD	2 716	1 grudzień 2010	gwarancja celna
Komerční Banka a.s. Ostrava Czechy	5 000	CZK	805	18 marzec 2011	gwarancja bankowa
Orlen Upstream Sp. z o.o.	584	PLN	584	15 październik 2010	gwarancja kontraktowa
Zobowiązania warunkowe udzielone przez Geofizykę Toruń Sp. z o.o.					
Oil india	1 801	USD	6 113	15 kwiecień 2011	gwarancja bankowa
PPC	1 598	USD	5 425	17 grudzień 2010	gwarancja bankowa
ADANI	1 259	USD	4 275	25 lipiec 2010	gwarancja bankowa
GSPC	1 408	USD	4 780	1 grudzień 2011	gwarancja bankowa
CAIRN	684	USD	2 322	8 lipiec 2010	gwarancja bankowa
Oil india	658	USD	2 232	15 czerwiec 2011	gwarancja bankowa
ADANI	20 000	THB	2 094	do czasu wywozu sprzętu	gwarancja bankowa
Oil india	558	USD	1 893	15 listopad 2010	gwarancja bankowa
CAIRN	510	USD	1 731	11 listopad 2010	gwarancja bankowa
Oil india	333	USD	1 130	15 kwiecień 2011	gwarancja bankowa
PGE Elektrownia Bełchatów S.A.	858	PLN	858	28 sierpień 2010	gwarancja bankowa
PGE Elektrownia Bełchatów S.A.	509	PLN	509	21 lipiec 2010	gwarancja bankowa
Pozostałe (każda poniżej 500 tys. zł)	141	USD	480	2010	gwarancja bankowa
Pozostałe (każda poniżej 500 tys. zł)	35	PLN	35	2013	gwarancja bankowa
Zobowiązania warunkowe udzielone przez PNiG Jasto Sp. z o.o.					
TURKISH PETROLEUM OVERSEAS CO.LTD	200	USD	679	30 kwiecień 2011	gwarancja należytego wykonania umowy
RWE GAS STORAGE	198	EUR	820	16 sierpień 2010	gwarancja przetargowa
Zakład Komunalny "Kleszczów" Sp. z o.o.	500	PLN	500	15 sierpień 2010	gwarancja przetargowa
Zobowiązania warunkowe udzielone przez PN Diament Sp. z o.o.					
Pozostałe (każda poniżej 500 tys. zł)	3 005	PLN	3 005	2010-2014	gwarancje przetargowe, gw. należ. wykonania
Zobowiązania warunkowe udzielone przez BUG Gazobudowa Zabrze Sp. z o.o.					
IMP Promont Montaza Lubljana	128	EUR	529	8 marzec 2013	gwarancja ubezpieczeniowa
Hydrobudowa Polska S.A. Przeźmierowo	2 298	PLN	2 298	31 grudzień 2010	gwarancja należytego wykonania umowy
GAZ-SYSTEM o/Gdańsku	655	PLN	655	30 grudzień 2012	gwarancja należytego wykonania umowy
IMP Promont Montaza Lubljana	180	EUR	748	31 sierpień 2013	gwarancja należytego wykonania umowy
ALKATKraków	1 519	PLN	1 519	31 sierpień 2010	gwarancja należytego wykonania umowy
Gmina Dąbrowa Górnicza	1 792	PLN	1 792	30 wrzesień 2011	gwarancja należytego wykonania umowy
BONATTI S.pA Parma Włochy	206	EUR	856	30 kwiecień 2011	gwarancja należytego wykonania umowy
Pozostałe (każda poniżej 500 tys. zł)	1 688	PLN	1 688	2010	gwarancja przetargowa
Razem			8 218 200		

* Zobowiązania warunkowe w walucie przeliczone wg kursów NBP z dnia 30 czerwca 2010 roku.

Na koniec poprzedniego okresu wartość zobowiązań warunkowych z tytułu udzielonych poręczeń i gwarancji wynosiła 8.089.326 tysięcy złotych.

Na dzień 30 czerwca 2010 roku obowiązywała umowa zawarta 22 września 2005 roku przez PGNiG S.A. ze Spółkami Gazownictwa, dotycząca udzielenia gwarancji w związku z Umową Kredytową zawartą przez PGNiG S.A. z konsorcjum banków w dniu 27 lipca 2005 roku. Umowa ta dotyczy udzielonych solidarnie przez Spółki, Bankowi Handlowemu w Warszawie S.A. (Agentowi Kredytu) nieodwołalnych i bezwarunkowych gwarancji terminowej spłaty kredytu do kwoty 1.250.000 tysięcy EUR do dnia przypadającego 18 miesięcy po dacie rozwiązania umowy odnośnie Transzy A Kredytu, tj. do dnia 27 stycznia 2012 roku. Spółka dokonała spłaty kredytu terminowego w kwocie 600.000 tysięcy EUR zapewniając sobie jednocześnie możliwość wykorzystania kwoty w tej samej wysokości w ramach kredytu odnawialnego. Kredyt odnawialny był wykorzystywany w I półroczu 2010 roku i 2009 roku. Gwarancje Spółek Gazownictwa stanowią teraz jego zabezpieczenie.

W tabeli 36.1. Spółka nie prezentuje gwarancji bankowych, które na zlecenie Jednostki Dominującej zostały wystawione przez banki na rzecz beneficjentów, wobec których Jednostka Dominująca posiada istotne zobowiązania z tytułu zawartych umów na dostawę towarów i usług. Na dzień 30 czerwca 2010 roku wartość takich gwarancji bankowych wynosiła 930.657 tysięcy złotych a na dzień 31 grudnia 2009 roku 912.546 tysięcy złotych.

36.2. Zobowiązania warunkowe z tytułu wystawionych weksli

Podmiot, któremu został wystawiony weksel	Wysokość wystawione go weksla w walucie	Waluta wystawione go weksla	Wysokość wystawione go weksla w złotych	Data obowiązywania weksla
Weksle wystawione przez PGNiG SA				
Polska Agencja Rozwoju Przedsiębiorczości (PARP)	2 557	PLN	2 557	31 grudzień 2014
Weksle wystawione przez PNiG Jasło Sp. z o.o.				
ING Bank Śląski S.A.	12 000	PLN	12 000	26 sierpień 2010
Bank PEKAO S.A.	7 000	PLN	7 000	31 grudzień 2010
Bank PEKAO S.A.	5 000	PLN	5 000	31 grudzień 2010
Bank PEKAO S.A.	198	EUR	820	16 sierpień 2010
Bank PEKAO S.A.	180	USD	611	18 grudzień 2010
Bank PEKAO S.A.	500	PLN	500	15 sierpień 2010
Pozostałe (każda poniżej 500 tys. zł)	175	USD	594	2010
Weksle wystawione przez PN Diament Sp. z o.o.				
BRE BANK S.A.	4 000	PLN	4 000	bezterminowo
Weksle wystawione przez BUG Gazobudowę Zabrze Sp. z o.o.				
TU ALLIANZ	15 000	PLN	15 000	14 marzec 2011
Bank PEKAO S.A.	1 600	EUR	6 633	31 lipiec 2010
ING Bank Śląski	6 000	PLN	6 000	30 styczeń 2011
ERGO HESTIA Katowice	6 000	PLN	6 000	28 wrzesień 2011
Deutsche Bank	5 000	PLN	5 000	4 styczeń 2011
Bank PEKAO S.A.	5 000	PLN	5 000	31 grudzień 2010
GENERALI TU	4 000	PLN	4 000	31 sierpień 2010
Bank PEKAO S.A.	3 000	PLN	3 000	31 lipiec 2010
Bank PEKAO S.A.	180	EUR	748	31 sierpień 2013
Pozostałe (każda poniżej 500 tys. zł)	30	PLN	30	bezterminowo
Weksle wystawione przez BN Naftomontaż Krosno Sp. z o.o.				
TU InterRiskSA O/Kielce	1 173	PLN	1 173	2010-2013
Razem			85 666	

Na koniec poprzedniego okresu wartość zobowiązań warunkowych z tytułu wystawionych weksli wynosiła 71.548 tysięcy złotych.

36.3. Inne zobowiązanie warunkowe

Podatek od nieruchomości

Uchwała Naczelnego Sądu Administracyjnego w Warszawie z dnia 2 lipca 2001 roku w składzie 7 sędziów zadecydowała, że podziemne wyrobiska górnicze nie podlegają podatkowi od nieruchomości. Ponieważ dla górnictwa ropy i gazu wyrobiskiem górniczym jest odwiert wiertniczy, urzędy gmin z rejonu działania Oddziału w Zielonej Górze odstąpiły od egzekucji podatku od nieruchomości z tego tytułu, natomiast niektóre z nich uznały, że przedmiotem opodatkowania jest system składający się na uzbrojenie tych odwiertów.

Obowiązek podatkowy od rurociągow jest istniejący od 2001 roku. Oddział w Zielonej Górze w poprzednich latach utworzył rezerwy na roszczenia gmin z tytułu podatku od nieruchomości w wysokości 821,3

tysięcy złotych. W związku z pozytywnym rozwiązaniem dotychczasowych spraw sądowych związanych z tym roszczeniem PGNiG S.A. ponownie oszacowała ryzyko roszczeń z tego tytułu i uznając, że jest ono niewielkie rozwiązała w 2007 roku rezerwę z tego tytułu. Z kolei gminy Podkarpacia nie występowały do chwili obecnej z roszczeniami z tego tytułu. W związku z tym zakłady górnicze zlokalizowane na terenie Podkarpacia nie deklarowały i nie zarachowały podatku od nieruchomości od wyrobisk górniczych za lata 2001 – I półrocze 2010. Ewentualne nieprzetworzone zobowiązanie z tego tytułu, wraz z odsetkami, nie wykazane w sprawozdaniu finansowym, wynosi na dzień 30 czerwca 2010 roku 157.865 tysięcy złotych (na koniec 2009 roku zobowiązanie to wynosiło 127.514,3 tysięcy złotych).

Roszczenia dotyczące nieruchomości

W swojej działalności gospodarczej Grupa wykorzystuje obiekty, które mogą być położone na gruntach nie będących własnością Grupy. Grupa nie posiada dla części z tych obiektów tytułu prawnego do korzystania z gruntów, na których te obiekty są położone. W przyszłości Grupa może być zobowiązana do ponoszenia kosztów z tytułu bezumownego korzystania z nieruchomości lub konieczności przebudowy (likwidacji) obiektu. Zdaniem Grupy wiarygodne oszacowanie potencjalnych zobowiązań z tego tytułu jest niemożliwe z uwagi na nieokreśloną liczbę gruntów i brak jednolitego orzecznictwa sądowego. Koszty z tytułu bezumownego korzystania z gruntów Grupa ujmuje w sprawozdaniu finansowym w momencie uregulowania statusu prawnego (zawarcie ugody, prawomocny wyrok sądowy). Zdaniem Grupy dotychczasowe doświadczenie wskazuje, że ewentualne opłaty z tego tytułu nie wpłyną w sposób istotny na sytuację finansową Grupy.

37. ZOBOWIĄZANIA POZABILANSOWE

37.1. Zobowiązania z tytułu leasingu operacyjnego

	30 czerwca 2010	31 grudnia 2009
W okresie do 1 roku	-	-
W okresie od 1 do 5 lat	-	-
Powyżej 5 lat	-	-
Razem	-	-

37.2. Zobowiązania z tytułu podpisanych umów (nie ujęte jeszcze w sprawozdaniu z sytuacji finansowej)

	30 czerwca 2010	31 grudnia 2009
Zobowiązania wynikające z podpisanych umów	3 776 346	3 810 209
Stan realizacji umów na dzień bilansowy	1 283 668	914 763
Zobowiązania wynikające z umów po dniu bilansowym	2 492 678	2 895 446

38. INFORMACJE O PODMIOTACH POWIĄZANYCH

38.1. Transakcje z podmiotami powiązаныmi

Podmiot powiązany		Sprzedaż na rzecz 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 2010	10 338	9	30 czerwca 2010	1 600	1 600	-	-	6 559
	30 czerwca 2009	14 833	62 680	31 grudnia 2009	2 626	2 625	-	-	8 943
Podmioty zależne i stowarzyszone nie konsolidowane	30 czerwca 2010	31 087	131 393	30 czerwca 2010	149 123	15 479	31 236	7 089	135 248
	30 czerwca 2009	2 642	105 539	31 grudnia 2009	143 231	9 598	28 622	9 551	143 540
Razem podmioty powiązane	30 czerwca 2010	41 425	131 402	30 czerwca 2010	150 723	17 079	31 236	7 089	141 807
	30 czerwca 2009	17 475	168 219	31 grudnia 2009	145 857	12 223	28 622	9 551	152 483

Najistotniejszymi transakcjami z akcjonariuszami w I półroczu 2010 oraz 2009 roku były wypłaty dywidendy przedstawione dokładnie w nocie 10.

W I półroczu 2010 roku Jednostka Dominująca ani spółki od niej zależne nie zawarły żadnych istotnych transakcji z podmiotami powiązаныmi na innych warunkach niż warunki rynkowe.

Grupa sporządza dokumentację dla transakcji z jednostkami powiązаныmi 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 powiązаныmi, 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 i prawnych. Grupa stosuje metody i sposób kalkulacji zysków oraz określenia ceny przedmiotu transakcji wskazane w art. 11 Ustawy o podatku dochodowym od osób prawnych, tj. porównywalnej ceny niekontrolowanej, ceny odsprzedaży, rozsądnej marży („koszt plus”) oraz dodatkowe metody zysku transakcyjnego (podziału zysków, marży transakcyjnej netto).

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

W I półroczu 2010 roku Grupa największe obroty uzyskała z następującymi podmiotami, których akcjonariuszem lub udziałowcem jest Skarb Państwa: Operator Gazociągów Przesyłowych GAZ-SYSTEM S.A., Polski Koncern Naftowy ORLEN S.A., Rafineria Trzebinia S.A., Zakłady Azotowe ANWIL S.A., Zakłady Azotowe PUŁAWY S.A., Zakłady Azotowe KĘDZIERZYN S.A., Zakłady Chemiczne „POLICE” S.A., Zakłady Azotowe w Tarnowie-Mościcach S.A., PGE Elektrociepłownia Lublin-Wrotków sp. z o.o.

Wartość sprzedaży do powyższych jednostek w I półroczu 2010 roku wyniosła 1.874 milionów złotych, co stanowiło 17,4% przychodów ze sprzedaży. Wartość zakupów od powyższych jednostek w I półroczu 2010 roku wyniosła 858 milionów złotych, co stanowiło 9% kosztów operacyjnych.

Na dzień 30 czerwca 2010 roku wartość bilansowa należności wyniosła 745 milionów złotych natomiast wartość zobowiązań na dzień 30 czerwca 2010 roku wyniosła 74 milionów złotych.

W I półroczu 2009 roku Grupa największe obroty uzyskała z następującymi podmiotami, których akcjonariuszem lub udziałowcem jest Skarb Państwa: Operator Gazociągów Przesyłowych GAZ-SYSTEM S.A., Polski Koncern Naftowy ORLEN S.A., Rafineria Trzebinia S.A., Zakłady Azotowe ANWIL S.A., Zakłady Azotowe PUŁAWY S.A., Zakłady Azotowe KĘDZIERZYN S.A., Zakłady Chemiczne „POLICE” S.A., Zakłady Azotowe w Tarnowie-Mościcach S.A., PGE Elektrociepłownia Lublin-Wrotków sp. z o.o.

Wartość sprzedaży do powyższych jednostek w I półroczu 2009 roku wyniosła 1.867 milionów złotych, co stanowiło 18,2% przychodów ze sprzedaży. Wartość zakupów od powyższych jednostek w 2009 roku wyniosła 720 milionów złotych, co stanowiło 6,6% kosztów operacyjnych.

Na dzień 31 grudnia 2009 roku wartość bilansowa należności wyniosła 1.003 milionów złotych natomiast wartość zobowiązań na dzień 31 grudnia 2009 roku wyniosła 91 milionów złotych.

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

	Okres od 1 stycznia 2010 do 30 czerwca 2010	Okres od 1 stycznia 2009 do 30 czerwca 2009
Wynagrodzenie osób zarządzających	11 812	18 187
Jednostka dominująca	1 547	1 416
Jednostki zależne	6 802	6 882
Jednostka współzależna	3 073	9 459
Jednostki stowarzyszone	390	430
Wynagrodzenie osób nadzorujących	3 977	5 165
Jednostka dominująca	166	178
Jednostki zależne	2 515	1 898
Jednostka współzależna	930	2 723
Jednostki stowarzyszone	366	366
Razem	15 789	23 352

38.4. Pożyczki udzielone Członkom Zarządu oraz Rady Nadzorczej w spółkach Grupy Kapitałowej

	30 czerwca 2010	31 grudnia 2009
Członkowie Zarządów		
Oprocentowanie (%)	1%-3,5%	1%-3,5%
Warunki spłaty (na ile lat)	3-10 lat	1,5-10 lat
Wartości pożyczek pozostałych do spłaty	54	72
Członkowie Rad Nadzorczych		
Oprocentowanie (%)	2%-4%	0%-4%
Warunki spłaty (na ile lat)	3-5 lat	1,5-3 lat
Wartości pożyczek pozostałych do spłaty	13	4
Razem wartości pożyczek pozostałych do spłaty	67	76

38.5. Wspólne przedsięwzięcia nie podlegające konsolidacji

W I półroczu 2010 roku PGNiG S.A. współpracowała 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., Energia Karpaty Zachodnie Sp. z o.o. Sp. k., Energia Karpaty Wschodnie Sp. z o.o. Sp. k.

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

W I półroczu 2010 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. – 51%, FX Energy – 49%
- „Płotki”-„PTZ” tzw. Poszerzony Teren Zaniemyśla na podstawie Umowy Operacyjnej Użytkowników Górniczych z dnia 26 października 2005 roku; udziały wynoszą PGNiG S.A. – 51%, FX Energy – 24,5%, CalEnergy – 24,5%
- „Poznań” na podstawie Umowy o Wspólnych Operacjach z dnia 1 czerwca 2005 roku; udziały wynoszą: PGNiG S.A. – 51%, FX Energy – 49%

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

- Blok 255 na podstawie Umowy o Wspólnych Operacjach z dnia 29 października 1999 roku; udziały wynoszą: FX Energy – 81,82%, PGNiG S.A. – 18,18%.
- „Ostrowiec” na podstawie Umowy o Wspólnych Operacjach z dnia 27 lutego 2009 roku, obejmujący obszar bloków koncesyjnych 163 i 164; udziały wynoszą: FX Energy – 51%, PGNiG S.A. – 49%.

Na obszarze „Płotki” prowadzona była eksploatacja złoża Klęka oraz złoża Roszków. W I połowie 2010 roku zakończono eksploatację złoża Klęka i podjęto decyzję o likwidacji odwiertu na złożu wraz z infrastrukturą. Łączne wydobycie gazu ziemnego ze złoża Klęka wyniosło ok. 76 mln m³. Na obszarze „Płotki”-„PTZ” kontynuowano eksploatację złoża gazu ziemnego Zaniemyśl.

Na obszarze „Poznań” zakończono reprocessing i interpretację zdjęcia 3D Żerków-Pleszew. W lipcu 2010 roku PGNiG S.A. uzyskała koncesje na wydobywanie gazu ziemnego ze złóż: Kromolice, Kromolice S oraz Środa Wielkopolska na obszarze „Poznań”. W II połowie 2010 roku planuje się rozpoczęcie wiercenia otworów Lisewo-1k oraz Pławce 2 (tight gas).

Pomimo zakończenia eksploatacji złoża Wilga („Blok 255”) oraz braku przepływu węglowodorów w otworze Ostrowiec-1, w I połowie 2010 roku prowadzone były analizy materiałów, w celu określenia możliwości prowadzenia dalszych prac poszukiwawczych na tych obszarach..

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 2010 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” (koncesje oraz prawo użytkowania górniczego do poszukiwania i rozpoznawania złóż ropy naftowej i gazu ziemnego na powyższym obszarze należą do PGNiG S.A).

Na obszarze „Bieszczady” w I półroczu zakończono processing i interpretację zdjęcia sejsmicznego 2D Kostarowce-Zahutyń w rejonie Karpat oraz dokonano lokalizacji otworu Niebieszczany-1. Rozpoczęcie wiercenia otworu planowane jest na II połowę 2010 roku.

Orlen Upstream Sp. z o.o., siedziba: Warszawa 02-159, ul. J. G. Bennetta 2B,

W I półroczu 2010 roku PGNiG S.A. kontynuowała współpracę z firmą Orlen Upstream Sp. z o.o., na obszarze „Sieraków” (udziały w przedsięwzięciu wynoszą: PGNiG S.A. – 51%, Orlen Upstream Sp. z o.o. – 49%).

Na obszarze „Sieraków” zostały zakończone prace rekonstrukcyjne oraz test złożowy w otworze Sieraków-4. W II połowie 2010 roku planuje się odwiercenie otworu poszukiwawczego Sieraków-3.

Energia Karpaty Zachodnie Sp. z o.o. Sp. k., siedziba: Warszawa 00-654, ul. Śniadeckich 17

PGNiG S.A. współpracuje z firmą Energia Karpaty Zachodnie Sp. z o.o. Sp. k. na obszarach: „Budzów”, „Bielsko-Biała”, „Bestwina” oraz „Cieszyn”. Energia Karpaty Zachodnie Sp. z o.o. Sp. k. pełni funkcję Operatora i posiada 60% udziałów, a PGNiG S.A. posiada 40% udziałów.

W ramach współpracy z firmą Energia Karpaty Zachodnie Sp. z o.o. Sp. k, w I półroczu 2010 roku na obszarach koncesyjnych rozpoczęto reprocessing 3.000 km profili 2D.

Energia Karpaty Wschodnie Sp. z o.o. Sp. k., siedziba: Warszawa 00-654, ul. Śniadeckich 17

PGNiG S.A. współpracuje z firmą Energia Karpaty Wschodnie Sp. z o.o. Sp. k. na obszarach „Mszana Dolna” i „Jordanów”. Energia Karpaty Wschodnie Sp. z o.o. Sp. k. pełni funkcję Operatora i posiada 80% udziałów, a PGNiG S.A. posiada 20% udziałów.

Wszystkie opisane powyżej wspólne przedsięwzięcia nie były konsolidowane w 2009 oraz 2008 roku, ponieważ wszystkie związane z nimi aktywa, zobowiązania, przychody oraz koszty zostały ujęte w sprawozdaniu z sytuacji finansowej i rachunku zysków i strat Jednostki Dominującej w proporcjach odpowiadających udziałowi we wspólnym przedsięwzięciu.

38.6. 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 wydobyciem gazu ziemnego, rekonstrukcją odwiertów oraz zagospodarowaniem i eksploatacją złóż na Ukrainie.

Fundusz statutowy (kapitał zakładowy) spółki wynosi 11.146,8 tysięcy UAH to jest 4.785,32 tysięcy złotych (według kursu NBP z dnia 30 czerwca 2010 roku) i dzieli się na 120,0 tysięcy akcji o wartości nominalnej 92,89 UAH każda. Zaangażowanie w spółce wynosi 4.055,2 tysięcy UAH to jest 1.740,9 tysięcy złotych (według kursu NBP z dnia 30 czerwca 2010 roku). Wartość udziałów w księgach Jednostki Dominującej na 30 czerwca 2010 roku, wynosi 2.499,4 tysięcy złotych i w całości została 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. Obiektem eksploatacji jest sachalińskie złożo gazokondensatu w Rejonie Krasnokuckim Obwodu Charkowskiego (wschodnia Ukraina). Spółka wydobywa węglowodory, prowadzi produkcję gazu ziemnego i kondensatu oraz zajmuje się ich sprzedażą na rynku ukraińskim.

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 czasu eksploatacja złoża przez spółkę ”Dewon” Z.S.A nie jest prowadzona. Pomimo wielu interwencji Ambasady Polskiej w Kijowie i przedstawicieli Rządu RP do dnia sporządzenia niniejszego sprawozdania nie została wydana licencja umożliwiająca wznowienie przez Dewon Z.S.A. prac na złożu. Wstrzymanie wydobycia spowodowało znaczne pogorszenie sytuacji finansowej-ekonomicznej spółki.

Oman

Kapitał zakładowy spółki „Sahara Petroleum Technology Llc” wynosi 150,0 tysięcy OMR (omańskich riali), to jest 1.320,6 tysięcy złotych (według średniego kursu NBP z dnia 30 czerwca 2010) i dzieli się na 150,0 tysięcy udziałów o wartości 1 OMR każdy. Zaangażowanie PGNiG S.A. w spółce wynosi 73,5 tysięcy riali, to jest 647,1 tysięcy złotych (według średniego kursu NBP z dnia 30 czerwca 2010 roku). Wartość udziałów w księgach Jednostki Dominującej na 30 czerwca 2010 roku wynosi 879,0 tysięcy złotych i w całości została objęta odpisem aktualizującym.

Struktura własności udziałów przedstawia się następująco:

- | | | |
|------------------------------------|-----------------|------|
| • PGNiG S.A. | 73.500 udziałów | 49%, |
| • Petroleum and Gas Technology llc | 76.500 udziałów | 51% |
- P.O. Box 3641, Ruwi, Sułtanat Omanu.

Spółka została zawiązana w 2000 roku, z inicjatywy Zakładu Robót Górniczych w Krośnie (do 30 czerwca 2005 roku Oddział PGNiG S.A. a obecnie jest to spółka, w której PGNiG S.A. posiada 100% udziałów). 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. Kapitał zakładowy założonych spółek wynosi po 200 tysięcy EUR (to jest 829,2 tysięcy złotych według średniego kursu NBP z dnia 30 czerwca 2010 roku), a ich siedziby znajdują się w Poczdamie (InterGasTrade GmbH (IGT)) i Lipsku (InterTransGas GmbH (ITG)).

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, eksploatacja i sprzedaż mocy przesyłowych.

Celem zawiązania spółki InterTransGas GmbH była realizacja budowy interkonektora, łączącego polski i europejski system przesyłowy, stanowiącego jeden z elementów dywersyfikacji dostaw paliwa gazowego do Polski. Aktualnie na podstawie decyzji Wspólników, InterTransGas GmbH działa przy założeniu ponoszenia minimalnych kosztów niezbędnych do funkcjonowania spółki. Po zaistnieniu okoliczności umożliwiających budowę gazociągu łączącego polski i niemiecki system przesyłu paliwa gazowego, spółka będzie mogła podjąć podstawową działalność określoną w Umowie Spółki.

W roku 2007, na mocy uchwały Zgromadzenia Wspólników, siedziba spółki InterTransGas GmbH została przeniesiona z Poczdamu do Lipska.

W dniu 29 stycznia 2009 roku Zgromadzenie Wspólników InterTransGas GmbH podjęło uchwały w sprawie zatwierdzenia modelu biznesowego budowy gazociągu przesyłowego Bornicke – Hintersee – Police, zatwierdzenia planu gospodarczego na rok 2009 oraz wpłaty na kapitał rezerwowy przez wspólników po 3 miliony EUR. Dokapitalizowanie ma formę wpłaty na kapitał rezerwowy, bez emisji nowych udziałów. Pierwsza transza wpłaty na kapitał rezerwowy w wysokości po 750 tysięcy EUR od obydwu wspólników nastąpiła w czerwcu 2009 roku. Kolejna transza wpłaty na kapitał rezerwowy w wysokości po 2.250 tysięcy EUR przez każdego wspólnika nastąpiła w lipcu 2010 r., po zawarciu 30 czerwca 2010 r. przez wspólników Aneksu do „Umowy wspólników o współpracy”, konkretyzującego warunki współpracy przy realizacji budowy gazociągu „Interkonektor Niemcy – Polska”, w szczególności w odniesieniu do praw i obowiązków wspólników ITG.

Zakłada się, że decyzja o realizacji budowy interkonektora zostanie podjęta w 2011 r.

Na dzień 30 czerwca 2010 roku zaangażowanie PGNiG S.A. w spółce InterTransGas GmbH wynosiło 3.100 tysięcy EUR (to jest 12.852 tysiące złotych według średniego kursu NBP z dnia 30 czerwca 2010 roku). Wartość udziałów w księgach Jednostki Dominującej na 30 czerwca 2010 roku wynosi 13.602,5 tysięcy złotych.

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 na Norweskim Szelfie Kontynentalnym (NCS).

Jedynym właścicielem PGNiG Norway AS jest PGNiG S.A. w Warszawie. Przedmiot działalności PGNiG Norway AS obejmuje eksploatację ropy naftowej i gazu ziemnego oraz inną działalność podobnego typu lub z tym związaną. PGNiG Norway 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.

Na Norweskim Szelfie Kontynentalnym PGNiG Norway AS wspólnie z partnerami prowadzi projekt zagospodarowania złóż Skarv, Snadd i Idun. Udziały w złożach wynoszą: PGNiG Norway AS – 12%, British Petroleum – 24% (operator), Statoil – 36% oraz E.ON Ruhrgas – 28%. Projekt jest realizowany zgodnie z harmonogramem, a jego stopień zaawansowania przekroczył 80%. W ramach projektu Skarv w I półroczu 2010 roku odwiercone zostały pierwsze odwierty eksploatacyjne. W II połowie 2010 roku planuje się zakończenie budowy platformy wydobywczej, magazynowania i załadunku (FPSO) oraz przetransportowanie jej do Norwegii. Rozpoczęcie wydobycia przewiduje się w 2011 roku.

W I półroczu 2010 roku na Morzu Norweskim na obszarze koncesji PL 212, w pobliżu złoża Skarv, PGNiG Norway AS wspólnie z partnerami odkryła nowe złożo ropno-gazowe Snadd North. Udział PGNiG Norway AS w złożu wynosi 12%, natomiast pozostałe udziały należą do British Petroleum – 24%, Statoil – 36% oraz E.ON Ruhrgas – 28%. Zasoby wydobywalne złoża Snadd North wstępnie szacowane są na poziomie od 9 do 16 mld m³ gazu ziemnego. Rozpoczęcie zagospodarowania złoża Snadd North planowane jest w 2011 roku.

Ponadto w I półroczu 2010 roku na Norweskim Szelfie Kontynentalnym PGNiG Norway AS:

- objęła 15% udziałów w koncesji PL 558 w wyniku rozstrzygnięcia rundy koncesyjnej; operatorem na tej koncesji jest firma E.ON Ruhrgas
- kupiła od firmy Statoil Petroleum AS 10% udziałów w koncesji PL 326, na obszarze której potwierdzono występowanie złoża gazu ziemnego Gro; pozostałe udziały należą do firm: Shell – 50%, Statoil – 30%, Gaz de France SUEZ – 10%.

Na koniec 30 czerwca 2010 roku dotychczas poniesione przez Grupę (poprzez spółkę zależną Jednostki Dominującej) nakłady inwestycyjne ujęte w skonsolidowanym sprawozdaniu z sytuacji finansowej Grupy wyniosły 4.959.035 tysięcy NOK to jest 2.588.616 tysięcy złotych (według kursu NBP z dnia 30 czerwca 2010 roku), natomiast związane z tym przedsięwzięciem bezpośrednie koszty ujęte w rachunku zysków i strat za I półrocze 2010 roku wyniosły 122.918 tysięcy NOK to jest 61.496 tysięcy złotych (przeliczone po średnim kursie NOK stanowiącym średnią arytmetyczną średnich kursów ustalonych przez NBP na ostatni dzień każdego miesiąca okresu sprawozdawczego).

Na potrzeby sfinansowania zakupu udziału w złożach oraz potrzeby inwestycyjne Jednostka Dominująca udzieliła spółce pożyczkę w kwocie 3.800.000 tysięcy NOK. Pożyczka jest uruchamiana w transzach a datę spłaty ustalono na grudzień 2022 roku. Po przekazaniu, w styczniu 2009 roku, trzeciej transzy pożyczki w wysokości 1.312.000 tysięcy NOK, saldo otrzymanej pożyczki przez spółkę PGNiG Norway AS osiągnęło poziom docelowy 3.800.000 tysięcy NOK.

W dniu 13 stycznia 2010 roku Jednostka Dominująca udzieliła spółce drugiej pożyczki w kwocie 786.000 tysięcy NOK. Pożyczka ta jest uruchamiana w transzach na wniosek spółki. W I półroczu 2010 roku została przekazana spółce kwota 460.000 tysięcy NOK. W związku z tym całkowite zadłużenie spółki PGNiG Norway AS na dzień 30 czerwca 2010 roku wynosiło 4.260.000 NOK to jest 2.223.720 tysięcy złotych (według kursu NBP z dnia 30 czerwca 2010 roku).

Jednocześnie Spółka prowadzi zaawansowane rozmowy z bankami w celu pozyskania kredytu konsorcjalnego w kwocie 300 – 400 mln USD, zabezpieczonego m.in. na aktywach spółki, głównie na dalsze finansowanie projektu Skarv i działalności operacyjnej, w tym na innych koncesjach, do czasu osiągnięcia przychodów z wydobycia węglowodorów.

Struktura finansowania działalności spółki jest zgodna z obowiązującymi w Norwegii zasadami dotyczącymi relacji kapitału własnego i długu (tzw. cienkiej kapitalizacji).

Na koniec 30 czerwca 2010 roku zaangażowanie kapitałowe Jednostki Dominującej w spółce wynosiło 951.327 tysięcy NOK to jest 496.592,7 tysięcy złotych (według kursu NBP z dnia 30 czerwca 2010 roku). Wartość udziałów w księgach Jednostki Dominującej na 30 czerwca 2010 roku wynosi 462.872,6 tysięcy złotych.

Holandia - Libia

Spółka PGNiG Finance B.V. została zawiązana w dniu 14 września 2001 roku do obsługi emisji obligacji PGNiG S.A. denominowanych w EUR. Jedynym udziałowcem spółki jest PGNiG S.A. Jej kapitał zakładowy wynosi 20 tysięcy EUR to jest 82,9 tysięcy złotych (według kursu NBP z dnia 30 czerwca 2010 roku).

W styczniu 2008 roku Zarząd PGNiG S.A. podjął uchwałę w sprawie wyrażenia zgody na wykorzystanie spółki PGNiG Finance B.V. 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.).

Zarząd spółki Polish Oil and Gas Company – Libya B.V. podjął działania, które doprowadziły do podpisania w lutym 2008 roku z firmą libijską National Oil Corporation 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 Murzuq i Gadamesh w pobliżu granicy z Algierią. Zgodnie ze złożoną ofertą przetargową, firma zobowiązała się do wykonania prac poszukiwawczych na łączną kwotę 108.000 tysięcy USD, w tym: 3000 km² 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 mogą zostać zwrócone poprzez ich zaliczenie do przychodów uzyskiwanych z wydobywania węglowodorów.

W lutym 2008 roku została udzielona przez PGNiG S.A. na rzecz National Oil Corporation gwarancja dotycząca realizacji przez POGC – Libya B.V. zobowiązań koncesyjnych na kwotę 108.000 tysięcy USD to jest 366.616,8 tysięcy złotych (według kursu NBP z dnia 30 czerwca 2010 roku).

W I połowie 2010 zakończono realizację I i II fazy prac sejsmicznych 2D, w ramach których wykonano w sumie 3.027 km sejsmiki 2D. Ponadto kontynuowano processing danych sejsmicznych. oraz rozpoczęto interpretację danych geofizycznych. W II połowie 2010 roku będą kontynuowane prace przetwarzania i interpretacji danych.

Wartość prac w I półroczu 2010 roku wyniosła 6.405 tysięcy EUR to jest 25.647 tysięcy złotych (przeliczone po średnim kursie EUR stanowiącym średnią arytmetyczną średnich kursów ustalonych przez NBP na ostatni dzień każdego miesiąca okresu sprawozdawczego).

W marcu 2009 roku Zarząd PGNiG S.A. podjął uchwałę o dokapitalizowaniu POGC Libya BV kwotą 47.500 tysięcy EUR, to jest 196.925,5 tysięcy złotych (według kursu NBP z dnia 30 czerwca 2010 roku), z przeznaczeniem głównie na finansowanie wydatków poszukiwawczych w Libii. Dokapitalizowanie zostało dokonane bez emisji nowych udziałów. W dniu podjęcia uchwały o dokapitalizowaniu dokonano potrącenia części kwoty wpłaty na kapitał rezerwowy z wierzycielnością PGNiG S.A. z tytułu pożyczki w kwocie 20.591 tysięcy USD udzielonej w 2008 roku. Pozostała po potrąceniu pożyczki wraz z odsetkami kwota wkładu kapitałowego, została wpłacona w 2009 roku w gotówce w trzech transzach.

W dniu 1 lutego 2010 roku, pomiędzy POGC Libya BV i PGNiG S.A., została zawarta umowa wkładu, na mocy której Wspólnik zobowiązał się do dokapitalizowania Spółki kwotą 18.000 tysięcy EUR, to jest 74.624,4 tysiące złotych (według kursu NBP z dnia 30 czerwca 2010 roku). Dokapitalizowanie ma formę wpłaty na kapitał zapasowy bez emisji nowych udziałów. Środki mają być przeznaczone głównie na finansowanie działalności poszukiwawczej.

Na dzień 30 czerwca 2010 roku zaangażowanie Jednostki Dominującej w spółkę wynosiło 65.520,0 tysięcy EUR, to jest 271.632,8 tysięcy złotych (według kursu NBP z dnia 30 czerwca 2010 roku). Wartość udziałów w księgach Jednostki Dominującej na 30 czerwca 2010 roku wynosi 291.922,0 tysięcy złotych.

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

Jednostka Dominująca prowadzi prace poszukiwawcze w Pakistanie na koncesji Kirthar wspólnie z firmą Pakistan Petroleum Ltd., zgodnie z podziałem udziałów: PGNiG S.A. – 70%, PPL – 30%. W I półroczu 2010 roku zakończono testy mające na celu określenie wydajności otworu poszukiwawczego Rehman-1 oraz rozpoczęto akwizycję danych sejsmicznych 3D. W II połowie 2010 roku planuje się zakończenie połowych prac sejsmicznych 3D i rozpoczęcie rekonstrukcji otworu Hallel-1.

W Danii Jednostka Dominująca realizowała działalność poszukiwawczą na terenie koncesji 1/05. Udziały w koncesji wynoszą: PGNiG S.A. (operator) – 80%, Nordsofonden – 20%. W I połowie 2010 roku zakończono akwizycję oraz processing danych sejsmicznych 3D i 2D. Ponadto rozpoczęto zaawansowane przetwarzanie danych sejsmicznych, których zakończenie planowane jest w II połowie 2010 roku. Na podstawie wyników powyższych prac zostanie podjęta decyzja o ewentualnym wierceniu otworu poszukiwawczego.

W Egipcie Jednostka Dominująca prowadziła prace poszukiwawcze na koncesji Bahariya (Blok nr 3). Spółka posiada 100% udziałów w koncesji. W I półroczu 2010 roku rozpoczęto reprocessing 2.000 km sejsmiki 2D, który został zakończony w lipcu 2010 roku. W II połowie 2010 roku planowane jest wykonanie prac grawimetrycznych.

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,
Oddział w Algierii – Algier.

Geofizyka Kraków Sp. z o.o.

Oddział Pakistan Branch – Islamabad;
Zakład Słowacja w Bratysławie;
Zakład Czechy w Ostrawie;
Oddział Libia Branch - Trypolis.

Geofizyka Toruń Sp. z o.o.

Oddział w Tajlandii – Bangkok;
Oddział w Egipcie – Kair.

PNiG Jasło Sp. z o.o.

Oddział w Libii - Trypolis.

PNiG Kraków Sp. z o.o.

Oddział w Pakistanie – Karachi;
Oddział w Kazachstanie – Almaty.
Oddział w Republice Ugandy

PNiG Piła Sp. z o.o.

Oddział w Indiach - Baroda;
Oddział w Egipcie - Kair.

ZRG Krosno Sp. z o.o.

Oddział w Czechach – Ostrava.

POGC Libya BV

Oddział w Libii

39. ZATRUDNIENIE (DANE W OSOBACH)

Zatrudnienie na koniec okresu w podziale na segmenty	30 czerwca 2010	31 grudnia 2009
Centrala Spółki PGNiG S.A.*	838	833
Poszukiwanie i wydobywanie	11 751	10 800
Obrót i magazynowanie	4 117	4 128
w tym spółki konsolidowane metodą praw własności	293	292
Dystrybucja	13 840	13 851
Pozostałe	2 081	2 073
Razem	32 627	31 685

*Centrala Spółki PGNiG S.A. wykonuje zadania na rzecz wszystkich pozostałych segmentów, w związku z tym nie została przypisana do żadnego z nich.

40. INFORMACJE NA TEMAT PROCESU RESTRUKTURYZACJI W GRUPIE KAPITAŁOWEJ

W I półroczu 2010 roku obowiązywał, przyjęty w dniu 11 grudnia 2008 roku przez NWZ PGNiG S.A. „Program racjonalizacji zatrudnienia oraz osłon finansowych dla pracowników Grupy Kapitałowej PGNiG S.A. lata 2009-2011 (III etap)”, („Program”). Program ten ma formułę „na gotowość”. 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.

W przypadku PGNiG S.A., decyzje o zastosowaniu Programu (czyli między innymi zgoda na uruchomienie wypłat tak zwanych osłon na zasadach sprecyzowanych w Programie), w odniesieniu do oddziałów i Centrali Spółki podejmuje Zarząd PGNiG S.A. w formie uchwały.

Do końca okresu sprawozdawczego tj. do dnia 30 czerwca 2010 roku, z wyłączeniem przypadku szczególnego, o którym mowa poniżej, nie podejmowano decyzji o uruchomieniu Programu w oddziałach Spółki PGNiG S.A. oraz w podmiotach Grupy Kapitałowej.

Wyżej wymieniony wyjątek dotyczył PNiG Kraków Sp. z o.o., tj. podmiotu, który został wymieniony w Programie jako uprawniony do jego stosowania, jeżeli zostanie podjęta stosowna uchwała jego Zgromadzenia Wspólników, a który znalazł się w trudnej sytuacji finansowej uniemożliwiającej ponoszenie samodzielnie przez zainteresowaną spółkę wszystkich wymaganych Programem kosztów racjonalizacji zatrudnienia. Podmiot taki, zgodnie z założeniami Programu ma możliwość, wnioskowania o skorzystanie przez jego byłych pracowników, z którymi rozwiązano stosunek pracy, ze środków kapitału rezerwowego PGNiG S.A. pod nazwą Centralny Fundusz Restrukturyzacji, o ile WZ PGNiG S.A. wyrazi na to zgodę. Z takiej możliwości Spółka skorzystała i wystąpiła z wnioskiem w sprawie użycia środków z kapitału rezerwowego CFR na zasadach przewidzianych w Programie, na jednorazowe wypłaty (osłony) dla 23 byłych pracowników w wysokości 1 070,0 tysięcy złotych. Wniosek ten został przyjęty Uchwałą WZ PGNiG S.A.

W dniu 16 czerwca 2010 roku Zarząd PGNiG S.A. podjął decyzję dotyczącą przeprowadzenia konsolidacji (poprzez inkorporację) spółek zajmujących się usługami serwisowymi w Grupie Kapitałowej. Realizacja projektu konsolidacji będzie możliwa dzięki objęciu przez PGNiG S.A. nowych udziałów, o wartości 2 mln złotych, w spółce Górnictwo Naftowe Sp. z o.o., która będzie odpowiedzialna za przeprowadzenie konsolidacji.

Celem konsolidacji jest zbudowanie spółki, która będzie mogła efektywnie konkurować zarówno na krajowych jak i zagranicznych rynkach zamówień, uczestnicząc z powodzeniem w przetargach na duże projekty inwestycyjne.

Konsolidacją zostaną objęte m.in. BN Naftomontaż Sp. z o.o., BUG Gazobudowa Sp. z o.o., ZRUG Pogórska Wola Sp. z o.o. oraz ZUN Naftomet Sp. z o.o., na bazie których powstanie spółka pod nazwą PGNiG Technologie Sp. z o.o. W przyszłości planowane jest przekształcenie PGNiG Technologie w spółkę akcyjną.

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 i pożyczki, zobowiązania z tytułu leasingu finansowego, zobowiązania z tytułu dostaw i usług i inne zobowiązania, pomniejszone o środki pieniężne i ekwiwalenty środków pieniężnych. Kapitał obejmuje kapitał własny należny akcjonariuszom Jednostki Dominującej.

	30 czerwca 2010	31 grudnia 2009
Kredyty i pożyczki oraz zobowiązania z tytułu leasingu finansowego	1 801 247	2 028 163
Zobowiązania z tytułu dostaw i usług i inne zobowiązania	3 226 722	2 799 472
Środki pieniężne i ich ekwiwalenty (-)	(2 093 837)	(1 196 325)
Zadłużenie netto	2 934 132	3 631 310
Kapitał własny (przypisany akcjonariuszom jednostki dominującej)	22 032 976	21 426 830
Kapitał i zadłużenie netto	24 967 108	25 058 140
Wskaźnik dźwigni	11,8%	14,5%

42. INFORMACJA NA TEMAT NIEODPŁATNEGO NABYCIA AKCJI SPÓŁKI PGNiG S.A. PRZEZ UPRAWNIONYCH PRACOWNIKÓW

Pracownicy Spółki na podstawie ustawy z dnia 30 sierpnia 1996 roku o komercjalizacji i prywatyzacji („Ustawa”), są uprawnieni do bezpłatnego nabycia 15% akcji Spółki. Powyższe prawo przysługuje tzw. uprawnionym pracownikom, to jest osobom o których mowa w artykule 2 pkt 5 Ustawy. Prawo do nieodpłatnego nabycia akcji powstaje po upływie trzech miesięcy od dnia zbycia przez Skarb Państwa pierwszej akcji na zasadach ogólnych.

W dniu 30 czerwca 2008 roku Skarb Państwa zbył na zasadach ogólnych jedną akcję Spółki PGNiG S.A.

W związku z powyższym, zgodnie z art. 38 ust. 2 Ustawy, prawo do nieodpłatnego nabycia akcji Spółki przez uprawnionych pracowników powstało w dniu 1 października 2008 roku i wygaśnie w dniu 1 października 2010 roku.

Zgodnie z art. 36 ust. 1 Ustawy uprawnionym pracownikom przysługuje prawo do nieodpłatnego nabycia do 15% akcji objętych przez Skarb Państwa w dniu wpisania Spółki do rejestru, tj. nie więcej niż 750.000.000 sztuk akcji o wartości nominalnej 1 złoty każda. Lista uprawnionych pracowników została ustalona w grudniu 1997 roku i wynosi 61 516 osób.

Wartość rynkowa pakietu 750.000.000 sztuk akcji na koniec 30 czerwca 2010 roku wynosiła 2.467.500 tysięcy złotych (na dzień sporządzenia sprawozdania to jest na koniec 17 sierpnia 2010 roku wartość tego pakietu wynosiła 2.602.500 tysięcy złotych).

Zgodnie z przyjętym harmonogramem, proces wydawania akcji został uruchomiony w dniu 6 kwietnia 2009 roku. Na dzień 30 czerwca 2010 roku zostało objętych (zapisanych na rachunkach papierów wartościowych), przez uprawnionych pracowników lub ich spadkobierców, 713 630 894 sztuk akcji.

Zgodnie z art. 38 ust. 3 Ustawy akcje nabyte nieodpłatnie przez uprawnionych pracowników nie mogą być przedmiotem obrotu przed dniem 1 lipca 2010 roku natomiast akcje nabyte nieodpłatnie przez członków zarządu Spółki przed dniem 1 stycznia 2011 roku.

Podstawową zasadą MSSF 2 Płatności w formie akcji jest ujmowanie kosztu świadczeń pracowniczych w okresie ich faktycznego świadczenia. Prawa do bezpłatnego nabycia akcji wynikające z Ustawy miały z założenia stanowić rekompensatę za świadczenie pracy przez uprawnionych pracowników za okres przed wejściem ustawy w życie w szczególności za okres sprzed 1989 r., kiedy miały miejsce zmiany ustrojowe w Polsce. Zgodnie z MSSF 2 wartość powyższego programu powinna zostać określona na dzień ustalenia ilości akcji przypadającej na poszczególnych pracowników, w oparciu o wartość godziwą tych akcji. W przypadku PGNiG S.A. akcje będą

wydawane z puli akcji należących do Skarbu Państwa. W związku z tym Spółka ponosi jedynie koszty administracyjne związane z operacją wydania akcji uprawnionym pracownikom.

Bezpośrednie koszty związane z udostępnianiem akcji poniesione w I półroczu 2010 roku ujęte w rachunku zysków i strat wyniosły 126,6 tysięcy złotych. Z tego koszt ogłoszeń prasowych wyniósł 20,00 tysięcy złotych, koszt zawierania umów nieodpłatnego zbycia akcji przez CDM Pekao S.A. wyniósł 46,2 tysięcy złotych a koszt zawierania umów nieodpłatnego zbycia akcji przez pracowników GK PGNiG wyniósł 60,4 tysięcy złotych.

43. RYZYKO ZWIĄZANE Z ZAKUPEM GAZU

W czerwcu 2010 roku ponownie miały miejsce zakłócenia w dostawach gazu z kierunku wschodniego. Z uwagi na politykę głównego dostawcy oraz sytuację polityczną i gospodarczą w krajach tranzytowych, zakłócenia w dostawach gazu mogą mieć miejsce w przyszłości. Ponadto istnieje ryzyko braku możliwości pokrycia zapotrzebowania na paliwo gazowe, o ile w terminie do połowy października br. nie dojdzie do podpisania porozumienia międzyrządowego przez rządy Rzeczypospolitej Polskiej i Federacji Rosyjskiej. W przypadku niepodpisania powyższego porozumienia należy spodziewać się, że OGP GAZ-SYSTEM S.A. wprowadzi ograniczenia w poborze gazu zgodnie z rozporządzeniem Rady Ministrów z dnia 19 września 2007 roku w sprawie sposobu i trybu wprowadzania ograniczeń w poborze gazu ziemnego. Wprowadzone przez OGP GAZ-SYSTEM S.A. ograniczenia mogą okazać się niewystarczające dla zbilansowania obniżonego popytu w stosunku do podaży gazu.

44. ZDARZENIA PO DNIU BILANSOWYM

- a. W dniu 26 lipca 2010 roku miała miejsce emisja obligacji w kwocie 1.235 milionów złotych, zgodnie z umową z dnia 10 czerwca 2010 roku (raport bieżący nr 30/2010 z dnia 10 czerwca 2010 roku) w sprawie programu emisji obligacji do kwoty 3 miliardów złotych, zawartą z sześcioma bankami, tj.: Bank Polska Kasa Opieki SA, ING Bank Śląski SA, Powszechna Kasa Oszczędności Bank Polski SA, Bank Handlowy w Warszawie SA, Societe Generale SA, BNP Paribas SA Oddział w Polsce). Środki uzyskane z pierwszej emisji zostały przeznaczone na spłatę kredytu wielowalutowego, którego termin zapadalności przypadał na dzień 27 lipca 2010 roku. Oprocentowanie obligacji oparte jest o stopę WIBOR powiększoną o marżę, której wysokość uzależniona jest od stopnia wykorzystania Programu oraz wskaźnika skonsolidowanego długu netto do skonsolidowanej EBITDA.
- b. W dniu 30 lipca 2010 roku Jednostka Dominująca zawarła umowę kompleksową sprzedaży paliwa gazowego („Umowa”) z KGHM Polska Miedź SA z siedzibą w Lubinie („KGHM”). Umowa dotyczy sprzedaży gazu ziemnego na cele energetyczne – zasilanie dwóch bloków gazowo-parowych o mocy 45 MWe każdy – do punktów zdawczo-odbiorczych w Głogowie i Polkowicach w ilości docelowej 266 milionów m³ rocznie. Paliwo gazowe będzie dostarczane za pośrednictwem sieci dystrybucyjnej Wielkopolskiej Spółki Gazownictwa Sp. z o.o. Umowa obowiązuje od dnia jej podpisania do dnia 30 czerwca 2033 roku z możliwością uzgodnienia terminu rozpoczęcia dostaw między 1 lipca 2012 roku a 31 grudnia 2012 roku. Szacunkowa wartość Umowy wynosi ok. 4,0 miliardy złotych. Maksymalna wysokość kar umownych może przekroczyć 10% wartości Umowy, a ich wysokość zależy od ilości zamówionego i nieodebranego przez KGHM gazu. Umowa nie zawiera zapisów, które przewidywałyby możliwość dochodzenia dodatkowego odszkodowania ponad wysokość tych kar.
- c. W dniu 3 sierpnia 2010 roku Jednostka Dominująca zawarła porozumienia rozwiązujące umowy sprzedaży gazu ziemnego, zawarte w dniu 1 grudnia 2003 roku, z Energetyką Sp. z o.o. (spółka zależna od KGHM Polska Miedź S.A.) na dostawę gazu na cele energetyczne do punktów odbioru w Żukowicach i Polkowicach. Przyczyną rozwiązania jest brak możliwości realizacji przez strony umów na dostawy gazu ziemnego na zasadach określonych w umowach oraz sfinalizowanie treści nowej umowy na dostawy gazu ziemnego dla KGHM Polska Miedź S.A. Nie przewiduje się skutków finansowych wynikających z rozwiązania w/w umów.
- d. W dniu 16 sierpnia 2010 roku do Rady Nadzorczej PGNiG wpłynęła rezygnacja Pana Waldemara Wójcika z funkcji wiceprezesa Zarządu PGNiG S.A. ds. Górnictwa Naftowego z dniem 15 sierpnia 2010 roku.