

POLSKIE GÓRNICCTWO NAFTOWE I GAZOWNICTWO S.A.



**SPRAWOZDANIE ZARZĄDU Z DZIAŁALNOŚCI
SPÓŁKI ZA I PÓŁROCZE 2005**

WARSZAWA, 7 września 2005

Spis rozdziałów

1. Ogólne informacje o Spółce	3
2. Działalność Spółki w I półroczu 2005 roku	5
3. Aktualna sytuacja finansowa	7
4. Przewidywana sytuacja finansowa	13
5. Ważne wydarzenia w okresie sprawozdawczym i po dacie bilansu	14
6. Kierunki rozwoju PGNiG S.A.....	20
7. Analiza pozycji rynkowej oraz potencjału PGNiG S.A.	22
8. Zarządzanie ryzykiem finansowym	26
9. Restrukturyzacja zatrudnienia	28
10. Ochrona środowiska	28

1. Ogólne informacje o Spółce

Informacje podstawowe

Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo Spółka Akcyjna (PGNiG S.A.) z siedzibą w Warszawie, ul. Krucza 6/14, zwane dalej „Spółką”, jest jednoosobową spółką Skarbu Państwa.

Spółka powstała w wyniku przekształcenia przedsiębiorstwa państwowego pod nazwą Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo w jednoosobową spółkę Skarbu Państwa. Aktu przekształcenia dokonał w imieniu Skarbu Państwa Minister Skarbu Państwa, który ustalił jednocześnie statut Spółki. Oba dokumenty zostały sporządzone w formie aktu notarialnego (Repertorium A Nr 18871/96) z dnia 21 października 1996 roku.

Działając zgodnie z art.329 Kodeksu Handlowego Zarząd Spółki zgłosił powstanie Spółki do Sądu Rejonowego dla m.st. Warszawy, Wydział XVI Gospodarczy celem jej wpisania do rejestru handlowego. Dnia 30 października 1996 roku sąd ten wydał postanowienie o wpisaniu Spółki do rejestru handlowego pod nazwą Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo S.A. z siedzibą w Warszawie pod numerem RHB 48382. Od tego momentu (tj. od dnia rejestracji) Spółka nabyła osobowość prawną. W związku z wejściem w życie od dnia 01 stycznia 2001 roku ustawy Kodeks Spółek Handlowych, PGNiG S.A. w dniu 14 listopada 2001 roku zostało wpisane do Krajowego Rejestru Sądowego pod numerem 0000059492.

Według statutu Spółka jest spółką akcyjną o szczególnym znaczeniu dla gospodarki państwa i spółką publiczną .

Przedmiot działalności

Zgodnie ze statutem Spółka prowadzi działalność produkcyjną, usługową i handlową w następującym zakresie:

- 1) wydobywanie ropy naftowej,
- 2) wydobywanie gazu ziemnego,
- 3) działalność usługowa związana z eksploatacją złóż ropy naftowej i gazu ziemnego,
- 4) kopalnictwo surowców siarkonośnych,
- 5) pozostałe górnictwo i kopalnictwo, gdzie indziej nie sklasyfikowane,
- 6) wytwarzanie produktów rafinacji i ropy naftowej,
- 7) przetwarzanie produktów rafinacji i ropy naftowej,
- 8) działalność usługowa w zakresie instalowania, naprawy i konserwacji maszyn dla górnictwa, kopalnictwa i budownictwa,
- 9) wytwarzanie energii elektrycznej,
- 10) przesyłanie energii elektrycznej,
- 11) dystrybucja energii elektrycznej,
- 12) wytwarzanie paliw gazowych,
- 13) dystrybucja paliw gazowych w systemie sieciowym,
- 14) produkcja ciepła (pary wodnej i gorącej wody),

- 15) dystrybucja ciepła (pary wodnej i gorącej wody),
- 16) wykonywanie wykopów i wierceń geologiczno – inżynierskich,
- 17) wykonywanie robót ogólnobudowlanych w zakresie obiektów liniowych: rurociągów, linii elektroenergetycznych, elektrotrakcyjnych, i telekomunikacyjno-przesyłowych,
- 18) wykonywanie instalacji centralnego ogrzewania i wentylacyjnych,
- 19) wykonywanie instalacji gazowych,
- 20) obsługa i naprawa pojazdów mechanicznych,
- 21) sprzedaż detaliczna paliw,
- 22) sprzedaż hurtowa paliw stałych, ciekłych i gazowych oraz produktów pochodnych,
- 23) sprzedaż hurtowa półproduktów,
- 24) pozostała sprzedaż hurtowa wyspecjalizowana,
- 25) hotele i motele wraz z restauracjami,
- 26) hotele i motele bez restauracji,
- 27) towarowy transport drogowy pojazdami wyspecjalizowanymi,
- 28) towarowy transport drogowy pojazdami uniwersalnymi,
- 29) transport rurociągowy,
- 30) magazynowanie i przechowywanie towarów w pozostałych składowiskach,
- 31) działalność biur turystycznych,
- 32) telefonia stacjonarna i telegrafia,
- 33) telefonia ruchoma,
- 34) transmisja danych i teleinformatyka,
- 35) radiokomunikacja,
- 36) prace badawczo-rozwojowe w dziedzinie nauk technicznych,
- 37) działalność geologiczno-poszukiwawcza,
- 38) działalność geodezyjna i kartograficzna,
- 39) wynajem nieruchomości na własny rachunek,
- 40) zarządzanie nieruchomościami mieszkalnymi,
- 41) zarządzanie nieruchomościami niemieszkalnymi,
- 42) kupno i sprzedaż nieruchomości na własny rachunek,
- 43) działalność bibliotek innych niż publicznych,
- 44) działalność archiwów,
- 45) działalność muzeów,
- 46) badania i analizy techniczne,
- 47) leasing składników majątku Spółki służącego przesyłowi energii i gazu.

Struktura organizacyjna

PGNiG S.A. zorganizowana jest w strukturę wieloodziałową w skład której na dzień 30.06.2005 roku wchodziły:

- Oddziały Zakłady Górnictwa Nafty i Gazu w Zielonej Górze i Sanoku, Oddział Operatorski w Pakistanie, Oddział Zakład Robót Górniczych w Krośnie i Oddział Zakład Odazotowania Gazu KRIO w Odolanowie,
- Regionalne Oddziały Przesyłu (6) w: Gdańsku, Poznaniu, Świerklanach, Tarnowie, Warszawie i Wrocławiu,
- Centrala Spółki w Warszawie

W dniu 28.06.2005 roku została podjęta uchwała Zarządu PGNiG SA w sprawie likwidacji Oddziału Geovita w Warszawie i zgłoszono Oddział Geovita do wykreślenia z Krajowego Rejestru Sądowego. W dniu 02.08.2005 roku Oddział Geovita został wykreślony z KRS.

Z dniem 01.07.2005 roku Oddział Zakład Robót Górniczych w Krośnie został wniesiony (przekształcony) do Spółki Zakład Robót Górniczych Krosno Sp. z o.o. z siedzibą w Krośnie.

Z dniem 08.07.2005 roku, wejścia w życie umowy leasingu składników systemu przesyłowego pomiędzy PGNiG S.A. i OGP Gaz-System Sp. z o.o., Regionalne Oddziały Przesyłu zostały postawione w stan likwidacji a ich pracownicy na mocy art.23' KP, stali się pracownikami OGP Gaz System.

2. Działalność Spółki w I półroczu 2005 roku

Sprzedaż gazu i ropy naftowej

Głównymi odbiorcami gazu są Spółki Gazownictwa, które wchodzi w skład Grupy Kapitałowej PGNiG S.A. Pozostałymi odbiorcami z sieci przesyłowej są głównie zakłady azotowe, hutnictwo i energetyka.

Struktura sprzedaży gazu

	mln m ³	%
Sprzedaż gazu	7 256,7	100,0%
Do Spółek Gazownictwa	4 340,9	59,8%
Do odbiorców końcowych z sieci przesyłowej	2 625,3	36,2%
Bezpośrednio ze złóż	290,5	4,0%

Sprzedaż ropy naftowej i kondensatu

	ton
ropa naftowa	276 782,0
kondensat	4 356,3

Zakup gazu ziemnego

Zakup gazu ziemnego z importu pokrywa 69,2% krajowego zapotrzebowania na gaz ziemny, z czego 67,4% stanowi import gazu z Rosji. Udział spotowych dostaw gazu ziemnego stanowi obecnie 24,3% całkowitych dostaw importowych.

Struktura importu gazu

	mln m ³	%
Import	5 136,7	100,0%
<i>Rosja</i>	3 460,9	67,4%
<i>Czechy</i>	0,2	0,0%
<i>Niemcy</i>	182,7	3,6%
<i>Norwegia</i>	245,0	4,8%
<i>Kontrakty średnioterminowe (gaz środkowoazjatycki)</i>	1 247,9	24,3%

Wydobycie ze złóż

Krajowe wydobycie gazu ziemnego i ropy naftowej kształtowało się następująco :

- 2 726,28 mln nm³ gazu
(2 193,08 mln m³ gazu w przeliczeniu na gaz ziemny wysokometanowy),
- 8 608,3 t gazoliny,
- 280 641,3 t ropy naftowej.

Wydobycie gazu ziemnego wysokometanowego ze złóż w stosunku do analogicznego okresu roku ubiegłego zmniejszyło się około 40 mln m³.

Wydobycie gazu zaazotowanego przekroczyło poziom wydobycia w analogicznym okresie 2004 roku o około 8%. Wzrost wydobycia tego rodzaju gazu związany jest głównie ze wzrostem zapotrzebowania odbiorców takich jak EC Zielona Góra i ZA Tarnów oraz uruchomieniem mieszalni w Grodzisku Wielkopolskim.

Poszukiwania złóż

W I półroczu 2005 roku PGNiG S.A. prowadziła prace geofizyczne w Polsce (w Karpatach, na Przedgórzu Karpat i na Niziu Polskim). Spółka wykonała 618,4 km badań sejsmicznych 2D oraz 212,2 km² badań 3D.

PGNiG S.A. prowadziła prace wiertnicze na Przedgórzu Karpat, w Karpatach i na Niziu Polskim. W ramach prac poszukiwawczych wykonano łącznie 23 162 m wierceń.

Prace wiertnicze były prowadzone w 17 otworach, z czego w 13 otworach prace zostały zakończone, a w 4 wiercenia kontynuowano.

Wyniki złożowe otworów w postaci przemysłowych przyływów gazu ziemnego i ropy naftowej pozwoliły zakwalifikować 5 otworów gazowych na Przedgórzu i 2 na Niziu Polskim oraz 2 otwory ropne na Niziu Polskim, jako produktywne i przekazać je do eksploatacji.

Inwestycje

PGNiG S.A. zaplanowała nakłady inwestycyjne na 2005 rok w wysokości 540 mln zł, w tym inwestycje górnicze 230 mln zł i przesył 230 mln zł.

W I półroczu 2005 roku poniesione zostały nakłady inwestycyjne w wysokości odpowiednio:

- w obszarze górnictwa - 48,3 mln zł (co stanowi 21% nakładów planowanych)
- w obszarze przesyłu - 55,0 mln zł (co stanowi 24% nakładów planowanych)

Znaczącego zwiększenia tempa prac inwestycyjnych należy spodziewać się w trzecim i czwartym kwartale bieżącego roku.

3. Aktualna sytuacja finansowa

W I półroczu 2005 roku spółka odnotowała poprawę wyniku finansowego na skutek zwiększonego wydobycia i sprzedaży krajowego gazu w stosunku do wielkości planowanych, niższych kosztów własnych sprzedaży gazu dzięki zwiększonemu poborowi gazu z magazynu oraz korzystniejszego kursu dolara. Poprawa wyniku finansowego miała miejsce w warunkach rosnących cen ropy naftowej i cen gazu importowanego.

Sprzedaż gazu PGNiG podlega znacznym wahaniom sezonowym. Sprzedaż gazu znacznie wzrasta w miesiącach zimowych i spada w miesiącach letnich. Sprzedaż gazu w miesiącach zimowych ponad dwukrotnie przekracza sprzedaż w miesiącach letnich (czerwiec, lipiec) i jest w znacznym stopniu uzależniona od temperatury otoczenia. Zakres tych wahań wyznaczają niskie temperatury zimą i wyższe latem. Sezonowość sprzedaży gazu w znacznie większym stopniu dotyczy odbiorców z sektora komunalno-bytowego, zużywających gaz na cele grzewcze, aniżeli odbiorców z sektora przemysłowego. Sezonowość sprzedaży wpływa na potrzebę zwiększenia zdolności magazynowania oraz przesyłowych, w tym również sieci dystrybucyjnych, w celu zaspokojenia szczytowego zapotrzebowania odbiorców końcowych i utrzymania bezpieczeństwa dostaw gazu w kraju.

Syntetyczne dane dotyczące sytuacji finansowej PGNiG S.A. w I półroczu 2005 i analogicznym okresie 2004 roku zostały ujęte w zaprezentowanych poniżej sprawozdaniach:

- skróconym bilansie,
- skróconym rachunku zysków i strat,
- skróconym rachunku przepływów pieniężnych,
- zestawieniu wybranych wskaźników finansowych.

Bilans (mln zł)

AKTYWA	na dzień 30.VI.2005	na dzień 30.VI.2004
<u>AKTYWA TRWAŁE</u>	<u>11 717,1</u>	<u>11 952,6</u>
Wartości niematerialne i prawne	17,0	8,1
Rzeczowe aktywa trwałe	6 388,9	6 504,1
Należności długoterminowe	0,1	
Inwestycje długoterminowe	4 983,2	4 931,5
Długoterminowe rozliczenia międzyokresowe	327,9	508,9
<u>AKTYWA OBROTOWE</u>	<u>2 759,1</u>	<u>2 799,9</u>
Zapasy	616,3	529,5
Należności krótkoterminowe	633,6	815,0
Inwestycje krótkoterminowe	1 496,5	1 446,2
Krótkoterminowe rozliczenia międzyokresowe	12,7	9,2
AKTYWA RAZEM	14 476,2	14 752,5

PASYWA	na dzień 30.VI.2005	na dzień 30.VI.2004
<u>KAPITAŁ (FUNDUSZ) WŁASNY</u>	<u>8 065,1</u>	<u>7 788,5</u>
Kapitał (fundusz) podstawowy	5 000,0	5 000,0
Kapitał (fundusz) zapasowy	2 593,2	2 373,8
Kapitał (fundusz) z aktualizacji wyceny	1,5	1,2
Zysk (strata netto)	470,4	413,5
<u>ZOBOWIĄZANIA I REZERWY NA ZOBOWIĄZANIA</u>	<u>6 411,1</u>	<u>6 964,0</u>
Rezerwy na zobowiązania	1 031,0	1 019,8
Zobowiązania długoterminowe	171,3	4 363,0
Zobowiązania krótkoterminowe	5 156,8	1 535,6
Rozliczenia międzyokresowe	52,0	45,6
PASYWA RAZEM	14 476,2	14 752,5

Rachunek zysków i strat (mln zł) – wersja kalkulacyjna

	I półrocze 2005	I półrocze 2004
<u>PRZYCHODY NETTO ZE SPRZEDAŻY PRODUKTÓW, TOWARÓW I MATERIAŁÓW</u>	<u>4 824,0</u>	<u>4 426,3</u>
<u>KOSZTY SPRZEDAŻY PRODUKTÓW, TOWARÓW I MATERIAŁÓW</u>	<u>3 724,5</u>	<u>3 434,3</u>
<u>KOSZTY SPRZEDAŻY I OGÓLNEGO ZARZĄDU</u>	<u>157,4</u>	<u>151,2</u>
<u>ZYSK (STRATA) NA SPRZEDAŻY</u>	<u>942,1</u>	<u>840,8</u>
Pozostałe przychody operacyjne	105,7	42,1
Pozostałe koszty operacyjne	54,5	77,3
<u>ZYSK (STRATA) NA DZIAŁALNOŚCI OPERACYJNEJ</u>	<u>993,3</u>	<u>805,7</u>
Przychody finansowe	314,5	398,4
Koszty finansowe	603,8	579,6
<u>ZYSK (STRATA) NA DZIAŁALNOŚCI GOSPODARCZEJ</u>	<u>704,1</u>	<u>624,5</u>
Wyniki zdarzeń nadzwyczajnych	-0,3	0,0
<u>ZYSK (STRATA) BRUTTO</u>	<u>703,8</u>	<u>624,5</u>
<u>ZYSK (STRATA) NETTO</u>	<u>470,3</u>	<u>413,5</u>

Rachunek przepływów pieniężnych (mln zł)

	za I półrocze 2005	za I półrocze 2004
Przepływy pieniężne netto z działalności operacyjnej	1 412,4	848,6
Przepływy pieniężne netto z działalności inwestycyjnej	-13,8	-80,0
Przepływy pieniężne netto z działalności finansowej	-841,4	-526,3
Przepływy pieniężne netto	557,3	242,3
Środki pieniężne na początek okresu	523,9	493,6
Środki pieniężne na koniec okresu	1 081,2	735,8

Wskaźniki finansowe

RENTOWNOŚĆ	I półrocze 2005	I półrocze 2004
EBIT w mln zł zysk operacyjny	993,3	805,7
EBITDA w mln zł zysk operacyjny plus amortyzacja	1 285,1	1 086,2
ROE (Rentowność kapitałów własnych) stopa zwrotu z kapitałów własnych - zysk netto do średniego stanu kapitałów własnych	5,8%	5,4%
RENTOWNOŚĆ SPRZEDAŻY NETTO zysk netto odniesiony do przychodów netto ze sprzedaży	9,8%	9,3%
ROA (Rentowność aktywów) stopa zwrotu aktywów - zysk netto w relacji do średniego stanu aktywów (na początek i koniec okresu)	3,2%	2,8%
PLYNNOŚĆ	I półrocze 2005	I półrocze 2004
WSKAŹNIK BIEŻĄCEJ PLYNNOŚCI majątek obrotowy (bez rozliczeń międzyokresowych) do zobowiązań krótkoterminowych	0,5	1,8
WSKAŹNIK SZYBKIEJ BIEŻĄCEJ PLYNNOŚCI majątek obrotowy (bez rozliczeń międzyokresowych) minus zapasy do zobowiązań krótkoterminowych	0,4	1,5
ZADŁUŻENIE	I półrocze 2005	I półrocze 2004
WSKAŹNIK OBCIĄŻENIA FIRMY ZOBOWIĄZANIAMI OGÓLEM zobowiązania długoterminowe + zobowiązania bieżące do pasywa ogółem	36,8%	40,0%
WSKAŹNIK OBCIĄŻENIA KAPITAŁU WŁASNEGO ZOBOWIĄZANIAMI OGÓLEM zobowiązania długoterminowe + zobowiązania bieżące do kapitału własnego	66,1%	75,7%
EFEKTYWNOŚĆ	I półrocze 2005	I półrocze 2004
WSKAŹNIK ROTACJI NALEŻNOŚCI W DNIACH średni stan należności krótkoterminowych * 180 dni do przychody netto ze sprzedaży towarów i produktów	32	45
WSKAŹNIK ROTACJI ZAPASÓW W DNIACH średni stan zapasów*180 dni do przychody netto ze sprzedaży	22	21

Analiza zmian w bilansie PGNiG S.A. wskazuje, iż suma bilansowa na koniec I półrocza 2005 zmniejszyła się o 276,3 mln PLN (1,9 %) w stosunku do analogicznego okresu roku poprzedniego. W obrębie aktywów zmiany te wynikają przede wszystkim z:

- zmniejszenia rzeczowych aktywów trwałych o 115,2 mln PLN (1,8 %) przede wszystkim w wyniku niższego poziomu środków trwałych w budowie oraz zaliczek na środki trwałe w budowie,
- zmniejszenia długoterminowych rozliczeń międzyokresowych o 181,0 mln PLN (35,6 %) w rezultacie zmniejszenia aktywa z tytułu odroczonego podatku dochodowego,
- zwiększenia inwestycji długoterminowych o 51,7 mln PLN (1,1%) w efekcie wzrostu udziałów kapitałowych w jednostkach powiązanych.

W aktywach obrotowych wystąpiły następujące zmiany:

- wzrost stanu zapasów o 86,9 mln PLN (16,4%). Około 97% wartości wykazywanych w bilansie zapasów stanowi gaz wysokometanowy przechowywany w podziemnych magazynów gazu. Wzrost wartości magazynowanego gazu wynika głównie ze wzrostu jednostkowych kosztów nabycia gazu z importu,
- spadek należności krótkoterminowych o 181,4 mln PLN (22,3%) w wyniku zwiększenia efektywności windykacji należności handlowych. Najbardziej widoczna poprawa jest w grupie zakładów azotowych oraz sektorze hut stali.

Po stronie pasywów zmiany wystąpiły głównie w strukturze zobowiązań, gdzie miało miejsce zmniejszenie zobowiązań długoterminowych o 4 191,6 mln PLN (96,1%) na rzecz wzrostu zobowiązań krótkoterminowych o 3 621,2 mln PLN (235,8%). Sytuacja ta była spowodowana przeprowadzeniem restrukturyzacji zadłużenia finansowego PGNiG S.A. tj. sfinansowania przedterminowego umorzenia euroobligacji (spadek zobowiązań długoterminowych) oraz zaciągnięciem nowego, krótkoterminowego kredytu konsorcjalnego (wzrost zobowiązań krótkoterminowych).

W analizowanym okresie nastąpił wzrost wyników osiąganych przez PGNiG S.A. Wynik finansowy brutto wzrósł o 79,3 mln PLN (12,7%). Poprawa wyników finansowych nastąpiła w rezultacie wyższej dynamiki wzrostu przychodów ze sprzedaży operacyjnej od poziomu wzrostu kosztów operacyjnych oraz dodatniego salda pozostałej działalności operacyjnej . Przychody netto ze sprzedaży wzrosły o 397,7 mln PLN (9 %) przede wszystkim w wyniku:

- zwiększenia przychodów ze sprzedaży gazu wysokometanowego o 7% w wyniku wzrostu wolumenu sprzedanego gazu o 2% oraz wzrostu średniej jednostkowej ceny sprzedaży (5%). Wyższa cena sprzedaży gazu wysokometanowego jest następstwem zatwierdzenia w styczniu 2005 r. przez URE nowych stawek taryfowych na paliwa gazowe,
- zwiększenia przychodów ze sprzedaży gazu zaazotowanego GZ-41,5 o 60% w rezultacie zwiększenia wolumenu sprzedanego gazu o 67%,
- zwiększenia przychodów ze sprzedaży ropy naftowej o 19% w wyniku wzrostu średniej ceny sprzedaży.

Wzrost kosztów operacyjnych 287,2 mln PLN (7,9%) nastąpił głównie w rezultacie zwiększenia kosztów zakupu gazu importu o 256 mln PLN (10%) przy 1% wzroście wolumenu zakupu tego gazu. Wyższe koszty zakupu gazu importowanego są efektem wzrostu jednostkowych kosztów zakupu o 9%.

Zwiększenie wyniku na pozostałej działalności operacyjnej o 86,4 mln zł wynika przede wszystkim ze wzrostu wartości rozwiązanych odpisów aktualizujących przeterminowane należności handlowe per saldo o 60 mln zł.

W analizowanym okresie uzyskano niższy wynik na działalności finansowej (spadek o 108,1 mln zł ; 59,4%), w efekcie poniesienia kosztów związanych przedterminowym umorzeniem euroobligacji.

W I połowie 2005 roku, Spółka generowała dodatnie przepływy środków pieniężnych na działalności operacyjnej, natomiast zarówno przepływy z działalności finansowej, jak i inwestycyjnej były ujemne.

Przepływy pieniężne z działalności operacyjnej wyniosły 1 412,4 mln zł, na co głównie miał wpływ osiągnięty zysk netto 470,4 mln zł, amortyzacja 291,7 mln zł, zmiana stanu należności 458,3 mln zł oraz zmiana stanu zobowiązań krótkoterminowych, z wyjątkiem kredytów i pożyczek 238 mln zł.

Przepływy pieniężne z działalności inwestycyjnej zamknęły się kwotą -13.8 mln zł, a zatem były wyższe o 66,2 mln zł w stosunku do analogicznego okresu roku poprzedniego. Wpływ na tę sytuację miały przede wszystkim niższe wydatki na nabycie wartości niematerialnych i prawnych oraz rzeczowych aktywów trwałych (274,1 mln zł w I półroczu 2005, wobec 329,5 mln zł w I półroczu 2004).

Przepływy z działalności finansowej wyniosły w I półroczu -841,3 mln zł, na co główny wpływ miał zrealizowany w tym okresie wykup Euroobligacji, który w istotnej części został sfinansowany ze środków własnych Spółki.

Wynagrodzenia Osób Zarządzających i Nadzorujących

Wynagrodzenia i nagrody wypłacone Osobom Zarządzającym oraz Osobom Nadzorującym zostały przedstawione poniżej:

Wynagrodzenia i nagrody wypłacone Osobom Zarządzającym (zł)

Imię i nazwisko	Łączna kwota wynagrodzeń, świadczeń dodatkowych oraz nagród wypłaconych w pierwszym półroczu 2005 roku	Łączna kwota wynagrodzeń i nagród otrzymanych z tytułu pełnienia funkcji we władzach jednostek podporządkowanych w pierwszym półroczu 2005 roku
Marek Kossowski	152 371,65	326 087,30
Jan Anysz	157 709,12	20 092,31
Marek Foltynowicz*	140 352,28	83 890,76
Paweł Kamiński	131 952,28	80 289,51
Franciszek Krok	131 952,28	143 920,33
Mieczysław Jakiel**	132 989,09	292 538,60
Jerzy Staniewski	56 015,08	290 189,60
Maria Teresa Mikosz	84 246,26	0,00
Razem	987 588,04	1 237 008,41

* w tym dofinansowanie mieszkania w kwocie 8 400,00

** w tym dofinansowanie mieszkania w kwocie 1 036,81

Wynagrodzenia i nagrody wypłacone Osobom Nadzorującym (zł)

Imię i nazwisko	Łączna kwota wynagrodzeń, świadczeń dodatkowych oraz nagród wypłaconych w pierwszym półroczu 2005 roku	Łączna kwota wynagrodzeń i nagród otrzymanych z tytułu pełnienia funkcji we władzach jednostek podporządkowanych w pierwszym półroczu 2005 roku
Andrzej Arendarski	15 276,84	263 133,60
Magdalena Bąkowska	15 276,84	2 480,47
Kazimierz Chrobak	10 184,56	42 265,64
Wiesława Libera	10 184,56	31 477,31
Piotr Niewiarowski	10 184,56	29 765,64
Stanisław Stosur	10 184,56	52 224,00
Andrzej Zając	10 184,56	0,00
Stanisław Perek	7 291,22	0,00
Dawid Sukacz	8 101,35	0,00
Bogusław Kasprzyk	8 101,35	0,00
Zbigniew Kamiński	5 219,59	0,00
Stanisław Speczik	5 092,28	0,00
Tadeusz Soroka	5 219,59	0,00
Zbigniew Macioszek	3 090,09	0,00
Razem	123 591,95	421 346,66

4. Przewidywana sytuacja finansowa

Plan Działalności Gospodarczej PGNiG S.A. na 2005 rok zakłada niższe wyniki niż osiągnięte w 2004 roku. Wynika to przede wszystkim z planowanego wzrostu kosztów zakupu gazu z importu oraz zakładanej mniej korzystnej niż to miało miejsce w 2004 roku sytuacji w zakresie kształtowania się kursów walutowych (Plan zakłada umiarkowany przyrost kursów walutowych, podczas gdy w 2004 roku nastąpił ich duży spadek).

W związku z wydzieleniem działalności przesyłowej i zawarciem umowy leasingu, która z punktu widzenia ustawy o rachunkowości będzie stanowiła leasing finansowy, zmianie ulegnie struktura generowanych wyników finansowych.

W efekcie zakładanego braku marży na sprzedaży usług przesyłowych świadczonych przez OGP Gaz System Sp. z o.o., Plan zakłada zmniejszenie wyniku generowanego na działalności podstawowej oraz równoczesną poprawę wyniku na pozostałej działalności operacyjnej i działalności finansowej.

Dodatkowo Plan Działalności PGNiG S.A. uwzględnia następujące założenia:

- Wzrost taryfy PGNiG w zakresie opłat za gaz w IV kwartale 2005 roku,
- Podwyższenie wskaźnika aktywowania kosztów poszukiwań, co skutkuje poziomem wydatków poszukiwawczych rozliczanych w koszty bieżącego okresu na poziomie niższym niż w latach poprzednich,
- Podwyższenie średniej ceny sprzedaży ropy naftowej,
- Uwzględnienie wpływów z podwyższenia kapitału w ramach prywatyzacji. Wpływie to na poprawę sytuacji przepływów pieniężnych Spółki bowiem środki pozyskane z prywatyzacji będą służyły finansowaniu wydatków inwestycyjnych. W zakresie prezentacji operacji podwyższenia kapitału w sprawozdaniach finansowych:
 - w aktywach środki uzyskane z emisji od miesiąca września powiększą saldo środków pieniężnych,
 - w pasywach zwiększeniu ulegnie kapitał podstawowy Spółki oraz kapitał zapasowy (o kwotę wynikającą z iloczynu liczby akcji i nadwyżki ceny emisyjnej nad wartością nominalną akcji),
 - w rachunku zysków i strat w ostatnim kwartale nie wystąpią obciążenia wyniku z tytułu wpłat z zysku (WZS) (w wysokości 15% wyniku brutto pomniejszonego o podatek dochodowy).

5. Ważne wydarzenia w okresie sprawozdawczym i po dacie bilansu

Restrukturyzacja zadłużenia

W I półroczu 2005 roku PGNiG S.A. prowadziła restrukturyzację swojego zadłużenia w celu realizacji rządowego „Programu restrukturyzacji i prywatyzacji PGNiG S.A.”. W procesie restrukturyzacji zadłużenia rozpoczętym w I kwartale 2005 roku, Spółka uzyskała wymagane zgody wierzycieli i uzgodniła zmiany zapisów umów kredytów bankowych o wartości ponad 900 mln. Euro. Do 6 kwietnia 2005 roku PGNiG S.A. przeprowadziła i sfinansowała umorzenie wszystkich euroobligacji o wartości 678,7 mln Euro, o kuponie 6,75% i zapadalności w 2006 roku.

W dniu 27 lipca 2005 roku PGNiG S.A. zawarła umowę kredytu konsorcjalnego na kwotę 900.000.000 Euro z konsorcjum banków. Przedmiotem umowy jest udzielenie Spółce kredytu konsorcjalnego na kwotę 900.000.000 EUR, na którą składa się kwota 600.000.000 EUR kredytu terminowego oraz kwota 300.000.000 EUR kredytu odnawialnego. Kwota kredytu terminowego ma zostać przeznaczona na spłatę kredytu konsorcjalnego w kwocie 600.000.000 EUR, udzielonego na podstawie umowy z dnia 12 grudnia 2003 roku. Kwota kredytu odnawialnego zostanie w całości przeznaczona na spłatę rat z innych, zaciągniętych przez Spółkę kredytów lub na sfinansowanie ogólnych potrzeb finansowych Spółki. Termin spłaty kredytu terminowego w kwocie 600.000.000 EUR przypada 27 lipca 2010 roku. Termin spłaty kredytu odnawialnego przypada 27 lipca 2008 roku. Kredyt oprocentowany jest według referencyjnych stawek EURIBOR, LIBOR lub WIBOR (w zależności od waluty kredytu), powiększonych o marżę oraz o koszty przewidziane umową. Umowa ma zostać zabezpieczona gwarancjami Spółek Gazownictwa, które mają być wystawione nie później niż w ciągu 6 miesięcy od dnia pierwszego ciągnięcia kredytu odnawialnego.

Zmiany umów kredytowych, umorzenie euroobligacji oraz refinansowanie euroobligacji pozwoliły Spółce na poczynienie ostatecznych kroków związanych z planowaną restrukturyzacją, w tym umożliwiły podpisanie umowy leasingowej majątku przesyłowego oraz przekazanie udziałów Operatora Systemu Przesyłowego Skarbowi Państwa, bez konieczności uzyskania dalszych zgód wierzycieli. Przedterminowe umorzenie obligacji przez Spółkę usunęło związane z nimi kowenanty finansowe (ograniczenia finansowe), wśród nich budzący w przeszłości największe obawy agencji ratingowych, tzw. rating trigger (cyngiel ratingowy), który mógł negatywnie wpłynąć na płynność Spółki. Brak konieczności każdorazowego uzyskiwania zgód obligatariuszy w bardzo sformalizowany sposób na realizację planowanych działań restrukturyzacyjnych, w tym też na wykonanie postanowień „Programu restrukturyzacji i prywatyzacji PGNiG S.A.” w znaczący sposób usprawnił dalszy proces restrukturyzacji firmy.

Publiczna emisja akcji

Zgodnie z „Programem restrukturyzacji i prywatyzacji PGNiG S.A.” w omawianym okresie prowadzono prace mające na celu przygotowanie i zrealizowanie I etapu prywatyzacji PGNiG S.A. w zakresie debiutu giełdowego, w wyniku którego nastąpi podwyższenie kapitału zakładowego poprzez sprzedaż nowej emisji w wysokości 900.000.000 akcji serii B.

Z udziałem wcześniej wyłonionych doradców prywatyzacyjnych zostało przygotowanych szereg opracowań oraz analiz przedprywatyzacyjnych, w tym m.in. analiza strategiczna, analiza przedsiębiorstwa wraz z analizą środowiskową i oceną instalacji naziemnych PGNiG S.A. w Polsce, rekomendacja struktury transakcji oraz analiza czynników wpływających na

wartość PGNiG S.A., model finansowy oraz wycenę, które po ich sprawdzeniu przez przedstawicieli PGNiG S.A. zostały przyjęte Uchwałą przez Zarząd Spółki.

Zostały także sporządzone analiza stanu prawnego przedsiębiorstwa wraz z załącznikami (analizą nieruchomości i tzw. roszczeń rurowych oraz raportem z analizy złóż i zgodności ich eksploatacji z prawem) oraz analiza dla celów prospektu.

Spółka Polskie Pracownie Konserwacji Zabytków S.A. przygotowała raport z oceny dóbr kultury znajdujących się na stanie majątku PGNiG S.A.

Spółka DeGolyer and MacNaughton, doradca PGNiG S.A. ds. weryfikacji zasobów i wyceny złóż przygotowała wymagane opracowanie w tym zakresie.

Majątek, według zasad Międzynarodowych Standardów Sprawozdawczości Finansowej (MSSF) i Międzynarodowych Standardów Rachunkowości (MSR), został wyceniony i zweryfikowany przez doradców z zastosowaniem dwóch metodologii: rynkowej (podstawową metodą była metoda porównawcza, zaś w stosunku do tych składników, dla których nie ma obrotu rynkowego w Polsce – metoda kosztów zastąpienia) oraz dochodowej (DCF).

Wyceny te zostały przeprowadzone w skali całej Grupy Kapitałowej PGNiG S.A. (24 spółek) z uwzględnieniem dodatkowego podziału majątku trwałego na 223 tzw. CGU (jednostki generujące przychody). Nad wyceną pracowało kilkadziesiąt odrębnych zespołów oraz uprawnieni rzeczoznawcy w okresie pomiędzy 8 grudnia 2004 roku a 30 kwietnia 2005 roku.

31 marca 2005 roku PGNiG S.A. złożył w Komisji Papierów Wartościowych i Giełd wniosek o dopuszczenie do publicznego obrotu akcji spółki i prospekt emisyjny.

W dniu 24 maja 2005 roku Komisja Papierów Wartościowych i Giełd dopuściła do publicznego obrotu akcje Spółki.

W dniu 30 czerwca 2005 roku Zarząd KDPW uchwałą Nr 344/05 postanowił przyznać spółce PGNiG SA status uczestnika KDPW w typie EMITENT oraz przyjąć do KDPW 5.000.000.000 akcji zwykłych imiennych serii A spółki Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo SA. Akcje zwykłe imienne serii A o wartości nominalnej 1,00 złoty każda zostały oznaczone kodem PLPGNIG00014.

Aktualny harmonogram prywatyzacji zakłada, że pierwsze notowanie giełdowe akcji Spółki odbędzie się 23 września 2005 r.

Polityka taryfowa

W dniu 1 marca decyzją Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki na wniosek przedsiębiorstwa został przedłużony okres obowiązywania taryfy do dnia 30 czerwca 2005 roku zarówno w zakresie obrotu jak i przesyłu. Ceny i stawki opłat pozostały na niezmiennym poziomie jak dla I kw.

Na kolejny wniosek PGNIG S.A. w dniu 16 czerwca 2005 roku decyzją Prezesa URE wydłużeniu uległ termin obowiązywania taryfy nr 1/2003 (zmienionej decyzją Prezesa URE z dnia 28 lipca 2004 roku, decyzją z dnia 16 grudnia 2004 roku oraz decyzją z dnia 1 marca

2005 roku) do dnia 30 września 2005 roku oraz zatwierdzenia zmiany taryfy w zakresie cen paliw gazowych.

Taryfa po zmianach		
Grupa taryfowa	Cena za paliwo gazowe	Stawki opłat abonamentowych
	zł/m ³	zł/miesiąc
Dla odbiorców gazu wysokometanowego GZ 50 (E)		
E1-E4	0,541	331
Dla odbiorców gazu naazotowanego GZ 35 (Ls)		
Ls 1- Ls 4	0,343	331
Dla odbiorców gazu zaazotowanego GZ 41,5 (Lw)		
Lw 1-Lw 4	0,400	331

Zmiana taryfy została wprowadzona zgodnie z art. 47 ust. 3 pkt 1 oraz art. 47 ust. 4 Prawa energetycznego.

Podział zysku za 2004 rok

W dniu 29 kwietnia 2005 roku Walne Zgromadzenie Akcjonariuszy postanowiło przeznaczyć 500.000,0 tysięcy złotych zysku na dywidendę dla akcjonariuszy.

Zadeklarowana dywidenda	-	500 000 000
Średnia ważona liczba akcji zwykłych*	-	5 000 000 000
Dywidenda na jedną akcję zwykłą (w zł)	-	0,10

* Spółka nie posiada akcji uprzywilejowanych

Walne Zgromadzenie Akcjonariuszy podjęło uchwałę o podziale zysku netto w wysokości 746,7 mln zł. Większość tej kwoty - 500 mln zł, WZA postanowiło przeznaczyć na dywidendę dla 100 proc. akcjonariusza Spółki czyli Skarbu Państwa, natomiast pozostała część zostanie przeznaczona przede wszystkim na zwiększenie kapitału zapasowego oraz zysk dla załogi. Dywidenda dla Skarbu Państwa została wypłacona w formie niepieniężnej w postaci wybranych elementów systemu przesyłowego takich jak gazociągi, tłocznie gazu i stacje gazowe I stopnia.

Umowa na dostawy gazu

W dniu 10 sierpnia 2005 roku została podpisana Umowa Nr PL/012216736/050029/DH/HB sprzedaży gazu ziemnego pomiędzy RosUkrEnergo AG z siedzibą w ZUG w Szwajcarii jako sprzedającym i PGNiG S.A. jako kupującym. Przedmiotem umowy jest dostawa gazu ziemnego o jakości określonej w umowie w ilości do 3,4 mld m³ (wg GOST) na warunkach [DAF] granica Ukraina/Rzeczpospolita Polska z punktem zdawczo-odbiorczym w Drozdowiczach. Dostawy będą realizowane w okresie od 1 września 2005 roku do 31 grudnia 2006 roku włącznie. Cena za 1000 m³ obliczana jest kwartalnie według formuły cenowej określonej w załączniku nr 1 do umowy. Formuła została oparta o cenę bazową za 1000 m³ w USD, średnią arytmetyczną i średnią bazową ceny mazutu i gazołiny. Szacunkowa wartość umowy została objęta wnioskiem o opóźnienie publikacji do końca 2011 roku.

Przesył

W dniu 16 kwietnia 2004 roku została utworzona przez PGNiG, jako odrębna osoba prawna, Spółka Operator Systemu Przesyłowego PGNiG Przesył, stanowiąca w 100% własność PGNiG S.A. Z dniem 1 lipca 2004 roku rozpoczęła ona działalność jako spółka zarządzająca strumieniami gazu. (16 czerwca 2005 roku spółka zmieniła nazwę na Operator Gazociągów Przesyłowych Gaz System Sp. z o.o.).

Po przeprowadzeniu przez PGNiG S.A. negocjacji w sprawie uzyskania zgody wierzycieli na realizację Programu rządowego szczególnie w aspekcie zawarcia umowy leasingu z OGP Gaz System Sp. z o.o. (dawniej PGNiG-Przesył Sp. z o.o.) w marcu br. podpisane zostały odpowiednie aneksy do umów kredytowych oraz uzyskana została zgoda euroobligatariuszy na umorzenie (wykup) wyemitowanych w 2001 roku obligacji.

W dniu 13 maja 2005 roku nastąpiło nieodpłatne zbycie 100% udziałów PGNiG Przesył Sp. z o.o. na rzecz Skarbu Państwa, zgodnie z uchwałą Walnego Zgromadzenia PGNiG S.A., które 28 kwietnia 2005 roku wyraziło na to zgodę. W ten sposób PGNiG S.A. wywiązała się z wymogów w tym zakresie zawartych w Programie restrukturyzacji i prywatyzacji PGNiG S.A. z 2004 roku jak również w artykule 9k Prawa energetycznego dot. bezpośredniego podporządkowania operatorów systemów przesyłowych Skarbowi Państwa.

Zgodnie z założeniami Programu rządowego, sukcesywna sprzedaż na rzecz OGP Gaz-System Sp. z o.o. składników systemu przesyłowego, w tym tzw. elementów „aktywnych” z punktu widzenia ruchu systemu, ma się rozpocząć z dniem 1 listopada 2006 roku.

W celu kapitałowego wzmocnienia pozycji i standingu finansowego OGP Gaz System Sp. z o.o., przyspieszono prace w zakresie przeniesienia części „aktywnych elementów” majątku przesyłowego do tej spółki w formie dywidendy rzeczowej w wysokości 500 mln zł, ustanowionej przez WZ PGNiG S.A. na rzecz Skarbu Państwa. Uregulowano stan prawny nieruchomości, usystematyzowano kilkanaście tysięcy środków trwałych w formie kompletnych 69-ciu segmentów systemu przesyłowego według odrębnych wykazów. OGP Gaz System Sp. z o.o. przejęła na własność podstawowe segmenty majątku przesyłowego: tłocznie, węzły systemowe, stacje redukcyjno-pomiarowe oraz 5 punktów wejścia na granicy RP do Krajowego Systemu Magistralnego.

Na podstawie Uchwał NWZ PGNiG S.A. z 1 lipca 2005 roku, PGNiG S.A. zobowiązała się również do złożenia ofert sprzedaży wobec oraz na rzecz spółki OGP Gaz System Sp. z o.o. określonych składników majątku przesyłowego objętych umową leasingu.

Przez szereg miesięcy opracowywana i uzgadniana była kluczowa dla Programu restrukturyzacji i prywatyzacji PGNiG S.A. umowa leasingu składników systemu przesyłowego pomiędzy PGNiG S.A. i OGP Gaz-System Sp. z o.o. Przeprowadzone zostały wyceny majątku przesyłowego, który objęła przedmiotowa umowa. Prowadzone były szczegółowe uzgodnienia specyfikujące wykaz majątku leasingowanego w związku z koniecznością dostosowania go do wykazu dywidendy rzeczowej, o której mowa powyżej. Prace uwzględniały między innymi wskazówki Ministerstwa Skarbu Państwa oraz Ministerstwa Gospodarki i Pracy a także Prezesa URE. Ostateczny tekst umowy podpisanej 6 lipca 2005 roku przez PGNiG S.A. i OGP Gaz-System Sp. z o.o. zaakceptowany został przez WZ PGNiG S.A. i ZW OGP Gaz-System Sp. z o.o. 7 lipca 2005 roku i umowa weszła w życie w dniu 08.07.2005 roku.

W związku z powyższym dotychczasowe oddziały PGNiG S.A. - Regionalne Oddziały Przesyłu postawione zostały w stan likwidacji a ich pracownicy, na zasadach określonych w art. 23' Kp, stali się pracownikami OGP Gaz System.

W dniu 6 lipca 2005 roku PGNiG S.A. oraz OGP Gaz-System Sp. z o.o. zawarły trzy umowy: (i) umowę o świadczenie przez OGP GAZ System na rzecz PGNiG S.A. usługi mieszania gazu, która została zawarta na okres trzech miesięcy i jej wartość w tym czasie wynosi około 1 mln złotych, (ii) umowę o operatywne zarządzanie pojemnościami magazynów gazu przez OGP Gaz-System na rzecz PGNiG S.A., która została zawarta na okres 6 miesięcy od dnia rozpoczęcia wykonywania umowy o świadczenie usługi przesyłania (tj. 8 lipca 2005) o wartości około 1,5 mln złotych, (iii), umowę na sprężanie paliwa gazowego w PGNiG S.A. w Warszawie Oddział w Odolanowie na potrzeby systemu przesyłowego, która to usługa będzie świadczona przez PGNiG SA na rzecz OGP Gaz-System w czasie obowiązywania tejże umowy to jest do końca czerwca 2006 roku. Szacunkowa wartość umowy wynosi około 6,5 mln złotych. W umowie inwestycyjnej PGNiG zobowiązała się do finansowania nakładów inwestycyjnych związanych z rozbudową systemu przesyłowego oddanego w leasing OGP Gaz System.

Należy podkreślić, że powyższe działania wymagały przeprowadzenia szeregu analiz ekonomiczno-finansowych i prawnych, wyjaśnienia z właściwymi organami kwestii prawnych, podatkowych oraz ostatecznej interpretacji przepisów w tym w szczególności w sprawie sposobu finansowania zbywania akcji oraz formy i warunków zapłaty za akcje nabywane od Skarbu Państwa.

Współpraca z VNG

W I połowie 2005 roku PGNiG wspólnie z VNG utworzyło spółki joint venture, które zrealizują zaprojektują i budowę połączenia (interconnectora) zlokalizowanego w północno zachodniej części Polski. Zgodnie z porozumieniem podpisanym przez Zarządy obu firm jedna spółka będzie zajmowała się handlem, druga będzie odpowiedzialna za budowę i operatorstwo łącznika.

W dniu 30 czerwca 2005 roku Urząd Ochrony Konkurencji i Konsumentów wydał zgody na utworzenie spółek InterGasTrade GmbH i InterTransGas GmbH.

W dniu 1 lipca 2005 roku w Poczdamie PGNiG S.A. oraz niemiecka spółka VNG – Verbundnetz Gas AG z Lipska założyły spółki zajmujące się obrotem i przesyłem gazu ziemnego oraz podpisały odpowiednie umowy. Obaj partnerzy objęli po 50 procent udziałów w spółce obrotu InterGasTrade GmbH (IGT) oraz w spółce przesyłowej InterTransGas GmbH (ITG).

Kapitał zakładowy założonych spółek wynosi po 200 tys. Euro. Siedzibą obu spółek jest Poczdam.

Likwidacja Oddziału Geovita

Został zakończony proces likwidacji (księgowo – rozliczeniowy) Oddziału Geovita PGNiG S.A. W dniu 28 czerwca br. została podjęta uchwała Zarządu PGNiG SA w sprawie likwidacji Oddziału PGNiG S.A. – Geovita w Warszawie i zgłoszono Oddział Geovita do wykreślenia z Krajowego Rejestru Sądowego.

W dniu 2 sierpnia 2005 roku Oddział Geovita został wykreślony z rejestru przedsiębiorców KRS. Spółka Geovita działa od 2004 roku.

Utworzenie Spółki ZRG Krosno Sp. z o.o.

13 maja 2005 roku uzyskano stosowną uchwałę NWZ PGNiG S.A. wyrażającą zgodę na zawiązanie spółki zależnej PGNiG S.A. - Zakład Robót Górniczych Krosno Sp. z o.o. z siedzibą w Krośnie i pokrycie udziałów wkładem niepieniężnym w postaci składników majątkowych stanowiących zorganizowaną część przedsiębiorstwa spółki PGNiG S.A. (Oddział ZRG Krosno) oraz ustalającą umowę Spółki. WZ PGNiG S.A. wyraziło zgodę na objęcie przez PGNiG S.A. wszystkich udziałów na łączną kwotę 26 802 000 zł.

W lipcu 2005 roku Spółka ZRG Krosno podjęła działalność gospodarczą.

Zmiany w Zarządzie

W związku z wygaśnięciem mandatów dwóch członków Zarządu – Wiceprezesa ds. techniczno-produkcyjnych Mieczysława Jakiela i Wiceprezesa ds. ekonomiczno - finansowych Jerzego Staniewskiego, 30 marca br. Rada Nadzorcza ogłosiła konkurs na te stanowiska, a 27 kwietnia 2005 roku rozstrzygnęła go wybierając dotychczasowego Wiceprezesa Mieczysława Jakiela na to samo stanowisko. W przypadku Wiceprezesa ds. ekonomiczno - finansowych Rada postanowiła zakończyć postępowanie kwalifikacyjne bez wyłaniania kandydata. Wiceprezes Paweł Kamiński, który od lutego 2005 roku nadzoruje ten obszar, nadal będzie odpowiedzialny za finanse Spółki.

Marka korporacyjna

W kwietniu 2005 roku rozpoczęto proces wdrażania systemu identyfikacji wizualnej marki PGNiG celem podniesienia świadomości i zwiększenia rozpoznawalności marki Polskiego Górnictwa Naftowego i Gazownictwa S.A.

Atestacja

PGNiG S.A. otrzymała pierwsze w Polsce świadectwo atestacji procedur udzielania zamówień zgodnie z dyrektywą Rady 92/13/EWG potwierdzające, że stosowane w firmie procedury i praktyki związane z udzielaniem zamówień są zgodne z prawem Unii Europejskiej oraz ustawą Prawo zamówień publicznych.

Uzyskanie przez PGNiG SA świadectwa atestacji spowoduje, że Spółka przez trzy lata zwolniona będzie z niektórych obowiązków, w tym m.in. z konieczności poddawania kontroli - prowadzonej przez Prezesa Urzędu Zamówień Publicznych - procedur udzielania zamówień oraz kontroli postępowania, polegającej na udziale obserwatora wyznaczonego przez Prezesa Urzędu Zamówień Publicznych w pracach komisji przetargowej. Ponadto PGNiG zwolnione będzie z publikacji ogłoszenia o postępowaniu w dzienniku lub czasopiśmie o zasięgu ogólnopolskim.

6. Kierunki rozwoju PGNiG S.A.

Długoterminowym celem Grupy Kapitałowej PGNiG jest maksymalizacja jej wartości i optymalizacja udziału w krajowym rynku energii.

PGNiG, mając na względzie atrakcyjność krajowego rynku gazu, zamierza wykorzystać swoją pozycję rynkową do dalszego rozwoju.

W związku z faktem otwarcia krajowego rynku gazu na konkurencję (konsekwencja implementacji Nowej Dyrektywy Gazowej) oraz przekształceniami restrukturyzacyjnymi będącymi wynikiem Programu Restrukturyzacji i Prywatyzacji PGNiG z 2004 roku (w tym przekazanie działalności przesyłowej do OGP Gaz-System Sp. z o.o.) PGNiG koncentruje się na działalności poszukiwawczo-wydobywczej oraz działalności handlowej.

Celem PGNiG S.A. jest maksymalizacja jej wartości poprzez:

- poprawę efektywności działalności handlowej,
- utrzymanie konkurencyjności oraz
- racjonalizację (optymalizację) kosztów.

Zwiększenie zdolności produkcyjnych, ograniczenie ryzyka związanego z prowadzeniem działalności regulowanej, poprawa jakości obsługi odbiorców i optymalizacja struktury kosztów powinny umożliwić utrzymanie przez PGNiG wiodącej pozycji na rynku gazu ziemnego w Polsce oraz zwiększenie efektów finansowych jej działalności.

W III kwartale 2005 roku planowane jest podwyższenie kapitału PGNiG S.A. poprzez przeprowadzenie publicznej emisji akcji na Warszawskiej Giełdzie Papierów Wartościowych. Szacuje się, że w wyniku podwyższenia kapitału Spółka pozyska środki, które przeznaczy na realizację wieloletniej strategii inwestycyjnej. Jej realizacja, a zwłaszcza wzrost własnego wydobycia ropy naftowej i gazu ziemnego, budowa nowych połączeń gazociągowych i rozbudowa pojemności podziemnych magazynów gazu (PMG) zwiększy zarówno bezpieczeństwo jak i elastyczność zaopatrywania klientów w gaz, a zatem i bezpieczeństwo energetyczne kraju. Upublicznienie pakietu akcji zwiększy przejrzystość działalności Spółki i przyczyni się do racjonalizacji zarządzania Grupą Kapitałową w całym łańcuchu.

PGNiG odgrywa obecnie dominującą rolę na krajowym rynku gazu. Akcesja Polski do Unii Europejskiej w maju 2004 roku oraz wynikający z dyrektywy 2003/55/WE wprowadziła obowiązek zapewnienia od 1 lipca 2004 roku dostępu do usług przesyłowych wszystkim odbiorcom (wyłączając jedynie odbiorców domowych). Wprowadzenie otwartego dostępu do sieci i wolnej konkurencji na rynku spowoduje w dłuższej perspektywie pojawienie się na rynku polskim innych europejskich firm gazowniczych. W celu zachowania wiodącej pozycji na polskim rynku gazu PGNiG będzie intensyfikowało działania, aby zapewnić jak najlepsze warunki współpracy z obecnymi odbiorcami gazu, a także aby pozyskać nowych klientów. Służyć temu będą zarówno działania marketingowe, jak i przede wszystkim utrzymanie konkurencyjności cenowej oferty produktowo - usługowej i usprawnienie obsługi odbiorców. PGNiG SA będzie chciała także poszerzyć obszar działalności o nowe rynki poza granicami Polski, a szczególnie te, na których możliwe do uzyskania marże są wyższe od uzyskiwanych przy sprzedaży taryfowej w kraju.

Zintegrowana struktura PGNiG S.A. obejmująca wydobycie, magazynowanie i obrót hurtowy gazem oraz dystrybucję i obrót detaliczny, za które odpowiedzialne są spółki gazownictwa należące do Grupy Kapitałowej PGNiG, umożliwiała Spółce skalkulowanie konkurencyjnych warunków dostaw gazu przy jednoczesnym zapewnieniu bezpieczeństwa i terminowości

dostaw gazu dla klientów. Rozwój działalności poszukiwawczo - wydobywczej jako integralnej części PGNiG S.A. jest jednym z kluczowych elementów utrzymania konkurencyjności firmy na liberalizowanym rynku gazu, gdyż zapewnia źródło gazu pozyskiwanego po kosztach znacznie niższych niż z surowiec z importu. Z tego powodu PGNiG S.A. dąży do zwiększenia wydobycia ze złóż krajowych tak, aby docelowo pozyskiwać z nich 35-40% całości sprzedawanego gazu oraz podejmuje działania w celu wyłączenia gazu krajowego spod taryfikowania.

Ostatnie odkrycia dużych złóż oraz obecnie posiadane udokumentowane zasoby ropy naftowej pozwalają Spółce planować istotny wzrost wydobycia tego surowca. W perspektywie do 2008 roku planowane jest podwojenie produkcji.

W celu utrzymania wydobycia gazu ziemnego i ropy naftowej na planowanym poziomie w kolejnych latach, konieczna staje się odbudowa przez Spółkę zasobów wydobywalnych poprzez dokumentowanie nowych złóż lub ich zakup. Bazę do odbudowy tych zasobów będą stanowić aktualnie posiadane przez Spółkę oraz nowe koncesje na poszukiwania. Z uwagi na istotne ryzyko związane z działalnością poszukiwawczą i poziom niezbędnych środków finansowych PGNiG S.A. będzie czynić starania, aby część prac poszukiwawczych była prowadzona przy współudziale partnerów krajowych i zagranicznych. Zostanie również wdrożona strategia międzynarodowa zorientowana na podejmowanie prac poszukiwawczych i eksploatacyjnych poza granicami kraju w ramach przedsięwzięć samodzielnych lub wspólnych z zainteresowanymi firmami krajowymi i zagranicznymi.

Położenie geograficzne Polski w centrum Europy pomiędzy największym dostawcą gazu (Rosją) oraz na możliwym szlaku dostaw gazu z basenu Morza Kaspijskiego, a krajami Unii Europejskiej stwarza doskonałe warunki do pośredniczenia w transporcie gazu ze wschodu na zachód. Rozwój połączeń międzysystemowych stworzy PGNiG S.A. okazję do aktywnego udziału w europejskim rynku gazu ziemnego.

Dużą szansą dla PGNiG stanowi szybki rozwój nowych technologii wykorzystania gazu takich jak: kogeneracja, trigeneracja, LNG, sprężony gaz ziemny do napędu pojazdów, a w dalszej przyszłości otrzymywanie lekkich destylatów ropy naftowej z gazu ziemnego (GTL) oraz wykorzystanie gazu ziemnego jako paliwa w nowej niekonwencjonalnej technologii jaką są ogniwa paliwowe. Oprócz dostaw gazu dla obiektów wykorzystujących technologię kogeneracji czy trigeneracji, z uwagi na synergię z podstawową działalnością Spółki, obszary te stanowią naturalny kierunek ekspansji np. wytwarzanie energii elektrycznej i ciepła (chłodu) w źródłach małej mocy. Ponadto z uwagi, iż jest to działalność nieregulowana zaangażowanie PGNiG S.A. w tym segmencie rynku pozwoli na częściowe złagodzenie zależności Spółki od przychodów z rynków regulowanych.

W celu poprawy rentowności PGNiG S.A. będzie dążyć do poprawy efektywności działania poprzez optymalizację kosztów w tym kosztów zużycia materiałów i energii, usług obcych, wynagrodzeń oraz nakładów na realizację inwestycji. W tym celu został już wprowadzony w Spółce Centralny System Zakupów (CSZ).

7. Analiza pozycji rynkowej oraz potencjału PGNiG S.A.

SZANSE

Podwyższenie kapitału w drodze upublicznienia akcji PGNiG S.A.

Podwyższenie kapitału PGNiG S.A. poprzez przeprowadzenie publicznej emisji akcji na Warszawskiej Giełdzie Papierów Wartościowych w 2005 roku pozwoli na pozyskanie środków w wysokości od około 2,1 mld zł do około 2,6 mld zł w zależności od ostatecznej wysokości Ceny Emisyjnej. Środki te Spółka przeznaczy na rozwój własnego wydobycia ropy naftowej i gazu ziemnego, budowę nowych połączeń gazociągowych i rozbudowę pojemności magazynowych, co zwiększy konkurencyjność i poprawi pozycję PGNiG S.A. na liberalizującym się rynku gazu.

Liberalizacja rynku gazu i wynikające z niej zmiany w prawodawstwie krajowym

Dyrektywa 2003/55/WE wymusza na Państwach Członkowskich dokonanie reorganizacji sektora gazowego poprzez wydzielenie Operatorów Systemów Przesyłowych i Dystrybucyjnych oraz szybsze otwarcie rynku na konkurencję. Z dniem 01 lipca 2007 roku wszyscy odbiorcy gazu uzyskają możliwość swobodnego wyboru dostawcy, a zatem konkurenci PGNiG S.A. uzyskają możliwość dostępu do klientów PGNiG S.A. i przedstawienia im własnych ofert dostawy paliwa gazowego. Pomimo zagrożeń związanych z liberalizacją na rynkach gazu w krajach UE stwarza dla PGNiG szanse, w tym m.in. oferowania dostaw paliwa gazowego klientom na rynkach zagranicznych po wyższych marżach niż uzyskiwane przy sprzedaży taryfowej na rynku krajowym. Ponadto zmiany w organizacji sektora wymuszają także zmiany w podejściu do konstrukcji taryf i przenoszenia kosztów pomiędzy uczestnikami sektora. Nowelizacja ustawy Prawo energetyczne z 2005 roku sankcjonuje m.in. prawo przedsiębiorstw do godziwego zysku z zainwestowanego kapitału. Liberalizacja rynku gazu wymusi także zmiany w zakresie taryfikowania działalności obrotu paliwami gazowymi. Obecnie sprzedaż gazu wydobywanego przez PGNiG S.A. jest podporządkowana regulacjom taryfowym. Taryfa w obrocie kalkulowana jest zarówno na podstawie kosztów wydobycia krajowego, jak i kosztów zakupu gazu importowanego. Wyłączenia gazu wydobywanego przez Spółkę z regulacji taryfowej i sprzedaż na warunkach wynegocjowanych z odbiorcą umożliwi Spółce zwiększenie marży i przeznaczenie dodatkowych środków na rozwój wydobycia, które jest najlepszym narzędziem zapewnienia bezpieczeństwa dostarczania do klientów PGNiG.

Troska o środowisko

Gaz ziemny jest paliwem kopalnym najbardziej przyjaznym środowisku. Jednakże z braku rozwiązań legislacyjnych premiujących stosowanie gazu ziemnego w miejsce innych paliw, ta jego zaleta nie w pełni jest wykorzystywana i gaz ziemny, w wielu regionach Polski, przegrywa konkurencję cenową z węglem. Należy oczekiwać, że rosnąca świadomość ekologiczna społeczeństwa, jak również presja ze strony organizacji międzynarodowych na ochronę środowiska spowoduje wprowadzenie rozwiązań, gdzie wszyscy użytkownicy paliw będą ponosić stosowne opłaty np. w postaci podatku środowiskowego zawartego w cenie paliwa proporcjonalnego do jego uciążliwości dla środowiska. Rozwiązanie takie zwiększy konkurencyjność cenową gazu ziemnego.

Rozwój nowych technologii

Szansę dla PGNiG S.A. stanowi szybki rozwój nowych technologii wykorzystania gazu takich jak: kogeneracja, trigeneracja, LNG, gaz do napędu pojazdów (CNG) i ich upowszechnienie. Oprócz dostaw gazu dla obiektów wykorzystujących technologię kogeneracji¹ czy trigeneracji², z racji na synergię z podstawową działalnością Spółki obszary te stanowią naturalny kierunek ekspansji np. wytwarzanie energii elektrycznej i ciepła (chłodu) w źródłach małej mocy. Ponadto z racji, iż jest to działalność nieregulowana zaangażowanie PGNiG S.A. w tym segmencie rynku pozwoli na częściowe złagodzenie zależności Spółki od przychodów z rynków regulowanych.

Rozwój usług tranzytowych

Położenie geograficzne Polski w centrum Europy pomiędzy największym dostawcą gazu (Rosją), a krajami Unii Europejskiej stwarza doskonałe warunki do pośredniczenia w transporcie gazu ze wschodu na zachód (np. gazociąg Jamał-Europa). Według International Energy Agency zależność Unii Europejskiej od gazu z importu wzrośnie z obecnych 40% do 50% w 2010 roku i około 70% w 2020 roku. Wraz z rozwojem połączeń międzysystemowych stwarza to PGNiG S.A. okazję do rozwoju usług przesyłowych i tranzytowych ze wschodu na zachód oraz aktywnego udziału w europejskim rynku gazu ziemnego, jednakże wymaga to partnerskich stosunków zarówno z potencjalnymi importerami gazu (Gazprom) jak i jego nabywcami oraz stworzenia w Polsce klimatu (uregulowań prawnych) zachęcającego do realizacji dużych projektów infrastrukturalnych.

ZAGROŻENIA

Ryzyka polityczne

Silne związki pomiędzy działalnością PGNiG S.A. a funkcjonowaniem całego sektora energetycznego narażają Spółkę na znaczne ryzyko polityczne wynikające między innymi z kształtowania polityki energetycznej państwa, działań restrukturyzacyjnych podejmowanych w innych sektorach gospodarki (zwłaszcza górnictwie węgla kamiennego), przekształceń własnościowych w sektorze elektroenergetycznym. Z faktu bycia spółką o szczególnym znaczeniu dla gospodarki kraju wynika znaczny zakres interwencji państwa w działalność PGNiG S.A. w tym częstych zmian w Zarządzie i Radzie Nadzorczej Spółki, co może wpływać negatywnie na realizację i ciągłość strategii Spółki.

Utrata kontroli nad działalnością przesyłową

W wyniku zawarcia Umowy Leasingu PGNiG przekazał kontrolę operacyjną nad infrastrukturą przesyłową Spółce Skarbu Państwa OGP Gaz-System, który zarządza siecią przesyłową i odpowiada za realizację usług przesyłowych. W wyniku tych zmian, działalność handlowa i dystrybucyjna PGNiG uzależniona będzie od sprawności działania tej spółki.

¹ Kogeneracja – technika pozwalająca na wytworzenie m.in. z gazu ziemnego jednocześnie energii elektrycznej i energii cieplnej przy uzyskaniu znacznie wyższej wydajności ogólnej niż przy osobnym wytwarzaniu tych rodzajów energii.

² Trigeneracja – technika pozwalająca na wytworzenie m.in. z gazu ziemnego jednocześnie energii elektrycznej, energii cieplnej i zimna (chłodu klimatyzacyjnego).

Niewykluczone, że zwłaszcza w początkowym okresie funkcjonowania OGP Gaz-System w związku ze zmianami obowiązujących przepisów prawa (zmiana metodologii taryfowej, wprowadzanie nowych zasad funkcjonowania sieci gazowej itp.) mogą wystąpić przejściowe trudności mające wpływ na jakość usług świadczonych odbiorcom gazu jak i na możliwość wywiązania się przez PGNiG ze swoich zobowiązań kontraktowych. Zbycie na rzecz Skarbu Państwa udziałów spółki OGP Gaz-System oznacza dla PGNiG S.A. utratę marży z tytułu działalności przesyłowej, niemniej w części zostanie ona skompensowana przez opłatę leasingową.

Konkurencja na rynku poszukiwań i wydobycia gazu ziemnego i ropy naftowej

Na rynkach międzynarodowych sektor naftowo-gazowy jest niezwykle konkurencyjny, zwłaszcza w zakresie działalności poszukiwawczej oraz eksploatacji i rozwoju nowych złóż gazu ziemnego i ropy naftowej. Niektóre z tych konkurencyjnych przedsiębiorstw posiadają silną pozycję na rynkach międzynarodowych oraz większe zasoby finansowe od PGNiG. Dzięki temu mogą one być w stanie przeznaczyć większe środki, niż PGNiG na badania i poszukiwania nowych złóż, jak również na nabywanie praw do ich eksploataowania. W Polsce poszukiwania i rozpoznawanie złóż odbywają się w oparciu o koncesje wydawane przez Ministra Środowiska na ogół na 6 lat i zawierające warunki na jakich koncesje zostały udzielone. Prawo Geologiczne i Górnicze nie precyzuje jednoznacznie przedłużania ważności koncesji po ww. okresie. W związku z tym, istnieje ryzyko utraty przez PGNiG obecnie posiadanych koncesji z uwagi na nieuzyskanie przedłużenia ważności koncesji lub ich cofnięcia przez organ koncesyjny.

Przepisy dotyczące obowiązku dywersyfikacji dostaw gazu

Rozporządzenie Rady Ministrów z dnia 24 października 2000 roku w sprawie minimalnego poziomu dywersyfikacji dostaw gazu z zagranicy określa maksymalny udział dostaw gazu z jednego kraju w całkowitej ilości gazu importowanego przez PGNiG, który w 2004 roku nie mógł być wyższy niż 78%. Na gruncie tego Rozporządzenia nie jest jasne, czy gaz sprowadzany z krajów Unii Europejskiej można, ze względu na wspólny obszar celny, uznać za importowany począwszy od 1 maja 2004 roku. W przypadku przyjęcia interpretacji, że gaz pochodzący z Unii Europejskiej nie może być kwalifikowany jako pochodzący z importu, należałoby uznać, że PGNiG nie spełnia wymogów tego Rozporządzenia. Ewentualne nałożenie obowiązku dostosowania się przez PGNiG do przepisów ww. Rozporządzenia może mieć niekorzystny wpływ na działalność, sytuację finansową oraz wyniki PGNiG S.A.

MOCNE STRONY

Wiodąca pozycja na krajowym rynku gazowniczym - struktura zintegrowana pionowo

PGNiG S.A. jest największą spółką działającą na polskim rynku poszukiwania i wydobycia gazu i jedyną pionowo zintegrowaną spółką w polskim sektorze gazowym, posiadającą dominującą pozycję prawie we wszystkich obszarach sektora gazowego w kraju (zgodnie z założeniami rządowego „Programu restrukturyzacji i prywatyzacji PGNiG S.A.” działalność przesyłowa została wydzielona do OGP Gaz – System Sp. z o.o. będącą Spółką Skarbu Państwa). PGNiG posiada sieć wysokociśnieniową o długości ok. 17,5 tys. km, sieć dystrybucyjną o długości ok. 100 tys. km oraz 6 podziemnych magazynów gazu o pojemności roboczej 1,49 mld m³, 55 kopalni gazu ziemnego oraz 33 kopalnie ropy naftowej. Dzięki

zintegrowanej strukturze Grupa Kapitałowa PGNiG jest mniej narażona na okresowe zmiany warunków makroekonomicznych prowadzenia działalności gospodarczej w poszczególnych częściach łańcucha gazowego.

PGNiG S.A. jest największym dostawcą gazu ziemnego na krajowym rynku energetycznym. Posiada około 170 klientów zaopatrywanych w gaz z systemu przesyłowego, wśród których największymi jest sześć Spółek Gazownictwa. Część kluczowych klientów aktualnie jest przekazywana do Spółek Gazownictwa. Spółki te stanowią bazę do dalszego rozwoju PGNiG S.A. w zakresie świadczenia dodatkowych usług pozostających w synergii z dotychczasowym profilem przedsiębiorstwa.

Działalność górnicza - wiodąca polska firma

Niewątpliwie mocną stroną Spółki są udokumentowane, wydobywalne zasoby ropy naftowej i gazu ziemnego. PGNiG S.A. jest wiodącym podmiotem na polskim rynku wydobycia gazu ziemnego i ropy naftowej. Wydobycie własne pokrywa ok. 30% zapotrzebowania krajowego na gaz, co zmniejsza uzależnienia Spółki od importu gazu oraz jest jednym z kluczowych elementów utrzymania konkurencyjności firmy na liberalizowanym rynku gazu. Wydobycie własne ropy naftowej pokrywa ok. 3% zapotrzebowania krajowego.

Kadra kierownicza i wykwalifikowani pracownicy

PGNiG S.A. posiada niezbędne „know-how” we wszystkich obszarach prowadzonej przez siebie działalności zapewnione przez dobrze przygotowaną kadre o wysokim poziomie wiedzy specjalistycznej i doświadczeniu w branży. W celu zagwarantowania sobie odpowiedniej ilości właściwych osób PGNiG S.A. w elastyczny sposób kształtuje politykę zatrudnienia poprzez przyjęty przez WZ PGNiG S.A. „Program restrukturyzacji zatrudnienia”.

SLABE STRONY

Regulowana działalność

Wynik finansowy Spółki w dużej mierze zależy od przychodów w obszarach koncesjonowanych i regulowanych. Koncentracja ta jest również przyczyną znacznego ryzyka regulacyjnego m.in. wynikającego z braku możliwości uzyskania (w krótkim czasie) oczekiwanej stopy zwrotu z zainwestowanego kapitału, presji na zminimalizowanie negatywnych efektów rosnących kosztów pozyskania gazu dla klientów itp. Ponadto ze względu na charakterystykę rocznego zapotrzebowania na paliwa gazowe przepływy pieniężne Spółki charakteryzują się znaczną dysproporcją w okresach lato/zima. W wyniku procesu liberalizacji oraz presji ze strony URE i największych klientów prawdopodobnie nastąpi ograniczanie przychodów i marży Spółki na działalności regulowanej.

Działania marketingowe / słaba rozpoznawalność marki

W porównaniu do międzynarodowych konkurentów takich jak Gaz de France, RWE, E.ON/Ruhrgas itp., Spółka charakteryzowała się dość dużą pasywnością w kontaktach z końcowym klientem. Nazwa oraz logo Spółki były słabo rozpoznawalne. Działania marketingowe PGNiG S.A. miały dotychczas charakter rozproszony, nie funkcjonowały mechanizmy koordynacji w ramach całej Grupy Kapitałowej PGNiG S.A. W kwietniu 2005 roku

rozpoczęto proces wdrażania systemu identyfikacji wizualnej marki PGNiG w celu zwiększenia jej rozpoznawalności.

Ograniczenie działalności poszukiwawczo – wydobywczej do rynku krajowego

W wyniku wydzielenia działalności przesyłowej do PGNiG-Przesył i zbycia wszystkich udziałów tej spółki na rzecz Skarbu Państwa podstawową działalnością PGNiG staje się działalność handlowa oraz poszukiwawczo-wydobywcza. Długoterminowy sukces PGNiG S.A. zależy zatem od zapewnienia sobie dostępu do złóż gazu ziemnego i ropy naftowej. Z uwagi na fakt, że udokumentowane złoża będące w dyspozycji PGNiG zlokalizowane są w dobrze rozpoznanych obszarach Polski a liczba obiecujących obszarów poszukiwawczych systematycznie maleje istnieje ryzyko, że wielkości i ilości odkrywanych przez PGNiG S.A. zasobów mogą nie zrównoważyć zmniejszania zasobów w wyniku eksploatacji złóż. Pomimo, iż do tej pory działalność poszukiwawczo-wydobywcza PGNiG poza granicami kraju była bardzo ograniczona i PGNiG S.A. nie dysponuje rozległym doświadczeniem w tym zakresie bardzo istotne staje się zintensyfikowanie przez PGNiG działalności na arenie międzynarodowej.

8. Zarządzanie ryzykiem finansowym

Cele i zasady zarządzania ryzykiem finansowym

Spółka prowadząc swoją działalność gospodarczą na krajowym i zagranicznym rynku narażona jest na szereg ryzyk finansowych, a w szczególności na ryzyko kursowe, stóp procentowych, towarowe i ryzyko kredytowe.

Firma zarządza swoją ekspozycją na poszczególne rodzaje ryzyka, dążąc do jego redukcji do akceptowalnych poziomów. W tym celu zawierane są m.in. transakcje zabezpieczające z wykorzystaniem instrumentów pochodnych.

Ryzyko walutowe

Zadłużenie długoterminowe Spółki zaciągnięte zostało w walutach obcych: USD oraz EURO. Zobowiązania handlowe z tytułu długoterminowych kontraktów handlowych na zakupy gazu są denominowane w walutach obcych USD i EURO.

Głównym celem podejmowanych przez Spółkę działań zabezpieczających przed ryzykiem walutowym jest ochrona przed wahaniami kursów wymiany, które towarzyszą realizowanym w obcych walutach spłatach rat kapitałowych, odsetek od kredytów oraz płatnościom za gaz. Do zabezpieczenia swoich zobowiązań Spółka wykorzystuje przede wszystkim transakcje forward, opcyjne oraz cross currency swap o terminie realizacji do 5 lat.

Ryzyko cen towarów

Ryzyko cenowe z zakupu podstawowych towarów, którymi Spółka handluje jest znaczące. Są to ceny oparte o notowania cen produktów ropopochodnych na giełdzie w Amsterdamie. Formuła wyliczenia ceny zakupu gazu jest ujęta w długoterminowym kontrakcie na zakupy gazu od Gazpromu, podmiotu handlowego Federacji Rosyjskiej, w którym krótkookresowa

zmiennosc cen jest ograniczona poprzez zastosowanie sredniowazonych cen z poprzednich miesiacy.

Ryzyko kredytowe

Ryzyko kredytowe wynikajace z niemoznosci wypeelnienia przez strony trzecie warunkow umowy dotyczacych instrumentow finansowych Spolki jest zasadniczo ograniczone do ewentualnych kwot, o ktore zobowiazania stron trzecich przewyzsza zobowiazania Spolki. Spolka stosuje zasade zawierania transakcji dotyczacych instrumentow finansowych z wieloma podmiotami charakteryzujacymi sie dobra zdolnoscia kredytowa. Dzieki temu Spolka nie przewiduje poniesienia istotnych strat z tytuliu ryzyka kredytowego.

Pochodne instrumenty finansowe

Po raz pierwszy w roku 2001 roku Spolka zastosowala zasady zgodne z Międzynarodowymi Standardami Sprawozdawczosci Finansowej (MSSF 39) oraz z przepisami obowiazujacymi od 2002 roku tj. Ustawa o rachunkowosci oraz Rozporzadzenie Ministra Finansow w sprawie instrumentow finansowych. Przepisy te wymagaja, by jednostka gospodarcza wykazywala wszystkie instrumenty pochodne w wartosci godziwej.

Jeśli instrument pochodny jest instrumentem zabezpieczajacym, wöwczas w zaleznosci od charakteru zabezpieczenia, zmiany w wartosci godziwej zostaja albo skompensowane zmianami wartosci godziwej aktywow lub zobowiazan, albo ujmowane jako osobny skladnik kapitalow wlasnych, dopoki zabezpieczona pozycja nie zostanie ujeta w przychodach.

Nieefektywna czesc zmiany wartosci godziwej instrumentu pochodnego zostaje natychmiast ujeta w rachunku zyskow i strat.

Spolka w I polroczu 2005 roku nie stosowala zasad rachunkowosci zabezpieczen. Dlatego tez zmiany w wartosci godziwej zabezpieczanych instrumentow finansowych oraz instrumentow zabezpieczajacych zostaly przedstawione w rachunku zyskow i strat za dany okres obrachunkowy.

Zabezpieczenie wartosci godziwej oraz przeplywow srodkow pienieznych

Na dzien 30 czerwca 2005 roku Spolka byla stroną transakcji zamiany stop procentowych w odniesieniu do kredytu udzielonego przez ABN Amro konsorcjum (teoretyczna kwota 180.000.000 EURO). W ramach powyzszej umowy kredytowej odsetki zmienne oparte o Euribor, zostaly zastapione odsetkami stalymi w PLN. Poza tym byla stroną transakcji zamiany stop procentowych, ktora byla zawarta w odniesieniu do pozyczki od PGNiG Finance B.V. Pozyczka zostala splacona w dniu 06.04.2005 roku, transakcja wymiany stop procentowych istnieje nadal. W ramach tej transakcji przez polowe okresu trwania zobowiazania odsetki od pozyczki liczone wg stalej stopy w EURO zostaly zastapione odsetkami wg stalej stopy w PLN, a przez pozostala czesc zostaly zastapione w 50% przez odsetki wg zmiennej stopy PLN i w 50% wg stalej stopy PLN.

Na dzien 30 czerwca 2005 roku Spolka byla stroną transakcji zabezpieczajacych kurs walutowy, typu cross currency swap, zabezpieczajacych splaty rat kapitalowych zobowiazan kredytowych.

Poziom zabezpieczenia kredytów na dzień 30 czerwca 2005 roku.:

- kredyt konsorcjalny zorganizowany przez ABN Amro Bank – zabezpieczono w całości przypadające do spłaty raty kapitałowe,
- kredyt udzielony przez CSFB Int. – zabezpieczono w całości przypadające do spłaty raty kapitałowe,
- kredyt konsorcjalny zorganizowany przez SMBC Europe Ltd. – zabezpieczono 275 mln EUR kapitału zobowiązania kredytowego.

9. Restrukturyzacja zatrudnienia

W PGNiG S.A. (oraz w Grupie Kapitałowej) realizowany jest Program restrukturyzacji zatrudnienia oraz wydzielania niektórych rodzajów działalności.

W samym PGNiG S.A. w 2004 roku i w pierwszych dwóch kwartałach 2005 roku Programem w różnych formach objęto 706 pracowników. Oszczędności w zakresie wynagrodzeń i świadczeń pracowniczych w tym okresie wyniosły 33,8 mln zł, zaś efekt restrukturyzacji (po uwzględnieniu kosztów restrukturyzacji i konsekwencji finansowych wynikających z niezbędnych przyjęć do pracy) osiągnął wielkość 18,2 mln zł. Bezwzględny stan zatrudnienia w PGNiG S.A. w okresie 1 stycznia 2003 roku – 30 czerwca 2005 roku zmniejszył się o 790 osób.

W uzgodnieniu z Centralami Związków Zawodowych dokonano dostosowania Programu restrukturyzacji zatrudnienia (II etap) do nowych przepisów krajowych i dyrektyw unijnych oraz zmian, które zaszły w zakresie prawa pracy, prawa ubezpieczeniowego, nowej ustawy o promocji zatrudnienia, nowej Ustawy o świadczeniach przedemerytalnych, znowelizowanej Ustawy o zamówieniach publicznych.

W konsekwencji powyższego przygotowano nowelizację Programu restrukturyzacji zatrudnienia, który po nowelizacji został zaakceptowany przez organy korporacyjne Spółki PGNiG S.A. Podstawowe zmiany Programu dotyczą: wydłużenia okresu obowiązywania do końca 2007 roku, korekty w zakresie funkcji jakie powinny pozostać w ramach GK PGNiG oraz nowych, wyższych wysokości tzw. tytułów osłonowych. Ponadto znowelizowany Program umożliwi częściowe finansowanie osłon z utworzonego Centralnego Funduszu Restrukturyzacji, dla wspierania restrukturyzacji zatrudnienia w tych podmiotach Grupy Kapitałowej, których trudna sytuacja finansowa tego wymaga. W założeniach na lata 2005-2007 przewiduje się objęcie restrukturyzacją zatrudnienia w PGNiG S.A. 654 pracowników oraz przyjęcia do pracy na poziomie ok. 376 osób. W wyniku bezpośredniego podporządkowania PGNiG Przesył wraz z Regionalnymi Oddziałami Przesyłu Skarbowi Państwa (co nastąpiło 8 lipca 2005 roku) zatrudnienie w PGNiG S.A. obniżyło się dodatkowo o około 2.200 osób.

10. Ochrona środowiska

W ramach prowadzonych działań przez PGNiG S.A. w I półroczu 2005 roku przeprowadzono przegląd środowiskowy na potrzeby procesu prywatyzacji przedsiębiorstwa.

Analiza informacji i danych środowiskowych w ramach przeglądu środowiskowego skupiona była wokół następujących problemów:

- Przestrzegania obowiązujących przepisów środowiskowych, posiadanych przez jednostki PGNiG S.A., a wymaganych Prawem ochrony środowiska dokumentów, decyzji, pozwoleń etc.,
- Identyfikacji miejsc przejętych w przeszłości lub przejmowanych obecnie pod kątem występujących zanieczyszczeń środowiska gruntowo-wodnego oraz deformacji powierzchni terenu,
- Udokumentowania prawnego pozbycia się odpowiedzialności za powstałe naruszenia środowiskowe, tych miejsc, w których PGNiG S.A. nie była sprawcą naruszenia,
- Podjętych działań dotyczących identyfikacji wielkości i rodzaju zanieczyszczeń środowiska gruntowo-wodnego spowodowanych działalnością PGNiG S.A., a także podjętych lub zaplanowanych działań rekultywacyjnych,
- Identyfikacji wszystkich znaczących zagrożeń środowiskowych w Oddziałach i Spółkach w trakcie prowadzonych działań oraz określenie ich wpływu na środowisko i człowieka,
- Identyfikacji wielkości emisji zanieczyszczeń do powietrza, ładunków zrzucanych ścieków (wszystkie rodzaje), ilości powstających odpadów i innych. Podjętych działań ograniczających wielkości emisji do obowiązujących standardów jakości środowiska lub wielkości emisji określonych w pozwoleniach administracyjnych,
- Ewidencji wszystkich rzeczywistych upustów technologicznych i strat gazu do atmosfery z sieci przesyłowych i dystrybucyjnych,
- Identyfikacji wszystkich substancji niebezpiecznych, kontrolowanych oraz stwarzających szczególne zagrożenie dla środowiska, miejsc ich występowania i ilości. Zaplanowanie i podjęcie działań w celu ograniczenia lub ich całkowitego wycofania z użytkowania zgodnie z obowiązującymi przepisami środowiskowymi.

Wyniki przeglądu środowiskowego wykazały w jednostkach PGNiG S.A. działania zgodne z przepisami środowiskowymi, prawidłowe prowadzenie działań w zakresie realizacji tych przepisów. Głównym celem PGNiG S.A. jest:

- dotrzymanie standardów środowiskowych oraz wielkości emisji zanieczyszczeń do środowiska określonych w pozwoleniach,
- osiągnięcie dzięki prowadzonym działaniom inwestycyjnym o charakterze proekologicznym, modernizacjom i remontom ograniczenie emisji zanieczyszczeń do środowiska.

Dodatkowo wśród audytowanych jednostek posiadających wdrożone i certyfikowane Systemy Zarządzania Środowiskowego zgodne z normą PN-EN ISO 14001 tj. Oddział w Odolanowie, Zielonej Górze, które dobrowolnie podjęły działania w celu ograniczenia negatywnego oddziaływania na środowisko w efekcie prowadzonej działalności, wyniki przeglądu wykazały uporządkowanie wszelkich kwestii dotyczących ochrony środowiska, bezpieczne dla środowiska i człowieka prowadzenie procesów, dbałość o stan środowiska.

Opłaty za korzystanie ze środowiska oraz opłaty za wydane pozwolenia i decyzje środowiskowe zostały zaprezentowane poniżej.

Opłaty za korzystanie ze środowiska

jednostka	opłaty za korzystanie ze środowiska I półrocze 2005				
	opłaty powietrze	opłaty odpady	opłaty za szczególne korzystanie z wód i odprowadzanie ścieków do wód i do ziemi	kary	razem
	zł	zł	zł	zł	zł
Centrala PGNiG	740,34	0,00	0,00	0,00	740,34
Oddział w Sanoku	18 994,22	0,00	9 696,21	0,00	28 690,43
Oddział w Zielonej Górze	282 004,55	0,00	7 111,41	0,00	289 115,96
Oddział w Odolanowie	26 857,19	0,00	14 844,97	0,00	41 702,16
ZRG Krosno	6 353,58	0,00	25,60	0,00	6 379,18
ROP Gdańsk	1 365,05	0,00	0,00	0,00	1 365,05
ROP Poznań	4 540,73	0,00	70,71	0,00	4 611,44
ROP Świerklany	1 786,72	0,00	447,23	0,00	2 233,95
ROP Tarnów	25 611,43	0,00	4 331,86	0,00	29 943,29
ROP Warszawa	8 713,48	0,00	5 880,31	0,00	14 593,79
ROP Wrocław	6 526,53	0,00	7 709,89	0,00	14 236,42

Opłaty za wydane pozwolenia i decyzje środowiskowe

jednostka	Decyzje i postanowienia administracyjne I kw. 2005	Decyzje i postanowienia administracyjne II kw. 2005	I półrocze 2005
	zł	zł	zł
Centrala PGNiG	0,00	0,00	0,00
Oddział w Sanoku	1760,00	380,00	2 140,00
Oddział w Zielonej Górze	4190,00	2 570,00	6 760,00
Oddział w Odolanowie	0,00	0,00	0,00
ZRG Krosno	0,00	0,00	0,00
ROP Gdańsk	0,00	0,00	0,00
ROP Poznań	0,00	0,00	0,00
ROP Świerklany	0,00	0,00	0,00
ROP Tarnów	0,00	1 006,00	1 006,00
ROP Warszawa	0,00	0,00	0,00
ROP Wrocław	0,00	0,00	0,00

Ministerstwo Środowiska przygotowując dokumenty dotyczące implementacji dyrektywy 2004/101/EC i opracowania Krajowego Planu Alokacji Upwnień do emisji (CO₂) na lata 2005-2007 przyjęło zawężoną interpretację pojęcia „działalności energetycznej”, pojęcie to odniesiono tylko do tych procesów spalania, których rezultatem jest produkt energetyczny, czyli prąd, ciepło lub para. Przyjęcie takiej interpretacji spowodowało zawężenie kryteriów jakie muszą spełnić instalacje by zostały zakwalifikowane do KPAU. Spośród analizowanych wszystkich instalacji należących do PGNiG S.A. kryteria spełniły tylko należące do Oddziału w Odolanowie oraz Oddziału w Zielonej Górze – KRNiGZ Dębno, które zostały zaklasyfikowane do „działalności energetycznej”, jako urządzenia do energetycznego spalania paliw o znamionowej mocy cieplnej w paliwie powyżej 20 MWt (z uwzględnieniem

wielkości zagregowanych w jednej lokalizacji) należące do pozostałych technologii spalania (inne niż elektrownie i ciepłownie).

W I półroczu 2005 roku Ministerstwo Środowiska ustaliło ostatecznie wielkości przydzielonych wielkości emisji CO₂ w Mg/rok, które w odniesieniu do jednostek PGNiG S.A. przedstawiono poniżej.

Wielkości przydziałów emisji CO₂ w Mg/rok dla PGNiG S.A

NR KPRU	Prowadzący instalację	Miejscowość	Nazwa instalacji	Rodzaj działalności wg Aneksu I	KPRU średniorocznie
802	POLSKIE GÓRNIC-TWO I GAZOWNIC-TWO S.A. ODDZIAŁ w ODOLANOWIE	ODOLANÓW	KOTŁOWNIA I INSTALACJA TECHNOLO-GICZNA	SPALANIE PALIW	13 400
803	POLSKIE GÓRNIC-TWO I GAZOWNIC-TWO S.A. ODDZIAŁ w ZIELONEJ GÓRZE KRNiGZ Dębno	BARNÓWKO	KOTŁY PAROWE I WODNE	SPALANIE PALIW	35 900

Warszawa , dnia 07.09.2005

Podpisy członków Zarządu

1).....

2).....

3).....

4).....

5).....

6).....