

*Załącznik do Uchwały  
Rady Nadzorczej PGNiG S.A.  
Nr 28/V/2010*

# **Ocena sytuacji PGNiG S.A. w 2009 roku.**

**Marzec 2010 r.**

Zgodnie z zasadą nr III. 1.1) Dobrych Praktyk Spółek Notowanych na GPW Rada Nadzorcza Polskiego Górnictwa Naftowego i Gazownictwa S.A. przedstawia ocenę sytuacji Spółki w 2009 roku.

W relacji do analogicznego okresu roku ubiegłego Spółka odnotowała wzrost zysku z działalności operacyjnej o 80,4 mln zł (27%). Umocnienie kondycji finansowej PGNiG S.A. spowodowane zostało przede wszystkim poprawą rentowności sprzedaży gazu wysokometanowego. Na poziom rentowności sprzedaży gazu wysokometanowego wpływ miały następujące czynniki:

- wzrost cen sprzedaży gazu wysokometanowego o około 9%,
- wzrost cen zakupu gazu z importu o 5%,
- zmiana struktury pozyskania gazu wysokometanowego.

W wyniku decyzji Prezesa URE od czerwca 2009 roku wprowadzona została o 8,8% obniżka cen gazu, natomiast średnie ceny sprzedaży gazu wysokometanowego w ujęciu rocznym były wyższe niż w 2008 roku o około 9%. Roczne tempo wzrostu cen sprzedaży przewyższyło poziom wzrostu kosztów pozyskania gazu, w związku z czym Spółka odnotowała znaczne zmniejszenie strat na sprzedaży gazu wysokometanowego.

W relacji do 2008 roku średnioroczne ceny zakupu gazu z importu wzrosły o 5% w efekcie wyższego kursu USD na rynku walutowym. Wzrost ten złagodzony został spadkiem cen zakupu gazu wyrażanych w USD. Niższy poziom cen gazu ziemnego w USD został spowodowany spadkiem w 2009 roku notowań ropy naftowej oraz produktów ropopochodnych na rynkach światowych.

W rezultacie wstrzymania dostaw gazu od ROSUKRENERGO AG oraz ograniczonych możliwości pozyskania gazu z importu spadł wolumen importowanego gazu o 11%. W celu pokrycia zapotrzebowania na paliwa gazowe Spółka zwiększyła o 60% pobór z podziemnych magazynów gazu oraz o 30% produkcję własną w odazotowniach. Zmiana struktury pozyskania gazu wysokometanowego przyczyniła się do obniżenia kosztów własnych sprzedaży gazu oraz poprawy rentowności sprzedaży gazu wysokometanowego.

W 2009 roku w rezultacie mniejszego popytu ze strony odbiorców oraz realizacji projektów związanych z przestawianiem odbiorców na gaz wysokometanowy w Poznaniu i Wschodniej Wielkopolsce spadł wolumen sprzedaży gazu zaazotowanego o około 10%. Spadek ten został zniwelowany wzrostem średniorocznych cen sprzedaży, w efekcie czego wynik na sprzedaży tego gazu utrzymał się na analogicznym poziomie jak w roku ubiegłym.

### Poszukiwanie i wydobywanie

Zysk operacyjny segmentu poszukiwanie i wydobywanie wyniósł 425,1 mln zł i był niższy o 378,2 mln zł (47%) w stosunku do roku ubiegłego. Spadek wyniku nastąpił głównie w efekcie wysokiego poziomu utworzonych odpisów aktualizujących wartość majątku wydobywczego oraz spadku rentowności sprzedaży ropy naftowej. W rezultacie niskiego poziomu notowań ropy naftowej na rynkach światowych Spółka realizowała sprzedaż tego surowca po cenach o 15% niższych aniżeli w 2008 roku. Ponadto w efekcie próbnej eksploatacji nowej odazotowni w Grodzisku Wielkopolskim nastąpił wzrost wydobywania gazu zaazotowanego o około 4%. Pomimo spadku wyniku operacyjnego segmentu, działalność wydobywcza w dalszym ciągu tworzyła wysoki poziom dochodów, zapewniając tym samym spółce stabilną sytuację finansową.

### Obrót i magazynowanie

W segmencie obrót i magazynowanie w stosunku do 2008 roku Spółka odnotowała zmniejszenie straty operacyjnej o 458,6 mln zł. Polepszenie kondycji finansowej segmentu nastąpiło przede wszystkim w rezultacie poprawy rentowności sprzedaży gazu wysokometanowego.

Dane finansowe segmentów PGNiG S.A. za rok 2009 (w mln zł)

	Poszukiwanie i wydobywanie	Obrót i magazynowanie	Pozostała działalność	Eliminacje	Razem
Sprzedaż na rzecz klientów zewnętrznych	1 230,8	17 344,8	2,7	-	18 578,3
Sprzedaż między segmentami	1 255,0	-	-	(1 255,0)	-
Przychody segmentu	2 485,8	17 344,8	2,7	(1 255,0)	18 578,3
Koszty segmentu	(2 060,7)	(17 394,2)	(5,1)	1 255,0	(18 205,0)
Zysk/Strata z działalności operacyjnej	425,1	(49,4)	(2,4)	0,0	373,3
Koszty finansowe netto	-	-	-	-	350,0
Udział w wyniku finansowym jednostek wycenianych metodą praw własności	-	-	-	-	0,0
Zysk/Strata przed opodatkowaniem					723,3
Podatek dochodowy	-	-	-	-	(57,4)

POLSKIE GÓRNICTWO NAFTOWE I GAZOWNICTWO  
SPÓŁKA AKCYJNA Z SIEDZIBĄ W WARSZAWIE

Zysk/Strata netto					665,9
Nakłady inwestycyjne na rzeczowe aktywa trwałe i wartości niematerialne	(1 143,0)	(789,1)	(0,4)	-	(1 932,5)

Dane finansowe segmentów PGNiG S.A. za rok 2008 (w mln zł)

	Poszukiwanie i wydobywanie	Obrót i magazynowanie	Pozostała działalność	Eliminacje	Razem
Sprzedaż na rzecz klientów zewnętrznych	1 322,0	16 714,6	2,2		18 038,8
Sprzedaż między segmentami	1 092,2			(1 092,2)	-
Przychody segmentu	2 414,2	16 714,6	2,2	(1 092,2)	18 038,8
Koszty segmentu	(1 610,9)	(17 222,6)	(4,6)	1 092,2	(17 745,9)
Zysk/Strata z działalności operacyjnej	803,3	(508,0)	(2,4)	0,0	292,9
Koszty finansowe netto	-	-	-	-	272,0
Udział w wyniku finansowym jednostek wycenianych metodą praw własności	-	-	-	-	0,0
Zysk/Strata przed opodatkowaniem					564,9
Podatek dochodowy	-	-	-	-	(18,7)
Zysk/Strata netto					546,2
Nakłady inwestycyjne na rzeczowe aktywa trwałe i wartości niematerialne	(935,0)	(226,7)	(0,2)	-	(1 161,9)

Ponadto na wynik z działalności operacyjnej znaczący wpływ miały również pozostałe koszty operacyjne netto, których wartość w stosunku do 2008 roku wzrosła o 434,5 mln zł. Wzrost ten spowodowany był przede wszystkim wyższym poziomem utworzonych odpisów aktualizujących wartość niefinansowych składników majątku, w tym głównie majątku związanego z działalnością poszukiwawczo-wydobywczą.

W 2009 roku wynik na działalności finansowej wyniósł 350,0 mln zł i był wyższy od wyniku osiągniętego w roku poprzednim o 78,0 mln zł. W obszarze tym Spółka uzyskała przede wszystkim wzrost przychodów z tytułu otrzymanej dywidendy oraz rozwiązała odpisy aktualizujące wartość pożyczki udzielonej SGT „EUROPOL GAZ” S.A.

Wzrost zysku netto o 119,7 mln zł odzwierciedlony został w poprawie podstawowych wskaźników charakteryzujących efektywność działalności gospodarczej Spółki. Rentowność

kapitałów własnych (ROE) wzrosła z poziomu 3,2% do 3,8%, rentowność aktywów (ROA) z poziomu 2,3% do 2,8%, natomiast rentowność sprzedaży netto z poziomu 3,0% do 3,6%.

Bilans na dzień 31 grudnia 2009 roku wykazuje po stronie aktywów i pasywów sumę bilansową w wysokości 24.183,5 mln zł, która jest wyższa od wartości według stanu na koniec 2008 roku o 743,0 mln zł (3%).

Największą pozycję aktywów stanowią rzeczowe aktywa trwałe, których stan na koniec 2009 roku wyniósł 9.726,9 mln zł i był o 688,2 mln zł (8%) wyższy od stanu na dzień 31 grudnia 2008 roku. Na wzrost wartości rzeczowych aktywów trwałych wpłynęły przede wszystkim realizowane przez PGNiG S.A. inwestycje oraz zmiany wynikające z aktualizacji wartości składników majątku związanego głównie z działalnością poszukiwawczo-wydobywczą.

Wartość aktywów finansowych dostępnych do sprzedaży, wzrosła w porównaniu do stanu na dzień 31 grudnia 2008 roku o 528,5 mln zł (9%). Tak znaczny wzrost tej pozycji nastąpił przede wszystkim w efekcie dopłaty do kapitałów w POGC-Libya B.V oraz objęcia nowych udziałów w podwyższonym kapitale zakładowym spółki PGNiG Norway AS.

Na dzień 31 grudnia 2009 roku wartość innych aktywów finansowych wzrosła o 352,0 mln zł (17%). Wzrost ten spowodowany został uruchomieniem III transzy pożyczki dla PGNiG Norway AS, przy jednoczesnym zmniejszeniu należności długoterminowych z tytułu przekazania na rzecz Skarbu Państwa rzeczowej dywidendy oraz z tytułu sukcesywnych spłat rat leasingowych przez OGP GAZ-SYSTEM S.A.

Według stanu na dzień 31 grudnia 2009 roku stan aktywów obrotowych wyniósł 5.411,4 mln zł. i był o 834,5 mln zł (13%) niższy od stanu na koniec 2008 roku.

Najistotniejszy wpływ na zmianę wartości aktywów obrotowych miało zmniejszenie stanu zapasów o kwotę 469,5 mln zł (30%). Wykazane w bilansie zapasy to przede wszystkim gaz przechowywany w podziemnych magazynach gazu. Spadek poziomu zapasów spowodowany został głównie zwiększonym poborem gazu z magazynów, wskutek wstrzymania realizacji dostaw gazu w ramach kontraktu z ROSUKRENERGO AG oraz ograniczonych możliwości pozyskania gazu z importu.

Wartość należności z tytułu dostaw i usług oraz pozostałych należności według stanu na dzień 31 grudnia 2009 roku wyniosła 3.687,1 mln zł i była wyższa niż w roku ubiegłym o 49,0 mln zł (1%). Wzrost tej pozycji byłby większy, gdyby nie tworzenie wysokich odpisów

aktualizujących wartość należności z tytułu dostaw gazu. Łączny wzrost należności handlowych wynikał przede wszystkim ze wzrostu średnich cen sprzedaży gazu o 9%.

Stan środków pieniężnych i ich ekwiwalentów wyniósł 425,2 mln zł i był niższy o 382,7 mln zł (47%) od stanu na koniec roku 2008 w efekcie wypłaty III transzy pożyczki i objęcia nowych udziałów w PGNiG Norway AS oraz poniesionych w I półroczu 2009 roku strat na działalności operacyjnej. W celu utrzymania bieżącej płynności Spółka istotnie zwiększyła poziom krótkoterminowego zadłużenia, wykorzystując dostępne linie kredytowe.

Spadek środków pieniężnych oraz wzrost zadłużenia wpłynął na poziom wskaźników charakteryzujących płynność przedsiębiorstwa. Wskaźnik bieżącej płynności spadł z poziomu 1,5 do 1,0, natomiast wskaźnik szybki bieżącej płynności spadł z poziomu 1,1 do 0,8. Pomimo pogorszenia się wskaźników płynności poziom i struktura majątku obrotowego w dalszym ciągu zapewnia całkowitą zdolność do bieżącego regulowania zobowiązań.

Podstawowym źródłem finansowania aktywów Spółki jest kapitał własny, którego wartość w stosunku do roku poprzedniego wzrosła o 158,3 mln zł (1%). Na zmianę kapitałów własnych wpływ miał przede wszystkim wypracowany w bieżącym okresie zysk netto (665,9 mln zł) oraz wypłata rzeczowej i pieniężnej dywidendy z tytułu podziału zysku z roku poprzedniego (531,0 mln zł).

Wykazany w pasywach bilansu poziom zobowiązań długoterminowych zmniejszył się o 384,3 mln zł (19%) w porównaniu ze stanem na koniec 2008 roku. Zmiana stanu zobowiązań długoterminowych spowodowana została przede wszystkim niższym poziomem rezerw o 164,4 mln zł, głównie z tytułu spadku rezerw na likwidację odwiertów, a także spadku wartości rezerw na podatek odroczony o 210,7 mln zł.

Stan zobowiązań krótkoterminowych wzrósł o 969,0 mln zł (23%) w stosunku do stanu na koniec 2008 roku, głównie w rezultacie wzrostu otrzymanych kredytów i pożyczek o 1.140,9 mln zł. Istotne zwiększenie finansowania zewnętrznego było niezbędne w celu sfinansowania projektów inwestycyjnych, w ramach których uruchomiona została kolejna transza pożyczki oraz zakup nowych udziałów w PGNiG Norway AS.

Na zmianę stanu zobowiązań krótkoterminowych znaczący wpływ miał również spadek zobowiązań z tytułu dostaw i usług oraz innych zobowiązań o 431,0 mln zł (15%), który nastąpił przede wszystkim w efekcie spadku wierzytelności z tytułu zakupu gazu z importu.

Niższy poziom zobowiązań za zakupiony gaz wynikał ze spadku w porównaniu do 2008 roku wolumenu oraz jednostkowych kosztów zakupu gazu z importu.

Zwiększenie finansowania zewnętrznego wpłynęło na zmianę wskaźników opisujących relacje pomiędzy kapitałami i pozostałymi pozycjami pasywów. W stosunku do stanu z końca 2008 roku wskaźnik obciążenia kapitałów własnych zobowiązaniami ogółem wzrósł z poziomu 36,4% do 39,5% na koniec 2009 roku, natomiast wskaźnik obciążenia spółki zobowiązaniami ogółem, stanowiący sumę zobowiązań w relacji do sumy pasywów, wzrósł z poziomu 26,7% do 28,3%.

#### Ocena możliwości realizacji zamierzeń inwestycyjnych

Niski poziom dźwigni finansowej, korzystna ocena ryzyka kredytowego PGNiG S.A., potwierdzona przez agencje ratingowe, w oraz poprawiająca się sytuacja na rynkach finansowych umożliwiają realizowanie założonych planów inwestycyjnych. Finansowanie zewnętrzne opierać się będzie w głównej mierze na programach emisji dłużnych papierów wartościowych.

W okresie, jaki upłynął od sporządzenia poprzedniego sprawozdania nastąpił w Spółce Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo S.A. (Spółka, PGNiG) dalszy rozwój istniejącego systemu kontroli wewnętrznej i zarządzania ryzykiem. W szczególności podjęto szereg działań związanych z wdrożeniem lub określeniem planu usprawnień w omawianej sferze, z których najważniejsze to:

- rozpoczęcie prac przygotowawczych nad opracowaniem i wdrożeniem zintegrowanego systemu zarządzania ryzykiem ERM,
- aktualizacja narzędzia do zarządzania uprawnieniami i bezpieczeństwem zintegrowanego systemu informatycznego i podjęcie wstępnych działań mających na celu wykorzystanie narzędzia do podniesienia poziomu bezpieczeństwa i kontroli działań użytkowników w systemie.
- wdrożenie dodatkowych mechanizmów kontrolnych celem wzmocnienia kontroli wewnętrznej w procesie raportowania finansowego,
- zwiększenie liczby szkoleń i warsztatów ukierunkowanych na rozwój świadomości i wiedzy kierownictwa oraz pracowników o zarządzaniu ryzykiem i kontroli wewnętrznej.

Przez cały 2009 rok działał – powołany uchwałą Rady Nadzorczej z dnia 27 listopada 2008 r. - Komitet Audytu. Tym samym w PGNiG S.A. z wyprzedzeniem wypełnione zostały wymagania uchwalonej w dniu 7 maja 2009 r. ustawy o biegłych rewidentach i ich

samorządzie, podmiotach uprawnionych do badania sprawozdań finansowych oraz o nadzorze publicznym. Komitet Audytu w szczególności:

- omówił z Zarządem i kierownictwem Spółki odpowiedzialnym za rachunkowość i sprawozdawczość finansową, roczne i kwartalne sprawozdania finansowe PGNiG S.A. oraz skonsolidowane sprawozdania finansowe Grupy Kapitałowej PGNiG (GK PGNiG), jak też omówił kwestie związane z przeglądem i oceną systemu sprawozdawczości finansowej w Spółce,
- przedyskutował z biegłym rewidentem proces i wyniki badania rocznych sprawozdań finansowych, jak też poddał analizie i dyskusji z kierownictwem punkty zawarte w liście biegłego rewidenta do Zarządu,
- zapoznał się z informacją na temat postępowania w sprawie wyboru audytora, któremu powierzone zostanie badanie sprawozdań finansowych PGNiG SA oraz spółek GK PGNiG za lata 2010-2012.
- omówił z kierownictwem Biura Kontroli i Audytu Wewnętrznego PGNiG (BKIAW) roczny plan audytu wewnętrznego oraz przeprowadzoną dla celów jego sporządzenia analizę ryzyka PGNiG.
- omówił koncepcję bieżącego monitoringu najważniejszych projektów inwestycyjnych

Zarząd Spółki podjął kierunkową decyzję w sprawie wdrożenia zintegrowanego systemu zarządzania ryzykiem korporacyjnym (Enterprise Risk Management - ERM), m. in. zatwierdził wstępne założenia służące rozpoczęciu projektu, powołał zespół ds. opracowania planu wstępnej fazy projektu oraz wyznaczył termin na opracowanie szczegółowych założeń i harmonogramu jego wdrożenia.

Kontynuowano też przegląd systemu kontroli wewnętrznej i zarządzania ryzykiem na poziomie Spółki, dokonany przez niezależnego konsultanta we współpracy z BKIAW. Przegląd ten został przeprowadzony w odniesieniu do zasad ładu korporacyjnego, dobrych praktyk oraz w oparciu o zintegrowany model kontroli wewnętrznej COSO (*Internal Control – Integrated Framework* opracowany przez *Committee of Sponsoring Organizations of the Treadway Commission*). W szczególności projekt objął:

- przegląd istniejących w PGNiG S.A. planów wdrożenia rekomendacji wraz z ich terminarzem i statusem podjętych działań, w odniesieniu do 19 kluczowych rekomendacji, które zostały ujęte w raporcie z ubiegłorocznego przeglądu,
- pogłębione analizy i testy wybranych procesów podstawowych i wspomagających, których zakończenie planowane jest do końca kwietnia br.,



W związku z wynikami przeglądu za 2008 rok (Zarząd Spółki zaakceptował kluczowe obserwacje, które z niego wynikają) została przeprowadzona szczegółowa operacyjna analiza możliwości i kosztów wdrożenia nowych mechanizmów. Działania służące wdrożeniu zaakceptowanych mechanizmów zostały włączone w system zarządzania przez cele, stworzony dla kadry kierowniczej PGNiG (od br. rozszerzony na kolejny szczebel zarządzania).

Obecnie można zidentyfikować istnienie mechanizmów kontrolnych w formie procedur, polityk dobrych praktyk lub kontroli automatycznych w następujących obszarach:

- **środowisko kontroli wewnętrznej** (uczciwość i wartości etyczne; rozwój kompetencji; rola komitetu audytu i rady nadzorczej; praktyki zarządzania organizacją; struktura organizacyjna, delegowanie uprawnień i odpowiedzialności; polityki i praktyki w obszarze zasobów ludzkich) – w szczególności dotyczy to:
  - zadań realizowanych przez Radę Nadzorczą,
  - komunikowania się Zarządu,
  - zasad dobrych praktyk menedżera GK PGNiG,
  - oświadczenia kadry kierowniczej o niezależności,
  - programu szkoleń pracowników,
  - struktury organizacyjnej, księgi zadań komórek organizacyjnych, opisów stanowisk,
  - regulaminu wewnętrznego pracy, procedur rekrutacyjnych, weryfikacji kompetencji kandydatów do pracy, planów zastępstw.
- **ocena ryzyka** (ustalanie celów; identyfikacja, ocena i zarządzanie ryzykiem; zarządzanie zmianami):
  - przyjęcie i operacjonalizacja Strategii GK PGNiG do 2015 r.,
  - zarządzanie przez cele oraz stworzenie karty celów rocznych (Management By Objectives - MBO),
  - opracowanie przez Spółkę i przyjęcie przez Zarząd i RN PGNiG do wdrożenia Programu Budowy Wartości (Value Based Management - VBM),
  - analiza ryzyka w celu przygotowania rocznego planu audytu wewnętrznego oraz analiza ryzyka w wybranych obszarach działalności spółki (*np. ochrona informacji, aspekty środowiskowe, nowe regulacje*), przygotowania do wdrożenia zintegrowanego zarządzania ryzykiem korporacyjnym,
  - Polityka Zarządzania Ryzykiem Finansowym wraz z Rachunkowością Zabezpieczeń;
- **czynności kontrolne** (polityki i procedury; przeglądy wyników działalności; ogólne kontrole w środowisku IT, zabezpieczenie aktywów i rozdział obowiązków):
  - zbiory procedur i instrukcji,

- Plan Działalności Gospodarczej i proces budżetowania,
- przeglądy wyników działalności,
- ogólne kontrole w środowisku IT,
- zabezpieczenie aktywów i rozdział obowiązków,
- kontrole w procesie raportowania finansowego;
- **informacja i komunikacja** (pozyskiwanie i przepływ informacji; systemy informacyjne; komunikacja wewnętrzna i zewnętrzna); jako istotne czynniki zapewniające należy wymienić m. in.:
  - strategię komunikacji korporacyjnej oraz narzędzia wspierające komunikację wewnętrzną,
  - monitorowanie i komunikowanie zmian regulacji zewnętrznych i wewnętrznych,
  - zaawansowane systemy informatyczne;
- **monitorowanie i nadzór** (ciągły monitoring i okresowe oceny, raportowanie niezgodności i działania naprawcze, efektywność funkcji audytu wewnętrznego). W tej sferze warto zwłaszcza wymienić:
  - działalność Komitetu Audytu oraz nadzór sprawowany przez Radę Nadzorczą,
  - działania audytu wewnętrznego na podstawie harmonogramu audytów planowych i sprawdzających,
  - proces integracji zarządzania kontrolami zewnętrznymi w skali Spółki,
  - współprace ze specjalistami zewnętrznymi,
  - audyty certyfikacyjne (*np. Systemu Zarządzania Bezpieczeństwem Informacji*),
  - system nadzoru właścicielskiego i kontrolingowego nad spółkami zależnymi.

W obszarze ryzyka finansowego Spółka od 2003 roku stosuje w sposób kompleksowy jednolitą Politykę Zarządzania Ryzykiem Finansowym (Polityka). Podstawowym celem Polityki stosowanej w PGNiG jest ograniczenie zmienności przepływów pieniężnych związanych z działalnością Spółki do akceptowalnych poziomów w krótkim i średnim horyzoncie czasowym oraz budowanie wartości firmy w długim okresie. Ponadto, w 2009 roku Spółka wdrożyła Rachunkowość Zabezpieczeń przepływów pieniężnych w rozumieniu MSR 39.

W 2009 roku PGNiG S.A. wykorzystywała instrumenty finansowe ograniczające ryzyko zmiany cen, takie jak: transakcje zakupu europejskiej opcji walutowej call, zerokosztowe symetryczne strategie opcyjne risk reversal oraz cross currency interest rate swap (CCIRS) do zabezpieczania pożyczek inwestycyjnych dla PGNiG Norway AS. W celu ograniczenia ryzyka kredytowego Spółka podejmowała następujące działania:

- inwestowanie wolnych środków pieniężnych w instrumenty o minimalnym ryzyku kredytowym (bony i obligacje Skarbu Państwa, obligacje NBP),
- współpraca z czołowymi bankami komercyjnymi o ratingu inwestycyjnym,
- zawieranie umów ramowych z kontrahentami, wyraźnie określających prawa i obowiązki stron,
- dywersyfikacja kontrahentów,
- kontynuacja współpracy z 2 renomowanymi agencjami ratingowymi (S&P, Moody's), które pomimo kryzysu finansowego utrzymały w 2009 roku długoterminowy rating kredytowego w na poziomie inwestycyjnym (BBB+);

Działania zmierzające do ograniczenia ryzyka zakłóceń przepływów środków pieniężnych obejmowały:

- dywersyfikację systemów bankowości elektronicznej,
- bieżącą kontrolę uznań/obciążeń rachunków bankowych,
- zbieranie informacji o przepływach środków pieniężnych w ramach Spółki/Grupy Kapitałowej,
- konsolidację rachunków bankowych w ramach Spółki.

W celu ograniczenia ryzyka utraty płynności finansowej Spółki m. in.:

- zawierano/odnawiano szereg umów kredytów w rachunku bieżącym oraz wykorzystano umowę kredytu odnawialnego w wysokości 600 mln EUR,
- prognozowano przepływy pieniężne w ramach Spółki/Grupy Kapitałowej,
- szacowano stany oraz wartość aktywów możliwych do zbycia,
- utrzymywano aktywa finansowe o wysokim stopniu płynności.

Istotnym elementem systemu oceny zarządzania ryzykiem i kontroli wewnętrznej w Spółce jest audyt wewnętrzny (w 2009 r. realizowany przez BKiAW podległe Dyrektorowi Departamentu Obsługi Prawnej i Audytu). W listopadzie 2009 roku zakończono prace związane z przygotowaniem planu audytu wewnętrznego dla PGNiG na 2010 rok. Przy tworzeniu planu audytu wykorzystano analizę ryzyka (Mapa Ryzyk) PGNiG. Od kilku lat rozwijany jest Model Ryzyk PGNiG w pięciu obszarach: Strategia, Ład Korporacyjny, Działalność Operacyjna, Infrastruktura, Czynniki Zewnętrzne. Podejście to jest zgodne z najlepszymi praktykami w zakresie planowania prac audytu wewnętrznego i standardami opublikowanymi przez Institute of Internal Auditors (IIA). W trakcie identyfikacji rodzajów ryzyka wskazano również postawy wobec ryzyka lub kluczowe mechanizmy kontrolne, których efektywność została oceniona na podstawie samooceny przez kierownictwo Spółki oraz członków Zarządu PGNiG. Poszczególne rodzaje ryzyka zostały ocenione za pomocą 3 czynników: wpływu danego ryzyka na organizację, prawdopodobieństwa ich materializacji

oraz podatności organizacji na materializację określonych rodzajów ryzyka przy uwzględnieniu wbudowanych mechanizmów kontrolnych. Dotychczasowe działania zostały w ostatnim okresie poszerzone o analizę ryzyka w skali Grupy (na obecnym etapie – w odniesieniu do procesów podstawowych spółek strategicznych działających w obszarze dystrybucji gazu).

Na podstawie wstępnej analizy ryzyka (z uwzględnieniem priorytetyzacji rodzajów ryzyka szczegółowych i biorąc pod uwagę oczekiwania Zarządu i Rady Nadzorczej oraz dostępne zasoby) dokonano wyboru 6 kluczowych procesów, których audyt jest przewidziany na 2010 rok (sprzedaż gazu, budżetowanie i kontroling, proces inwestycyjny w Spółce i Grupie Kapitałowej, podział obowiązków, systemy IT, zarządzanie organizacją). Realizacja planu jest monitorowana, a wyniki odpowiednio analizowane przez Zarząd i Radę Nadzorczą Spółki.

Należy stwierdzić, że przedstawione powyżej kluczowe działania stanowią wypełnienie zapisów Dobrych Praktyk w zakresie przeprowadzenia rocznej oceny systemu kontroli wewnętrznej i systemu zarządzania ryzykiem istotnym dla Spółki i stanowi odpowiedni materiał do przedstawienia Walnemu Zgromadzeniu Spółki.

1. Stanisław Rychlicki .....
2. Marcin Moryń .....
3. Mieczysław Kawecki .....
4. Grzegorz Banaszek .....
5. Agnieszka Chmielarz .....
6. Marek Karabuła .....
7. Mieczysław Puławski .....
8. Jolanta Siergiej .....