

Graptolity

to dawno wymarłe stworzenia, które żyły w oceanach około 400 milionów lat temu, w okresie ordowiku i syluru. Tworzą one zawartość organiczną w łupkach, z której pochodzi gaz ziemny.

Raport Roczny

PGNiG 2011

W poniższym dokumencie
stosuje się następujące terminy:

- PGNiG lub Spółka dla spółki matki Grupy Kapitałowej PGNiG, tj. dla spółki Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo SA
- Grupa PGNiG dla Grupy Kapitałowej PGNiG

Spis treści

6

Misja

8

PGNiG w liczbach

10

Kalendarz wydarzeń

16

List Prezes Zarządu

18

Zarząd

20

List Przewodniczącego
Rady Nadzorczej

22

Rada Nadzorcza

24

PGNiG na giełdzie

28

Strategia Grupy PGNiG
do roku 2015

34

Poszukiwanie
i Wydobywanie

46

Obrót i Magazynowanie

54

Dystrybucja

56

Energetyka

58

Ład korporacyjny

60

Ryzyka

63

Pracownicy

66

Ochrona środowiska

70

Grupa PGNiG

84

Skonsolidowane
sprawozdanie
finansowe za rok
obrotowy 2011

104

Kontakt

Misja

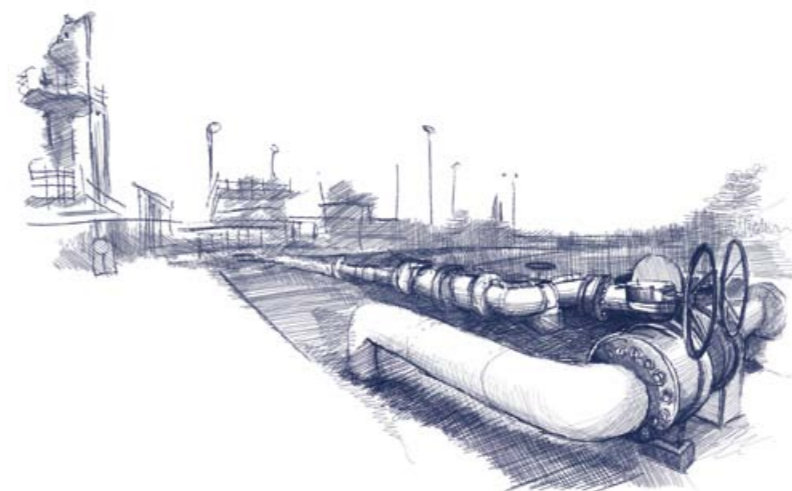
Naszą misją jest zapewnienie niezawodnych i bezpiecznych dostaw czystej i przyjaznej dla środowiska naturalnego energii z wykorzystaniem konkurencyjnych oraz innowacyjnych rozwiązań energetycznych.

Jesteśmy wierni naszej tradycji i zaufaniu, którym obdarzają nas klienci, ale pozostajemy również otwarci na nowe wyzwania i zmiany.

Działając w interesie naszych akcjonariuszy, klientów i pracowników, chcemy być wiarygodnym i przejrzystym partnerem, realizującym rozwój i wzrost wartości firmy w zgodzie z zasadami zrównoważonego rozwoju.

PGNiG w liczbach

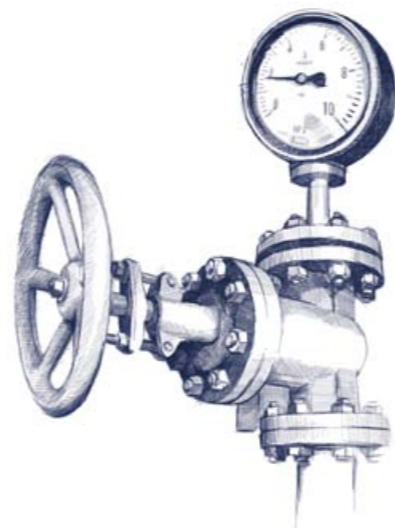
Grupa PGNiG jest liderem na rynku gazu ziemnego w Polsce. Spółki wchodzące w skład Grupy PGNiG zatrudniają około 32 tysięcy pracowników. Poza Polską – w której Grupa PGNiG jest jednym z największych pracodawców – jesteśmy obecni w wielu krajach na różnych kontynentach, m.in.: w Belgii, Danii, Egipcie, Norwegii, Pakistanie, Rosji, Kazachstanie, Ugandzie, Norwegii, Rosji, Czechach, Austrii, Niemczech, także na Białorusi, Ukrainie czy na Węgrzech.



Od września 2005 roku PGNiG jest notowane na Giełdzie Papierów Wartościowych w Warszawie. Grupa PGNiG cieszy się rosnącym zaufaniem rynku kapitałowego i uzyskuje bardzo dobre oceny ratingowe. O pozycji PGNiG świadczy fakt, że firma jest notowana w ramach WIG20 – indeksu największych spółek warszawskiej giełdy. Od października 2009 roku PGNiG nieprzerwanie wchodzi również w skład Respect Index – indeksu spółek odpowiedzialnych społecznie. W kwietniu 2012 roku PGNiG zajęło V miejsce na „Liście 500” Rzeczypospolitej – największych polskich przedsiębiorstw w 2011 roku.

Wydobywanie ropy naftowej i kondensatu

468 tys. ton



Wydobywanie gazu ziemnego

4,33 mld m³



Import gazu ziemnego

10,92 mld m³

Podstawowym obszarem działalności PGNiG jest wydobywanie i sprzedaż gazu ziemnego oraz ropy naftowej. Zarówno w kraju, jak i za granicą, prowadzimy działania związane z badaniami geofizyczno-geologicznymi, poszukiwaniem złóż, ich eksploatacją oraz przygotowaniem produktów do sprzedaży.

Sprzedaż gazu ziemnego obejmuje surowiec wydobywany ze złóż krajowych oraz pochodzący z importu. By zapewnić stałe i nieprzerwane dostawy gazu ziemnego, korzystamy z ośmiu nowoczesnych podziemnych magazynów gazu. Poprzez tysiące kilometrów gazociągów, będących własnością sześciu regionalnych spółek gazownictwa, gaz trafia do naszych klientów.

Sprzedaż gazu ziemnego

14,38 mld m³

Długość sieci dystrybucyjnej

119 tys. km

Kalendarz wydarzeń



styczeń

Rada Nadzorcza powołała Prezesa i członków Zarządu PGNiG na kolejną wspólną trzyletnią kadencję. Ponownie zostali powołani: Michał Szubski na stanowisko Prezesa Zarządu oraz Radosław Dudziński, Sławomir Hinc, Marek Karabuła na stanowiska członków Zarządu.

PGNiG znalazło się ponownie w elitarnej grupie spółek notowanych w RESPECT Index, giełdowym indeksie firm odpowiedzialnych społecznie. 25 stycznia 2011 roku Giełda Papierów Wartościowych w Warszawie ogłosiła po raz drugi listę spółek notowanych w ramach tego indeksu.

luty

W związku z niestabilną sytuacją polityczną w Egipcie i Libii, polscy pracownicy Oddziału PGNiG w Kairze oraz spółki POGC Libya zostali ewakuowani i wrócili do Polski, a sprzęt został zabezpieczony. Na miejscu pozostali pracownicy lokalni. W Egipcie zawieszenie prac było tymczasowe i nie wpłynęło na postęp prac. Natomiast powrót do Libii planowany jest na rok 2012.

marzec

Rada Nadzorcza PGNiG podczas posiedzenia w dniu 8 marca 2011 roku powołała Pana Mirosława Szkałubę, wybranego przez pracowników PGNiG, na stanowisko Wiceprezesa Zarządu Spółki.

PGNiG, PGNiG Energia SA, Tauron Polska Energia SA, Elektrownia Stalowa Wola SA oraz Elektrociepłownia Stalowa Wola SA zawarły umowę o funkcjonowaniu spółki (SPV) Elektrociepłownia Stalowa Wola SA, która zarządzać będzie nowoczesnym blokiem gazowo-parowym 400 MWe i 240 MWt w Stalowej Woli.

PGNiG i OOO „Gazprom Export” podpisały 21 marca 2011 roku aneks do kontraktu kupna-sprzedaży gazu ziemnego do Rzeczypospolitej Polskiej, dotyczący zwiększenia maksymalnych dobowych ilości kontraktowych gazu ziemnego z poziomu 9,36 mln m³ do poziomu 13,95 mln m³ na dobę wg polskiej normy. Roczna ilość kontraktowa gazu ziemnego przewidziana do odbioru przez PGNiG w 2011 roku nie ulega zmianie i wynosi 9,77 mld m³ wg polskiej normy. Konieczność zapewnienia większych dostaw w ciągu doby do systemu wynikała z gwałtownych spadków temperatur w drugiej połowie lutego 2011 roku. Aneks obowiązywał do 31 grudnia 2011 roku.



maj

Spółka opublikowała wyniki finansowe za I kwartał 2011 roku. Spółki geologiczno-geofizyczne i poszukiwawcze w znacznym stopniu przyczyniły się do lekkiej poprawy wyniku finansowego Grupy Kapitałowej PGNiG w I kwartale 2011 roku. Dzięki temu zysk netto Grupy PGNiG zwiększył się o 3% do 1,02 mld zł w I kwartale 2011 roku w porównaniu do 996 mln zł w analogicznym kwartale 2010 roku, podczas gdy zysk operacyjny Grupy spadł o 4% do 1,18 mld zł w I kwartale 2011 roku w porównaniu do analogicznego okresu 2010 roku. Na pogorszenie wyniku operacyjnego wpłynęło obniżenie rentowności sprzedaży gazu ziemnego.

kwiecień

W dniu 15 kwietnia 2011 roku PGNiG zbyło 4 000 001 akcji Zakładów Azotowych w Tarnowie-Mościcach SA, o wartości nominalnej 5 zł każda, po cenie wynoszącej 37,00 zł za akcję.

Zwyczajne Walne Zgromadzenie PGNiG (ZWZ) podjęło uchwały o zatwierdzeniu sprawozdań finansowych i sprawozdań Zarządu z działalności PGNiG i Grupy Kapitałowej PGNiG oraz o udzieleniu członkom Zarządu i Rady Nadzorczej PGNiG absolutorium z wykonywania obowiązków w roku obrotowym 2010. Jednocześnie ZWZ, przychylił się do propozycji Ministerstwa Skarbu Państwa, przeznaczyło na wypłatę dywidendy 708 mln zł, co oznacza, że na jedną akcję przypadło 0,12 zł.

PGNiG podpisało umowę ze spółką Vitol SA z siedzibą w Genewie na dostawy ok. 550 mln m³ gazu ziemnego rocznie poprzez nowo wybudowany interkonektor do punktu zdawczo-odbiorczego w rejonie Cieszyna. Wartość umowy to ok. 550 mln EUR. Dostawy rozpoczną się 1 października 2011 roku i potrwać do 1 października 2014 roku, co pozwoli na wykorzystanie w 100% posiadanych przez Spółkę przepustowości, w tym gazociągu, uzyskanych w ramach procedury open-season przeprowadzonych przez spółkę Operator Gazociągów Przesyłowych Gaz-System SA. Nowe połączenie zwiększyło bezpieczeństwo energetyczne kraju, bo umożliwi dostawę gazu do Polski również z kierunku południowego.

czerwiec

PGNiG zaktualizowało strategię Grupy Kapitałowej do 2015 roku. Nadrzędnym celem strategicznym PGNiG jest wzrost wartości spółki dla akcjonariuszy i dalszy rozwój firmy jako koncernu multienergetycznego. Strategia ta będzie realizowana z uwzględnieniem uwarunkowań związanych z koniecznością zapewnienia długofalowego bezpieczeństwa w zakresie nieprzerwanych dostaw gazu na potrzeby rynku krajowego.

Kluczowe dla osiągnięcia celów strategicznych PGNiG będą działania koncentrujące się na trzech obszarach:

- 1) krajowej i międzynarodowej działalności poszukiwawczo-wydobywczej, zapewniającej dostęp do nowych złóż gazu ziemnego i ropy naftowej;
- 2) segmencie energetycznym, skoncentrowanym na rozwoju energetyki gazowej w Polsce;
- 3) zarządzaniu portfelem gazu ziemnego Spółki i działalności na europejskim rynku handlu gazem.

Na realizację zadań przyjętych w Strategii w latach 2011–2015 Grupa PGNiG planuje wydać ok. 27 mld zł. Ponad połowa zaplanowanych wydatków będzie przeznaczona na poszukiwania i wydobywanie gazu ziemnego oraz ropy naftowej zarówno w kraju, jak i za granicą.

Prezes URE zatwierdził taryfę dla paliw gazowych (Część A w zakresie dostarczania paliw gazowych Nr 4/2011). Średnia wysokość cen i stawek opłat związanych z dostarczaniem do odbiorców gazu wysokometanowego E wzrosła o 8,9%, gazu azotanowego Lw o 7,6% natomiast gazu azotanowego Ls o 6,3%.

lipiec

PGNiG podpisało aneksy do Programu emisji obligacji zawartego w 2010 roku z sześcioma bankami, na mocy których zwiększona została maksymalna kwota Programu z 3 mld zł do 5 mld zł oraz wydłużony został okres zapadalności Programu z 31 lipca 2013 roku do 31 lipca 2015 roku.

sierpień

Pływająca jednostka wydobywcza, magazynowania i załadunku (FPSO) została zainstalowana nad złożem Skarv na Norweskim Szelfie Kontynentalnym.

PGNiG SPV 1 Sp. z o.o. podpisała z Vattenfall AB przedwstępną umowę sprzedaży 24 591 544 akcji stanowiących ponad 99,8% akcji Vattenfall Heat Poland SA. Zakup stołecznych elektrociepłowni jest dla PGNiG kolejnym, po projekcie w Stalowej Woli, etapem rozwoju jako koncernu multienergetycznego.

Agencja Moody's obniżyła perspektywę PGNiG ze „stabilnej” na „negatywną” podtrzymując rating na poziomie „Baa1”. Zmiana perspektywy ratingu odzwierciedlała zagrożenia związane z realizacją planów ekspansji PGNiG w segmencie poszukiwawczym i wydobywczym, wymaganiami dotyczącymi finansowania tej działalności oraz wyższym ryzykiem biznesowym w porównaniu z podstawową działalnością Grupy PGNiG w zakresie zmienności wyników.

PGNiG podpisało 25 sierpnia 2011 roku dokumentację programu emisji euroobligacji do kwoty 1,2 mld EUR, ze spółką zależną PGNiG Finance AB oraz trzema bankami Societe Generale, BNP Paribas oraz Unicredit Bank AG. W ramach pięcioletniego programu PGNiG Finance AB będzie mógł emitować obligacje z terminem zapadalności do 10 lat o oprocentowaniu stałym lub zmiennym. Środki uzyskane z emisji obligacji przez PGNiG Finance AB przeznaczone zostaną na udzielenie pożyczki PGNiG, które planuje wykorzystać je na finansowanie swoich planów inwestycyjnych.

Spółka opublikowała wyniki finansowe za I półrocze 2011 roku. Grupa PGNiG zanotowała 1 mld zł zysku netto przy 7% wzroście przychodów ze sprzedaży do 11,5 mld zł w pierwszym półroczu 2011 roku, w porównaniu do analogicznego okresu 2010 roku. W I półroczu 2011 roku rosnące koszty zakupu gazu obniżyły marżę na jego sprzedaży, co niekorzystnie wpłynęło na wyniki finansowe Grupy. Jednak negatywny wpływ ujemnej marży udało się częściowo zmniejszyć dzięki poprawie rentowności segmentu Poszukiwanie i Wydobywanie oraz korzystnemu zbyciu akcji Zakładów Azotowych w Tarnowie Mościcach.

wrzesień

W Lubocinie koło Wejherowa popłynął pierwszy gaz z łupków na koncesji należącej do PGNiG.

PGNiG zakończyło rozbudowę Podziemnego Magazynu Gazu Strachocina.

październik

PGNiG Norway AS podpisała z Shell International Trading and Shipping Company Ltd. umowę sprzedaży ropy naftowej. Cena ropy będzie ustalana w odniesieniu do notowań ropy Brent, a płatności za dostawy surowca będą rozliczane w dolarach amerykańskich. Umowa została zawarta na czas nieokreślony i wchodzi w życie w miesiącu rozpoczęcia wydobywania.





listopad

PGNiG rozpoczęło import gazu ziemnego za pomocą tzw. wirtualnego rewersu, który pozwala na sprowadzanie do Polski poprzez gazociąg jamalski dodatkowych ilości gazu – do około 2,3 mld m³ gazu rocznie.

PGNiG skierowało wniosek do OAO Gazprom i OOO „Gazprom Export” o wszczęcie postępowania arbitrażowego przed Trybunałem Arbitrażowym w Sztokholmie. Przedmiotem postępowania jest zmiana obecnie obowiązujących warunków cenowych w rozliczeniach dostaw gazu.

Spółka opublikowała wyniki finansowe za III kwartał 2011 roku. Grupa PGNiG zanotowała 319 mln zł zysku netto w trzecim kwartale 2011 roku, o 26 mln zł mniej niż w analogicznym kwartale 2010 roku, głównie z powodu spadku o 4 pkt proc. marży na sprzedaży gazu wysokometanowego z 2% w III kwartale 2010 roku do minus 2% w III kwartale 2011 roku. Spadek marży wiąże się ze wzrostem jednostkowej ceny zakupu gazu z importu o 27% rok do roku.

Agencja ratingowa Standard & Poor's Financial Services podwyższyła perspektywę PGNiG z „negatywnej” na „stabilną”. Rating Spółki został podtrzymany na poziomie „BBB+”.

25 listopada 2011 roku PGNiG podpisało aneksy do Programu emisji obligacji z dnia 10 czerwca 2010 roku, na mocy których do programu przystąpiły nowe banki, a maksymalna kwota Programu emisji obligacji została zwiększona z 5 do 7 mld zł. Okres zapadalności Programu pozostał niezmienny i trwa do 31 lipca 2015 roku.

Prezes URE zatwierdził taryfę dla paliw gazowych (Część B Taryfa w zakresie usług magazynowania paliw gazowych Nr 1/2011), która wprowadziła 3-procentową obniżkę względem taryfy dotychczas obowiązującej. Wprowadzenie nowej taryfy powiążane było z udostępnieniem przez PGNiG na rynek dodatkowych pojemności magazynowych.

grudzień

Weszła w życie nowelizacja ustawy o zapasach ropy, produktów naftowych i gazu. Ustawa przewiduje możliwość utrzymywania obowiązkowych zapasów gazu ziemnego w instalacjach magazynowych zlokalizowanych poza Polską (na terenie UE i państw ugrupowania EFTA – European Free Trade Association), jest to możliwe w sytuacji zagwarantowania dostarczenia tych zapasów do polskiego systemu przesyłowego lub dystrybucyjnego w ciągu 40 dni. Ustawa przewiduje również podwyższenie z 50 mln na 100 mln m³ limitu przywozu gazu rocznie, uprawniającego o ubieganie się o zwolnienie z obowiązku utrzymywania zapasów gazu ziemnego. Obowiązek utrzymywania zapasów gazu ziemnego dotyczy tylko tych firm, które zajmują się przywozem tego surowca w celu jego odsprzedaży odbiorcom w Polsce.

Michał Szubski złożył rezygnację z funkcji Prezesa Zarządu PGNiG. Od dnia 1 stycznia 2012 roku do czasu rozstrzygnięcia postępowania kwalifikacyjnego na stanowisko Prezesa Zarządu Spółki, sprawy należące do kompetencji Prezesa Zarządu Spółki, w tym kierowanie pracami Zarządu PGNiG nadzorował Marek Karabuła, Wiceprezes ds. Górnictwa Naftowego.

Gaz z łupków

Jest to rodzaj gazu uwięzionego, ale w innym podłożu niż gaz zamknięty. Gaz w skałach ilasto-mułowcowych (potocznie zwanych łupkami) powstaje tak samo jak gaz konwencjonalny – na skutek rozkładu szczątków organicznych w wysokiej temperaturze i na dużej głębokości.

Tworzy się w skałach zawierających dużo substancji organicznych. Część gazu wydostaje się ze skał (gaz konwencjonalny), a część pozostaje w nich zamknięta, tym więcej, im mniej skały są przepuszczalne. Bardzo niewielką zdolność do przepuszczania mają łupki, występujące w wielu rejonach świata, dlatego są bogatym źródłem gazu niekonwencjonalnego. Gaz z łupków ma skład podobny do gazu ziemnego ze złóż konwencjonalnych. Zawiera metan (75–95%) oraz azot, czasem śladowe ilości etanu, propanu, helowców, tlenu i tlenu węgla. Nie stwierdzono w nim natomiast obecności szkodliwego siarkowodoru.

Gaz z łupków pomoże zmienić oblicze europejskiego sektora energetycznego, dostarczając znaczących zasobów paliwa, istotnych w pozyskiwaniu niskoemisyjnej energii w przyszłości.



List Prezes Zarządu

Szanowni Państwo, Drodzy Akcjonariusze,

z satysfakcją mogę stwierdzić, że w 2011 roku, w trudnym otoczeniu makroekonomicznym, PGNiG zrealizowało z powodzeniem kilka przedsięwzięć kluczowych dla przyszłości spółki. Wynik operacyjny Grupy PGNiG uległ zmniejszeniu na skutek ujemnej marży na obrocie gazem w segmencie Obrót i Magazynowanie. Równocześnie możemy zaprezentować rosnące wyniki segmentu Poszukiwanie i Wydobywanie oraz dobry wynik operacyjny utrzymany przez Dystrybucję.

Wypracowaliśmy 1,6 mld złotych zysku netto oraz 1,7 mld złotych wyniku operacyjnego. Przychody ze sprzedaży osiągnęły natomiast poziom 23 mld złotych, o 8 procent wyższy niż w roku ubiegłym. Niestety, w obliczu rosnących cen ropy naftowej na światowych rynkach i wzmocnienia dolara wobec złotówki, obowiązujące w Polsce taryfy nie nadążały za rosnącymi kosztami pozyskania gazu z importu, co przełożyło się niekorzystnie na wyniki segmentu Obrót i Magazynowanie.

Dobre rezultaty na poziomie 1,1 mld złotych wyniku operacyjnego, to jest o 92 procent wyższym niż w 2010 roku, odnotował natomiast segment Poszukiwanie i Wydobywanie. Taka dynamika może być źródłem satysfakcji, potwierdzeniem słuszności przyjętej przez Spółkę strategii inwestycji w wydobywanie, w tym usługi poszukiwawcze. Duży wzrost w tym segmencie jest odzwierciedleniem rosnących cen ropy naftowej, zrealizowania prognozy jej wydobywania oraz ogromnego zainteresowania poszukiwaniami gazu ze źródeł niekonwencjonalnych, które przeżywa Polska. Spółki Grupy Kapitałowej PGNiG z powodzeniem uczestniczą w projektach prowadzonych przez różnych koncesjonariuszy, odpowiadając na rosnące potrzeby rynku. Dobry wynik finansowy jest zarazem potwierdzeniem kompetencji i profesjonalizmu naszych pracowników.

Tegoroczne wyniki cieszą, ale mamy nadzieję na dalszy rozwój i nowe osiągnięcia w tym obszarze. PGNiG intensywnie angażuje się w poszukiwanie gazu ze źródeł niekonwencjonalnych, mając 15 koncesji poszukiwawczo-rozpoznawczych, najwięcej spośród kilkudziesięciu firm działających w tym zakresie w Polsce. Jesteśmy usatysfakcjonowani pozytywnymi rezultatami odwiertu z zabiegami szczelinowania Lubocino-1 na koncesji Wejherowo. Przeprowadzone tam badania

zachęcają do dalszych prac – wierceń otworów poziomych i kolejnych zabiegów szczelinowania. Ich efektem może być uruchomienie wydobywania przemysłowego gazu z łupków, co jest planowane na koniec 2015 roku. Tak ambitne przedsięwzięcia wiążą się z dużymi inwestycjami; plany Grupy na rok 2012 przewidują przeznaczenie ok. 1 mld złotych na działalność poszukiwawczą. Dodatkowo PGNiG chce współpracować z polskimi i zagranicznymi partnerami zainteresowanymi eksploracją gazu z łupków, dzięki czemu możliwe będzie zwiększenie budżetu tego strategicznego projektu. Poza koncesją Wejherowo wiercenia obejmą także koncesję Tomaszów Lubelski, a prace poszukiwawcze również kilka kolejnych obszarów koncesyjnych.

Niestety, ze znanych wszystkim powodów prace poszukiwawcze w Libii zostały przerwane w 2011 roku, równoległe opóźnienia dotknęły wydobywanie ze złoża Skarv w Norwegii, w którym udział posiada spółka PGNiG Norway. Mamy nadzieję, że 2012 rok będzie bardziej pomyślny, jeśli chodzi o obecność PGNiG na rynkach zagranicznych.

Powracając do projektów krajowych kluczowych dla rozwoju PGNiG, należy wspomnieć o Programie Uwolnienia Gazu (PUG). W wyniku przeprowadzonych jesienią 2011 roku negocjacji z Urzędem Regulacji Energetyki, Spółka przygotowała w lutym 2012 projekt PUG do konsultacji społecznych. To etap na drodze do liberalizacji polskiego rynku gazu, z ogłaszanym przez URE celem na 1 stycznia 2013 roku. Konieczny, jeśli chodzi o dostosowanie polskiego prawa do wymogów unijnych, a zarazem otwierający perspektywę na rynkowe wyznaczenie cen gazu i pokrycie kosztów importu tego paliwa.

W 2011 roku z powodzeniem kontynuowane były inwestycje służące realizacji nadrzędnego celu Spółki, którym jest zapewnienie pewnych i stabilnych dostaw gazu ziemnego klientom indywidualnym i przemysłowym. Wymaga to czasu oraz znacznych nakładów finansowych na rozbudowę systemu gazowniczego w kraju i zwiększenie pojemności podziemnych magazynów gazu. Intensywne załączanie magazynów po wysokim zużyciu w zimie 2010/11 wraz z postępującą rozbudową PMG zagwarantowały nienotowany wcześniej poziom zapasów gazu przed sezonem zimowym w wysokości 1,8 mld m³ – to duży sukces. Równocześnie Spółka zwiększa możliwości dywersyfikacji dostaw błękitnego paliwa dzięki rozbudowie połączenia gazociągowego z Czechami oraz możliwości wykorzystania tzw. wirtualnego rewersu na gazociągu Jamał.

Mijający rok umocnił pozycję PGNiG w nowym segmencie działalności, którym jest elektroenergetyka. Dzięki przejęciu aktywów Vattenfall Heat Poland, PGNiG stanie się koncernem multienergetycznym dostarczającym klientom ciepło, prąd i gaz. Transakcja zapoczątkowana w sierpniu 2011 roku i ostatecznie sfinalizowana w styczniu 2012 roku nie tylko umożliwi PGNiG umocnienie pozycji w nowym segmencie, ale także dywersyfikację źródeł osiągniętych przychodów zgodnie z przyjętą strategią rozwoju Grupy Kapitałowej, w której energetyka jest jednym z trzech kluczowych obszarów rozwoju spółki. Przejęcie VHP, od stycznia 2012 roku funkcjonującego pod nazwą PGNiG Termika, wzmocni także perspektywę rozwoju energetyki opartej na gazie ziemnym i przyczyni się do wzrostu konkurencyjności w tym

sektorze w Polsce. Równocześnie w 2011 roku kontynuowany był projekt „Budowa Bloku Gazowo-Parowego w Stalowej Woli” o mocy około 400 MW. W lipcu 2011 podpisano umowę o przyłączeniu bloku gazowo-parowego w Elektrociepłowni Stalowa Wola do sieci operatora systemu przesyłowego, wybrany został Inżynier Kontraktu. Trwały także prace mające na celu pozyskanie finansowania oraz wybór Generalnego Wykonawcy tej inwestycji.

Na koniec warto wspomnieć o innej, nowej w Grupie Kapitałowej PGNiG Spółce – PGNiG Technologie, która powstała jako efekt z powodzeniem przeprowadzonej konsolidacji czterech spółek działających na rynku usług budowlano-montażowych dla sektora gazowego i naftowego.

Przedsięwzięcia PGNiG planowane na lata 2012–13 wymagają istotnych nakładów kapitałowych. W tym celu Spółka zwiększa zakres finansowania zewnętrznego, z jednej strony poprzez zwiększenie programu obligacji krajowych do 7 mld zł przy utrzymaniu dogodnego oprocentowania, a z drugiej uruchamiając program euroobligacji do kwoty 1,2 mld i plasując na rynku emisję 500 mln euro w lutym 2012 r.

Podsumowując 2011 rok z zadowoleniem możemy stwierdzić, że akcje PGNiG w nadal mało stabilnym otoczeniu, były bezpieczną przystanią dla inwestorów, oferując od stycznia do grudnia zwrot z inwestycji rzędu 17,6%, wliczając dywidendę. Wynik ten Spółka osiągnęła działając zgodnie z zasadami odpowiedzialnego biznesu. Konsekwentnie je wdramy, czego potwierdzeniem może być obecność PGNiG w RESPECT Index Giełdy Papierów Wartościowych oraz przyznanie Spółce tytułu najbardziej odpowiedzialnej społecznie w branży Paliwa i Energetyka w 2011 roku w rankingu Dziennika Gazety Prawnej. To swoista gwarancja, że nawet trudne przedsięwzięcia biznesowe chcemy zrealizować w sposób zrównoważony, z pożytkiem dla naszych Akcjonariuszy, Pracowników, otoczenia społecznego, a także środowiska naturalnego.

2012 rok jest rokiem jubileuszowym dla PGNiG. We wrześniu przypadnie 30 rocznica powstania Spółki, co zawsze jest okazją do podsumowań. Uważamy, że to dobrze wykorzystany czas, a dotychczasowa aktywność daje nam solidne podstawy do dalszego rozwoju.

Serdecznie dziękujemy wszystkim, z pomocą których Spółka osiągnęła tak wiele – naszym Akcjonariuszom oraz Klientom, Członkom Rady Nadzorczej i wszystkim Pracownikom Grupy Kapitałowej PGNiG.

Dziękujemy za zaufanie, którym nas Państwo obdarzają. Zapewniam, że będziemy dążyli do dalszego doskonalenia i zwiększania wartości PGNiG dla obecnych i przyszłych Akcjonariuszy PGNiG.

Z poważaniem,



Grażyna Piotrowska-Oliwa
Prezes Zarządu PGNiG SA



Zarząd



Sławomir Hinc

Grażyna Piotrowska-Oliwa

Radosław Dudziński

Miroslaw Szkałuba

Grażyna Piotrowska-Oliwa

Prezes Zarządu

powołana w skład Zarządu
z dniem 19 marca 2012 roku

Absolwentka INSEAD Executive MBA (2005), Krajowej Szkoły Administracji Publicznej w Warszawie (1997), Akademii Muzycznej w Katowicach (1993). W latach 1997–2001 pracowała w Ministerstwie Skarbu Państwa na stanowisku Naczelnika Wydziału Funduszy Kapitałowych i Naczelnika Wydziału Spółek Strategicznych i Instytucji Finansowych. Następnie pełniła kierownicze stanowiska w Telekomunikacji Polskiej SA: Dyrektora Departamentu Współpracy z Regulatorem (2001–2006) oraz Dyrektora Wykonawczego ds. Strategii, Rozwoju i Oferty Hurtowej (2006–2007). W latach 2007–2009 była Prezesem Zarządu / Dyrektorem Generalnym spółki PTK Centertel Sp. z o.o., operatora sieci Orange. Od listopada 2010 do marca 2011 doradzała w sektorze private equity w transakcjach związanych z rynkiem telekomunikacyjnym, a od czerwca 2011 roku do marca 2012 pełniła funkcję Członka Zarządu ds. Sprzedaży PKN Orlen SA. Od kwietnia 2007 roku społecznie pełni funkcję Wiceprezesa Pracodawców RP. Była również członkiem Depozytu Papierów Wartościowych, PZU SA, ORLEN Deutschland GmbH.

Radosław Dudziński

Wiceprezes Zarządu ds. Handlu

powołany w skład Zarządu
z dniem 12 marca 2008 roku,
wybrany na kolejną kadencję
z dniem 13 marca 2011 roku

Absolwent Politechniki Warszawskiej, specjalizował się w zakresie inżynierii gazownictwa. Ukończył również zarządzanie i marketing na Uniwersytecie Warszawskim, Executive MBA, University of Illinois Urbana Champaign. Od roku 1998 związany z PGNiG, gdzie stopniowo awansował w pionie eksploatacji, a następnie piastował funkcję Dyrektora Biura Strategii oraz Dyrektora Departamentu Strategii i Restrukturyzacji. W latach 2006–2008 był związany z A.T. Kearney Sp. z o.o. Zasiadał w radach nadzorczych spółek: Agencja Rynku Energii SA w Warszawie, Poszukiwania Naftowe „Diament” Sp. z o.o. w Zielonej Górze, Mazowiecka Spółka Gazownictwa Sp. z o.o. w Warszawie, InterTransGas GmbH w Poczdamie. Obecnie jest Członkiem Rady Nadzorczej spółki System Gazociągów Tranzycyjnych EuRoPol GAZ SA oraz Rady Dyrektorów spółki PGNiG Norway AS.

dr Sławomir Hinc

Wiceprezes Zarządu ds. Finansowych

powołany w skład Zarządu
z dniem 12 marca 2008 roku,
wybrany na kolejną kadencję
z dniem 13 marca 2011 roku

Absolwent Instytutu Handlu Zagranicznego Wydziału Ekonomicznego Uniwersytetu Gdańskiego. Studiował także w Austrii na Wirtschaftsuniversität oraz w Niemczech w Technische Fachhochschule. Otrzymał tytuł doktora nauk technicznych z zakresu inżynierii gazownictwa na Politechnice Warszawskiej. W latach 1998–2000 pracował w Dziale Audytu i Doradztwa Gospodarczego w Arthur Andersen Polska, w latach 2000–2004 w Andersen Business Consulting, gdzie zarządzał zespołami prowadzącymi projekty dla klientów z sektora energetycznego. W latach 2004–2008 pełnił funkcję Dyrektora Finansowego, a w latach 2006–2008 także funkcję prokurenta w spółce OGP Gaz-System SA. Od 2010 roku zasiada w Radzie Zarządzającej Eurogas, organizacji zrzeszającej firmy i stowarzyszenia sektora gazowniczego Unii Europejskiej. Obecnie jest Członkiem Rady Nadzorczej spółki System Gazociągów Tranzycyjnych EuRoPol GAZ SA oraz Rady Dyrektorów spółki PGNiG Norway AS.

Miroslaw Szkałuba

Wiceprezes Zarządu ds. Zakupów i IT

powołany w skład Zarządu
z dniem 20 marca 2008 roku,
wybrany na kolejną kadencję
z dniem 13 marca 2011 roku

Absolwent Wydziału Wiertniczo-Naftowego Akademii Górniczo-Hutniczej w Krakowie, magister inżynier górnictwa naftowego. W 1998 roku ukończył studium podyplomowe z zakresu inwestycji kapitałowych i projektów rozwojowych firm w Szkole Głównej Handlowej w Warszawie. W 2004 roku zdał egzamin państwowy dla kandydatów na członków rad nadzorczych w spółkach Skarbu Państwa. Z PGNiG związany od 1994 roku; od 2005 roku w Departamencie Poszukiwania Złóż – specjalista ds. projektowania, nadzorowania oraz rozliczania prac poszukiwawczych, później w Oddziale Sanok na stanowisku zastępcy kierownika działu Nadzoru Prac Wiertniczych. W latach 2005–2008 Członek Rady Nadzorczej PGNiG z wyboru pracowników.

Stan z 31 maja 2012 roku

Michał Szubski, pełniący w 2011 roku funkcję Prezesa Zarządu, z dniem 31 grudnia 2011 roku złożył rezygnację z piastowanego stanowiska.
Marek Karabuła złożył rezygnację z funkcji Członka Zarządu Spółki z dniem 11 maja 2012 roku.

List Przewodniczącego Rady Nadzorczej

Szanowni Państwo,

Od stycznia tego roku mam zaszczyt przewodniczyć Radzie Nadzorczej PGNiG SA i teraz przyjemność przedstawić Państwu podsumowanie minionego roku, znaczącego w wieloletniej historii PGNiG.

Rok 2011 był dla Grupy Kapitałowej PGNiG rokiem wielu nowych wyzwań, które dzięki konsekwentnej polityce Zarządu Spółki, wsparciu Rady Nadzorczej, jak również wysiłkowi i zaangażowaniu wszystkich pracowników Grupy PGNiG z powodzeniem udało się zrealizować. Odpowiedzialne i przemyślane działania pozwoliły Spółce i całej Grupie elastycznie dostosowywać się do zmian na rynku i stawiać kolejne, odważne kroki w budowaniu nowoczesnego i stabilnego operacyjnie i finansowo koncernu.

Na tle prowadzonych z powodzeniem kluczowych projektów na szczególne wyróżnienie zasługują dwie inwestycje – zakończony sukcesem pierwszy odwiert na złożu gazu łupkowego na Pomorzu oraz sfinalizowanie transakcji nabycia spółki Vattenfall Heat Poland. Waga tych wydarzeń, z punktu widzenia realizowanej przez PGNiG strategii, jest niezwykle istotna. Pierwsze z nich potwierdza zasadność przyjętej polityki, ukierunkowanej na dążenie do pozyskania gazu także ze źródeł niekonwencjonalnych, by zapewnić odbiorcom gazu bezpieczeństwo dostaw i zwiększyć udział krajowego gazu w sprzedaży, a drugie jest dowodem ewolucji Grupy w kierunku koncernu multienergetycznego, budującego swoją wartość w oparciu również o źródła inne niż gaz.

W minionym roku Spółka kontynuowała wiele istotnych projektów inwestycyjnych, między innymi – zagospodarowanie złoża LMG (Lubiatów-Międzychód-Grotów), dzięki któremu roczne wydobywanie ropy naftowej już od następnego roku powinno się zwiększyć prawie dwukrotnie oraz rozbudowa największego podziemnego magazynu gazu w Wierzchowicach. Zrealizowane w 2011 roku inwestycje oraz bieżące działania operacyjne w segmencie Poszukiwanie i Wydobywanie, Dystrybucja, w obszarze wytwarzania prądu i ciepła oraz w segmencie Obrót i Magazynowanie zapewniły Spółce utrzymanie wiodącej pozycji na rynku. Rada Nadzorcza nie tylko nadzorowała działalność PGNiG we wszystkich dziedzinach, ale również współpracowała z Zarządem przy realizacji kluczowych zadań, wspierając jednocześnie wszelkie inicjatywy służące rozwojowi całej Grupy.

Jestem przekonany, że w najbliższej przyszłości zintensyfikowanie przez Grupę działań służących realizacji wyznaczonych celów potwierdzi zasadność przyjętej strategii i w fundamentalny sposób przyczyni się do wzrostu wartości Grupy Kapitałowej PGNiG. Mam świadomość, że w obliczu liberalizacji rynku gazu stoją przed nami trudne zadania i zapewniam, że Rada Nadzorcza PGNiG w ramach swych kompetencji nadal będzie współdziałać z Zarządem i załogą, podejmując starania zmierzające nie tylko do utrzymania, ale również do umocnienia pozycji Grupy na rynku i podniesienia jej wartości. Zaufanie, którym darzą nas Akcjonariusze i Klienci potwierdza słuszność przyjętych kierunków działań i pobudza nas do dalszych wysiłków.

Szanowni Państwo,

Wszystkim, którzy z zaangażowaniem wspierali Spółkę w 2011 roku chciałbym bardzo podziękować. Szczególne podziękowania składam na ręce pracowników Grupy PGNiG, Zarządu PGNiG SA oraz moich współpracowników z Rady Nadzorczej. Zrealizowane dotychczas projekty oraz konsekwentnie wcielane w życie kolejne, ambitne zadania określone w strategii Grupy PGNiG pozwalają z optymizmem patrzeć w przyszłość.

Z poważaniem,



Wojciech Chmielewski
Przewodniczący Rady Nadzorczej



Rada Nadzorcza

Wojciech Chmielewski

Przewodniczący Rady Nadzorczej

członek Rady Nadzorczej
od 12 stycznia 2012 roku

Absolwent filologii polskiej (1995) i nauk politycznych (1998) Uniwersytetu Wrocławskiego, studiów podyplomowych Politiques Publiques en Europe Uniwersytetu Strasburg III (1997) oraz Krajowej Szkoły Administracji Publicznej w Warszawie (2000). Od 2000 roku jest pracownikiem Ministerstwa Skarbu Państwa, gdzie obecnie pełni funkcję Zastępcy Dyrektora w Departamencie Prywatyzacji. Zasiadał w radach nadzorczych spółek kapitałowych, m.in.: Stoczni Gdynia SA, Agencji Rozwoju Przemysłu SA, PKS Przemysł Sp. z o.o., Mostostalu Wrocław SA. Od lutego 2009 roku Członek Rady Nadzorczej ENEA SA z siedzibą w Poznaniu, w której sprawuje funkcję Przewodniczącego.

Marcin Moryń

Wiceprzewodniczący Rady Nadzorczej

członek Rady Nadzorczej
od 19 czerwca 2006 roku

Radca prawny, absolwent Wydziału Prawa i Administracji Uniwersytetu Łódzkiego. Od 2001 roku związany z Ministerstwem Skarbu Państwa: w latach 2001–2006 jako naczelnik wydziału w Departamencie Prawnym, a następnie od maja 2006 do lutego 2007 roku jako Dyrektor Departamentu Monitorowania Zobowiązań Prywatyzacyjnych. W lutym 2007 roku objął stanowisko Dyrektora Departamentu Prawnego i Procesowego.

Mieczysław Kawecki

Sekretarz Rady Nadzorczej

członek Rady Nadzorczej od
27 października 2005 roku

Absolwent Akademii Górniczo-Hutniczej w Krakowie. Od 1976 roku związany z górnictwem naftowym – pracował w Sanockim Zakładzie Górnictwa Nafty i Gazu na kopalni ropy naftowej Wańkowa, następnie jako kierownik nowo powstałej kopalni ropy naftowej i gazu ziemnego Lublin oraz kierownik kopalni ropy naftowej Wielopole. Obecnie w Oddziale PGNiG SA w Sanoku pełni funkcję kierownika Podziemnego Magazynu Gazu „Strachocina”. Dyrektor górniczy III stopnia.

Agnieszka Chmielarz

Członek Rady Nadzorczej

członek Rady Nadzorczej
od 30 kwietnia 2008 roku

Absolwentka Wydziału Technologii i Inżynierii Chemicznej Akademii Techniczno-Rolniczej w Bydgoszczy. Ukończyła podyplomowe studia europejskie w Centrum Europejskim Uniwersytetu Warszawskiego. Pracowała w Ministerstwie Gospodarki w Departamencie Restrukturyzacji Przemysłu oraz Departamencie Bezpieczeństwa Energetycznego. Od wielu lat zawodowo związana z PGNiG. Obecnie obejmuje stanowisko Zastępcy Dyrektora Departamentu Handlu w Centrali PGNiG.

Józef Głowacki

Członek Rady Nadzorczej

członek Rady Nadzorczej
od 12 stycznia 2012 roku

Absolwent Kielecko-Radomskiej Wyższej Szkoły Inżynierskiej oraz Wydziału Zarządzania Uniwersytetu Warszawskiego. W latach 1974–1990 zatrudniony w branży budowlanej. Od 1990 roku w administracji rządowej, początkowo w Ministerstwie Finansów, następnie w latach 1990–1996 w Ministerstwie Przekształceń Własnościowych, a od 1996 roku w Ministerstwie Skarbu Państwa. Aktualnie sprawuje funkcję Dyrektora Departamentu Mienia w Ministerstwie Skarbu Państwa. Od 1992 roku członek organów nadzorczych spółek kapitałowych, w tym m.in.: Petrobaltic SA (2004–2008) oraz Mazowieckiej Spółki Gazownictwa Sp. z o.o. (2007–2012).

Mieczysław Puławski

Członek Rady Nadzorczej

członek Rady Nadzorczej
od 18 listopada 2005 roku

Profesor nadzwyczajny w Szkole Głównej Handlowej oraz Wyższej Szkole Handlu i Prawa w Warszawie. Absolwent Wydziału Handlu Zagranicznego Szkoły Głównej Planowania i Statystyki. W latach 1977–1978 studiował na Wydziale Nauk Społeczno-Politycznych Uniwersytetu w Bazylei. Pełnił funkcję doradcy prezesa Narodowego Banku Polskiego oraz doradcy ministra finansów, a także był członkiem rad nadzorczych spółek kapitałowych. Obecnie jest kierownikiem Zakładu Międzynarodowych Rynków Kapitałowych Szkoły Głównej Handlowej.

Janusz Pilitowski

Członek Rady Nadzorczej

członek Rady Nadzorczej
od 12 stycznia 2012 roku

Absolwent Szkoły Głównej Handlowej w Warszawie (d. SGPiS). W latach 1985–2003 zatrudniony w Mennicy Polskiej SA, gdzie pełnił funkcję m.in.: głównego księgowego, dyrektora finansowego, członka zarządu i prezesa zarządu spółki. W 2004 roku przeszedł do pracy w Grupie Brasco SA, zajmując się rynkiem biokomponentów i biopaliw ciekłych. Od 2007 roku pracuje w administracji rządowej, początkowo w Urzędzie Regulacji Energetyki, a następnie w Ministerstwie Gospodarki. Aktualnie na stanowisku Dyrektora Departamentu Energii Odnawialnej w Ministerstwie Gospodarki. Doświadczony członek organów nadzorczych.

Jolanta Siergiej

Członek Rady Nadzorczej

członek Rady Nadzorczej
od 30 kwietnia 2008 roku

Absolwentka Politechniki Szczecińskiej oraz studiów podyplomowych na Akademii Ekonomicznej w Poznaniu i w Szkole Głównej Handlowej w Warszawie. Zasiadała w radach nadzorczych spółek Grupy PGNiG: Geofizyka Kraków (1998–2000) oraz Poszukiwania Naftowe „Diament” (2001–2002). Jest dyrektorem górniczym I stopnia. Od 1995 roku pracuje na stanowisku głównego księgowego w Oddziale PGNiG w Zielonej Górze.

Ewa Sibrecht-Ośka

Członek Rady Nadzorczej

członek Rady Nadzorczej
od 19 marca 2012 roku

Radca prawny, absolwentka Wydziału Prawa i Administracji Uniwersytetu Łódzkiego. Od 1991 do 2001 roku zatrudniona w Departamencie Prawnym Ministerstwa Finansów. W latach 2001–2006 pracowała w Nafcie Polskiej SA. Od maja 2009 roku pełniła funkcję Dyrektora Departamentu Analiz w Ministerstwie Skarbu Państwa. Od września 2010 roku jest Dyrektorem Departamentu Nadzoru Właścielskiego w Ministerstwie Skarbu Państwa. Jest doświadczonym członkiem organów nadzorczych (Grupa LOTOS SA, CIECH SA, PGE Energia Jądrowa SA).

Stan z 31 maja 2012 roku

Stanisław Rychlicki złożył rezygnację z funkcji Przewodniczącego Rady Nadzorczej PGNiG SA z dniem 11 stycznia 2012 roku.

PGNiG na giełdzie

Rok 2011 upłynął w trudnym otoczeniu makroekonomicznym. Wiele indeksów giełdowych w Polsce i na świecie odnotowało spadki. Tym jaśniej świeci wynik osiągnięty przez PGNiG: ponad 14% wzrostu kursu akcji.

Pozycja na GPW

Od dnia debiutu, czyli 23 września 2005 roku, papiery wartościowe PGNiG należą do najbardziej rozpoznawalnych i uznanych na warszawskiej giełdzie. Od 15 grudnia 2005 roku akcje Spółki wchodziły w skład indeksu WIG20; dołączyły także do światowego indeksu spółek rynków wschodzących, ustalanego przez Morgan Stanley Capital International (MSCI Emerging Markets Index).

PGNiG po raz czwarty z rzędu znalazło się w elitarniej grupie spółek notowanych w RESPECT Index, który jest pierwszym w Europie Środkowo-Wschodniej indeksem spółek zarządzanych w sposób odpowiedzialny i zrównoważony. Spółka należy także do indeksu branżowego WIG-Paliwa oraz do indeksu WIG-div, na który składają się przedsiębiorstwa giełdowe wypłacające regularnie dywidendy.

Struktura akcjonariatu w latach 2010–2011

Akcjonariusze	Liczba akcji/głosów wynikających z akcji na 31.12.2011	Udział w kapitale zakładowym/ liczbie głosów na WZA na 31.12.2011	Liczba akcji/głosów wynikających z akcji na 31.12.2010	Udział w kapitale zakładowym/ liczbie głosów na WZA na 31.12.2010
Skarb Państwa	4 272 063 451	72,41%	4 273 650 532	72,43%
Pozostali	1 627 936 549	27,59%	1 626 349 468	27,56%
Razem	5 900 000 000	100,00%	5 900 000 000	100,00%

Akcjonariat

Na dzień 31 grudnia 2011 roku kapitał zakładowy PGNiG wynosił 5 900 000 000 zł. Składało się na niego 5 900 000 000 akcji o wartości nominalnej 1 zł każda. Akcje wszystkich serii, tj. A, A1 oraz B, są akcjami zwykłymi na okaziciela i uprawniają do jednego głosu na Walnym Zgromadzeniu. Statut PGNiG nie przewiduje ograniczeń w zakresie wykonywania prawa głosu przypadającego na akcje spółki.

Większościowym akcjonariuszem PGNiG pozostaje Skarb Państwa. 26 czerwca 2008 roku Minister Skarbu zbył na zasadach ogólnych jedną akcję PGNiG, co zgodnie z ustawą o komercjalizacji i prywatyzacji z 1996 roku dało prawo uprawnionym pracownikom do nieodpłatnego nabycia ogółem nie więcej niż 750 000 000 sztuk akcji spółki.

Zawieranie umów nieodpłatnego zbycia akcji rozpoczęło się 6 kwietnia 2009 roku. Prawo do nieodpłatnego nabycia akcji PGNiG przez uprawnionych pracowników wygasło 1 października 2010 roku.

Na 31 grudnia 2011 roku blisko 60 tys. uprawnionych pracowników objęło 727 936 548 akcji, co stanowi 12,34% w ogólnej liczbie głosów. Tym samym udział Skarbu Państwa w PGNiG spadł do poziomu 72,41%. Akcje nieodpłatnie nabyte przez uprawnionych pracowników nie mogły być przedmiotem obrotu przed 1 lipca 2010 roku, natomiast akcje nieodpłatnie nabyte przez członków zarządu spółki – przed 1 lipca 2011 roku.

Relacje inwestorskie

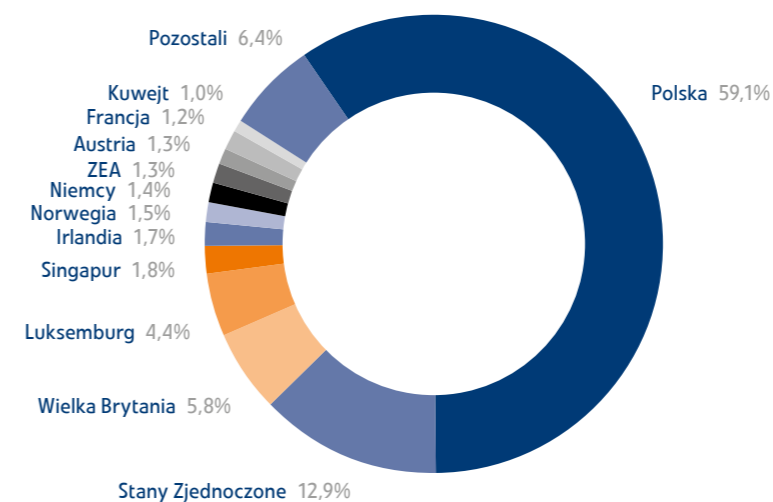
PGNiG jako spółka, której papiery wartościowe są notowane na warszawskiej giełdzie, jest zobowiązana do rzetelnego informowania na temat własnej działalności oraz ważnych wydarzeń w Grupie PGNiG za pomocą regularnie sporządzanych raportów. Mogą się z nimi zapoznać na tych samych zasadach wszyscy obecni i potencjalni akcjonariusze. Obok raportów okresowych, publikowanych co kwartał, są to raporty bieżące, które obejmują wszelkie aspekty życia Spółki mogące mieć istotny wpływ na kurs jej akcji. Ich liczba wzrosła blisko dwukrotnie: z 98 w 2010 roku do 185 w 2011 roku. Dodatkowo od 2010 roku publikowane są także raporty z zakresu ładu korporacyjnego (tzw. corporate governance).

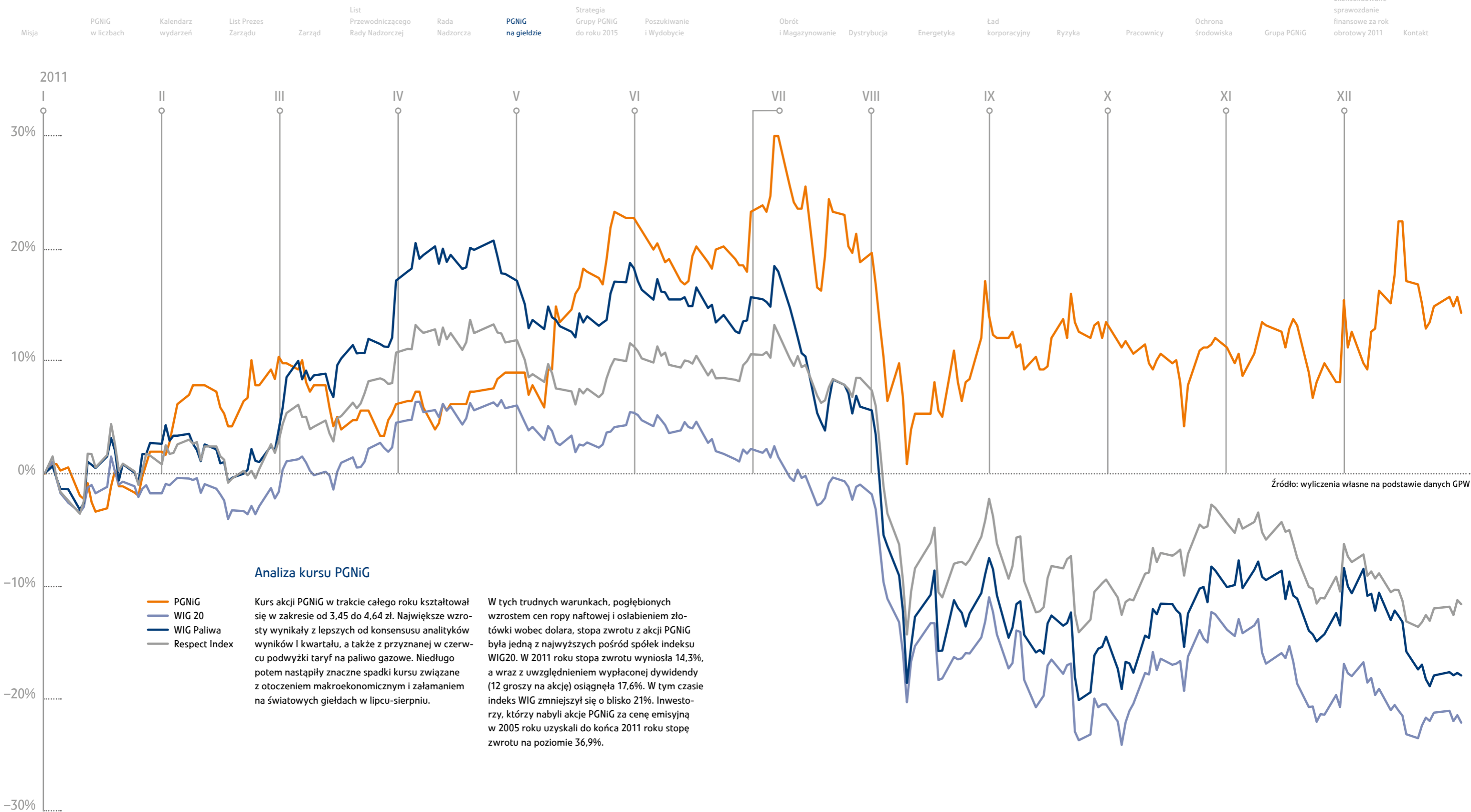
Obszar relacji inwestorskich to jednak nie tylko działania o charakterze obligatoryjnym – wynikające wprost z przepisów prawa. Jest to również szereg różnorodnych aktywności, za pomocą których Spółka stara się sprostać wysokim oczekiwaniom ze strony wszystkich uczestników rynku, co w rezultacie buduje jej reputację i zaufanie inwestorów, długofalowo wpływając na obniżenie kosztów pozyskania kapitału. Do działań tych należą między innymi udział w road show oraz w polskich i zagranicznych konferencjach dla inwestorów – w 2011 roku uczestniczyliśmy w spotkaniach w Wielkiej Brytanii, Danii i Austrii, a także konferencjach typu „Dzień Chemika – BZWBK” i „ING Annual EMEA Forum” w Warszawie. Nowością było road show promujące nowy program euroobligacji PGNiG, w ramach którego reprezentacja Spółki rozmawiała z inwestorami w Paryżu, Londynie, Amsterdamie, Frankfurtcie, Monachium i Wiedniu.

Relacje inwestorskie to także częste spotkania z zarządzającymi portfelami akcji w Warszawie czy bieżący kontakt z analitykami domów maklerskich, przygotowującymi rekomendacje dla swych klientów na temat akcji PGNiG SA. Inwestorzy, dysponujący mocno ograniczonym czasem, oczekują skondensowanego i jasnego przybliżenia skomplikowanych tematów mających wpływ na wycenę Spółki. W 2011 roku często poruszonymi kwestiami były plany związane z gazem łupkowym, akwizycją aktywów energetycznych, a także nowe projekty wydobywcze, jak złoża Skarv i LMG.

Ponadto na stronie internetowej Spółki znajduje się dedykowana sekcja „Relacje Inwestorskie”, w której każdy uczestnik rynku kapitałowego znajdzie najistotniejsze informacje na temat aktualnej sytuacji spółki, rynkowe prognozy dotyczące wyników Grupy PGNiG czy najświeższe rekomendacje ceny docelowej PGNiG, zaczerpnięte z opracowań analityków domów maklerskich.

Struktura akcji PGNiG będących w posiadaniu akcjonariuszy instytucjonalnych wg kraju ich pochodzenia na 20 lipca 2011 roku (17,6% ogółu akcji)





Źródło: wyliczenia własne na podstawie danych GPW

Analiza kursu PGNiG

- PGNiG
- WIG 20
- WIG Paliwa
- Respect Index

Kurs akcji PGNiG w trakcie całego roku kształtował się w zakresie od 3,45 do 4,64 zł. Największe wzrosty wynikały z lepszych od konsensusu analityków wyników I kwartału, a także z przyznanej w czerwcu podwyżki taryf na paliwo gazowe. Niedługo potem nastąpiły znaczne spadki kursu związane z otoczeniem makroekonomicznym i załamaniem na światowych giełdach w lipcu-sierpniu.

W tych trudnych warunkach, pogłębionych wzrostem cen ropy naftowej i osłabieniem złotówki wobec dolara, stopa zwrotu z akcji PGNiG była jedną z najwyższych wśród spółek indeksu WIG20. W 2011 roku stopa zwrotu wyniosła 14,3%, a wraz z uwzględnieniem wypłaconej dywidendy (12 groszy na akcję) osiągnęła 17,6%. W tym czasie indeks WIG zmniejszył się o blisko 21%. Inwestorzy, którzy nabyli akcje PGNiG za cenę emisyjną w 2005 roku uzyskali do końca 2011 roku stopę zwrotu na poziomie 36,9%.

Notowania indeksów GPW oraz akcji PGNiG

	Wartość na dzień 31.12.2010	Wartość maksymalna w 2011 roku	Wartość minimalna w 2011 roku	Wartość na dzień 31.12.2011	Waga PGNiG SA w indeksie na dzień 31.12.2011
WIG	47 490	50 372	36 549	37 595	3,2%
WIG20	2 744	2 933	2 090	2 144	4,2%
WIG-Paliwa	3 079	3 776	2 499	2 568	31,6%
Respect Index	2 259	2 577	1 944	2 005	7,79%
PGNiG SA	3,57 zł	4,64 zł	3,45 zł	4,08 zł	-

Źródło: GPW

Porównanie stopy zwrotu indeksów GPW oraz akcji PGNiG w latach 2008–2011 oraz całkowitej stopy zwrotu od dnia debiutu PGNiG

	Stopa zwrotu w 2008 roku	Stopa zwrotu w 2009 roku	Stopa zwrotu w 2010 roku	Stopa zwrotu w 2011 roku	Stopa zwrotu od debiutu PGNiG
WIG	-51,1%	46,9%	18,8%	-20,8%	13,2%
WIG20	-48,2%	33,5%	14,9%	-21,8%	-12,7%
WIG-Paliwa	-46,8%	28,9%	26,4%	-18,5%	-27,9% ¹
Respect Index	nie dotyczy	70,9% ²	32,2%	-12,9%	100,5% ²
PGNiG	-29,4%	5,3%	-5,8%	14,3%	7,1% ³

Źródło: GPW

¹ Dane wyliczone w stosunku do wartości bazowej indeksu (data bazowa 30.12.2005).

² Dane wyliczone w stosunku do wartości bazowej indeksu (data bazowa 31.12.2008).

³ W stosunku do ceny emisyjnej 2,98 zł stopa zwrotu w PGNiG od dnia debiutu wynosi 36,9%.

Strategia Grupy PGNiG do roku 2015

Nadrzędnym celem PGNiG jest realizacja wzrostu wartości dla akcjonariuszy. Dążąc do osiągnięcia tego celu Spółka przyjęła w czerwcu 2011 w dokumencie „Aktualizacja Strategii Grupy Kapitałowej PGNiG do 2015 r.” 18 celów strategicznych, które realizuje w ramach sześciu obszarów. Strategia ta będzie realizowana z uwzględnieniem uwarunkowań związanych z koniecznością zapewnienia długofalowego bezpieczeństwa w zakresie nieprzerwanych dostaw gazu na potrzeby rynku krajowego.

PGNiG to przedsiębiorstwo z tradycją i ugruntowaną pozycją lidera na polskim rynku gazowniczym. Za sprawą długoletniego rozwoju Spółka dysponuje cennym zestawem aktywów i zachowuje kontrolę nad wieloma segmentami rynku energetycznego (produkcja, magazynowanie, sprzedaż i dystrybucja gazu ziemnego), co stanowi solidny fundament dalszego rozwoju i systematycznego podnoszenia jej wartości.

Nadrzędnym celem PGNiG jest realizacja wzrostu wartości dla akcjonariuszy. Dążąc do osiągnięcia tego celu, Spółka przyjęła w czerwcu 2011 w dokumencie „Aktualizacja Strategii Grupy Kapitałowej PGNiG do 2015 r.” 18 celów strategicznych, które realizuje w ramach sześciu obszarów:

- Poszukiwanie i Wydobywanie,
- Hurt/Trading,
- Magazynowanie,
- Dystrybucja,
- Sprzedaż,
- Nowe Obszary Działalności.

Główne cele strategiczne składają się na wizję Grupy PGNiG, zgodnie z którą w perspektywie 2015 roku Grupa PGNiG będzie nowoczesną i sprawnie zarządzaną organizacją, obecną w prawie całym łańcuchu wartości w ramach sektora gazowego i skupiającą aktywa z sektorów paliwowego i elektroenergetycznego. Kluczowe dla osiągnięcia celów strategicznych PGNiG działania będą się koncentrować na:

- krajowej i międzynarodowej działalności poszukiwawczo-wydobywczej, zapewniającej dostęp do nowych złóż gazu ziemnego i ropy naftowej;
- segmencie energetycznym, skoncentrowanym na rozwoju energetyki gazowej w Polsce;
- zarządzaniu portfelem gazu ziemnego Spółki i działalności na europejskim rynku handlu gazem.

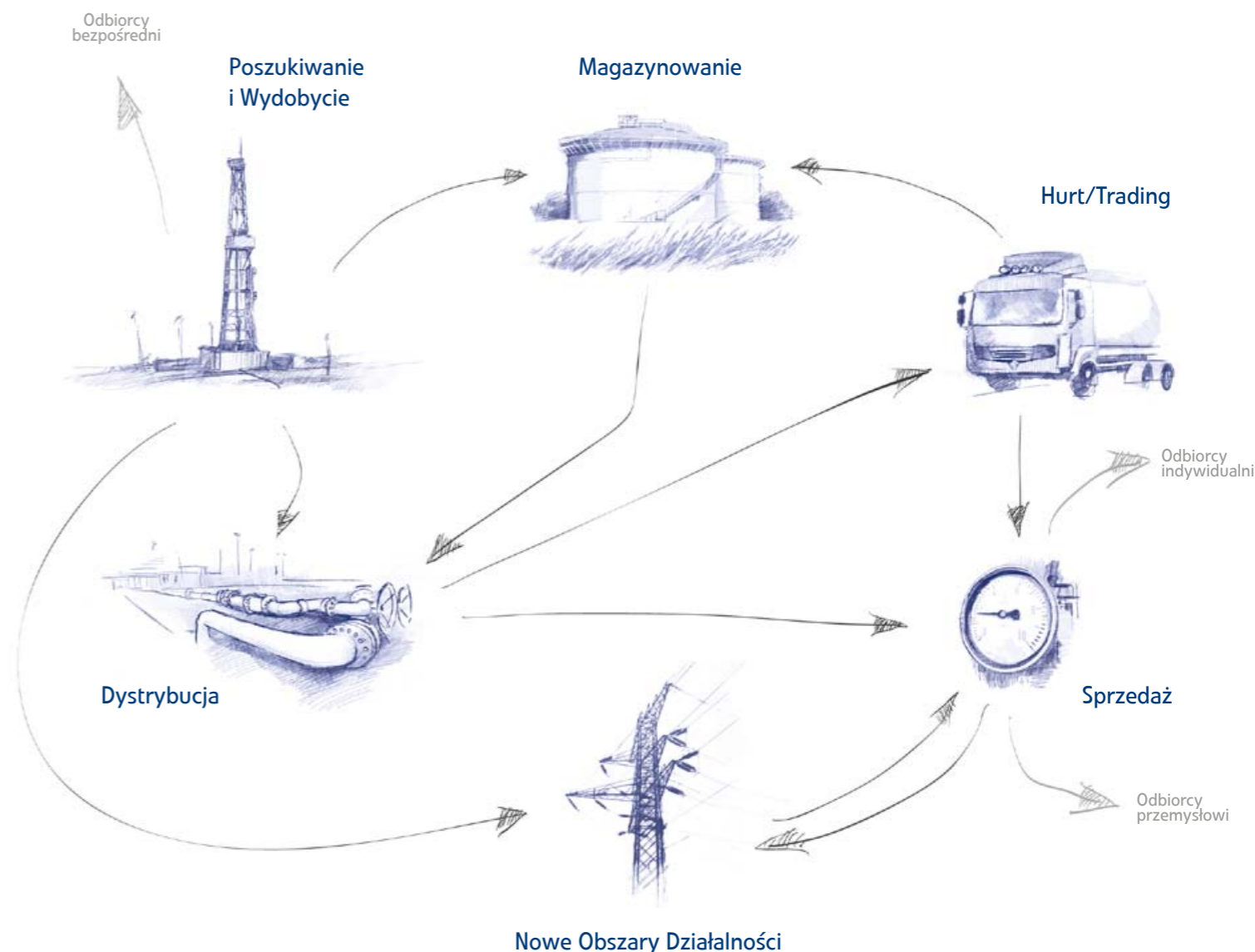
Obszar Poszukiwanie i Wydobywanie

Dostęp do własnych złóż jest kluczowym czynnikiem sukcesu – stąd PGNiG rozwija działalność poszukiwawczo-wydobywczą w kraju i za granicą. Przyjęte w aktualizacji strategii cele strategiczne obejmują:

- rozwój działalności poszukiwawczo-wydobywczej w kraju;
- rozwój międzynarodowej działalności poszukiwawczo-wydobywczej skoncentrowanej na kluczowych regionach;
- zwiększenie kompetencji i optymalizacja działań w obszarze poszukiwania i wydobywania.

Działania podejmowane w tym zakresie obejmują:

- zwiększenie krajowego wydobycia gazu ziemnego do około 4,5 mld m³ i ropy naftowej do około 1 mln ton ropy rocznie;
- utrzymanie wiodącej pozycji w stanie posiadania koncesji na poszukiwanie gazu ze źródeł niekonwencjonalnych w Polsce;
- utrzymanie współczynnika odnawialności rezerw krajowych przynajmniej na poziomie 1,1.



Co już udało się nam zrobić

Spośród zadań wykonanych w kraju w zakresie działalności poszukiwawczo-wydobywczej w roku 2011 większość była związana z poszukiwaniem oraz zagospodarowaniem nowych złóż.

W zakresie prac poszukiwawczych i rozpoznawczych w 2011 roku na obszarach koncesyjnych Grupy PGNiG w kraju i za granicą zrealizowano prawie 53 km wierceń, 1,5 tys. km sejsmiki 2D oraz ponad 800 km² sejsmiki 3D.

Grupa PGNiG dąży do uzyskania pozycji lidera w poszukiwaniu węglowodorów z krajowych złóż niekonwencjonalnych, w tym gazu z łupków (shale gas) i gazu zamkniętego (tight gas). Na nowych, słabo rozpoznanych obszarach poszukiwawczych w 2011 roku próby złożowe potwierdziły występowanie gazu ziemnego w otworach Piaski-3 (tight gas) na Pomorzu Zachodnim i Lubocino-1 (shale gas) na Pomorzu Wschodnim. Ponadto prowadzono wiercenia głębokich otworów na obszarze Karpat i Przedgórze: wykonano odwiert Kramarzówa-1 oraz rozpoczęto wiercenie otworu Dukla-1.

Do najważniejszych zadań realizowanych w 2011 roku w zakresie zagospodarowania złóż ropy naftowej i gazu ziemnego należały: projekt LMG, czyli Lubiatów-Międzychód-Grotów, na który w 2011 roku Spółka przeznaczyła blisko 436 mln zł oraz zakończony w 2011 roku projekt Grodzisk, obejmujący zagospodarowanie złóż i podłączenie odwiertów do instalacji, modernizację KGZ Paproć-Cicha Góra oraz budowę odazotowni w Grodzisku Wielkopolskim (łączne nakłady na projekt wyniosły 458 mln zł).

Spośród zagranicznych inwestycji poszukiwawczo-wydobywczych największym i najbardziej zaawansowanym projektem jest obecnie zagospodarowanie złoża Skarv na Norweskim Szelfie Kontynentalnym. Wydobycie ze złoża Skarv rozpocznie się w 2012 roku.

Obszar Hurt/Trading

W celu zbilansowania krajowego popytu na gaz ziemny Grupa PGNiG prowadzi działalność wydobyczą z własnych zasobów, a także pozyskuje gaz poza granicami kraju. Z własnego wydobycia pokrywane jest około 30% zapotrzebowania, natomiast pozostałe ilości są zaspokajane przez import gazu od partnerów zagranicznych – głównie z kierunku wschodniego (największy dostawca to OOO Gazprom Export). W aktualizacji strategii przyjęto następujące cele strategiczne:

- maksymalizacja wykorzystania istniejącej infrastruktury i zapewnienie wystarczających przepustowości;
- zwiększenie elastyczności zaopatrzenia w gaz ziemny;
- rozwój krajowego/międzynarodowego tradingu multi-commodity oraz sprzedaży międzynarodowej.

W związku z tym podjęto następujące działania mające za zadanie zapewnić ciągłość i bezpieczeństwo dostaw gazu ziemnego:

- wykorzystanie wolnych mocy w terminalu LNG, rezerwacja przepustowości w interkonektorze w Lasowie i Cieszynie oraz dostępnej przepustowości w wirtualnym rewersie na gazociągu jamalskim;
- renegocjacja i uelastycznienie kontraktów długoterminowych, a także zmiana struktury portfela zakupowego w kierunku zwiększenia udziału wolumenów z kontraktów krótkoterminowych;
- w przyszłości prowadzenie międzynarodowego handlu gazem ziemnym i ropą naftową, który wesprze proces dywersyfikacji źródeł dostaw gazu ziemnego i zarządzania ryzykiem, jednocześnie zapewniając konkurencyjność cenową oferty sprzedażowej, możliwość uczestnictwa w europejskim rynku będzie miała także szczególne znaczenie w przypadku pojawienia się nadwyżek gazu ziemnego w Polsce.

Co już udało się nam zrobić

W ramach budowy odpowiedniej struktury kontraktów importowych w 2011 roku PGNiG podpisał nowe umowy na dostawy gazu ziemnego.

W maju 2011 roku PGNiG podpisało z Vitol SA Umowę Indywidualną sprzedaży gazu ziemnego do punktu zdawczo-odbiorczego na granicy polsko-czeskiej w rejonie Cieszyna. W ramach tej umowy dostawy gazu w ilości około 550 mln m³ gazu rocznie realizowane będą w okresie od 1 października 2011 roku do 1 października 2014 roku. Gaz jest dostarczany przez nowo wybudowany interkonektor, który połączył systemy gazowe Polski i Czech.

W maju 2011 roku PGNiG podpisało z VNG-Verbundnetz Gas AG Umowę Indywidualną na letnie dostawy gazu ziemnego do punktu zdawczo-odbiorczego Lasów. Dostawy gazu realizowane były w okresie od 17 maja 2011 roku do 3 lipca 2011 roku.

W czerwcu 2011 roku PGNiG podpisało z VNG-Verbundnetz Gas AG Umowę Indywidualną na letnie dostawy gazu ziemnego do punktu zdawczo-odbiorczego Lasów. Dostawy gazu realizowane były w okresie od 3 lipca 2011 roku do 30 września 2011 roku.

Ponadto w 2011 roku PGNiG dokonało rezerwacji mocy przesyłowych w niemieckim systemie przesyłowym w celu przesłania zakupionego na platformie VTP Gaspool (wirtualny punkt handlowy) wolumenu gazu. Moce przesyłowe zostały zarezerwowane do punktu odbioru Lasów w okresie od 1 października 2011 roku do 30 września 2016 roku oraz do punktu odbioru Gubin w okresie od 1 października 2011 roku do 1 października 2014 roku. We wrześniu 2011 roku PGNiG zawarło na platformie VTP Gaspool trzy krótkoterminowe umowy na bazie standardu EFET (European Federation of Energy Traders) na dostawy niewielkich ilości gazu ziemnego.

W celu przesłania gazu pozyskanego na rynku niemieckim (na platformie VTP Gaspool) Spółka podpisała z OGP Gaz-System SA umowę o świadczenie krótkoterminowej usługi wirtualnego rewersu (usługa przesyłania zwrotnego) na gazociągu jamalskim w okresie od 1 listopada 2011 roku do 1 stycznia 2012 roku. Dostawy gazu zrealizowane zostały na podstawie pakietu transakcji indywidualnych zawartych przez PGNiG Sales & Trading GmbH.

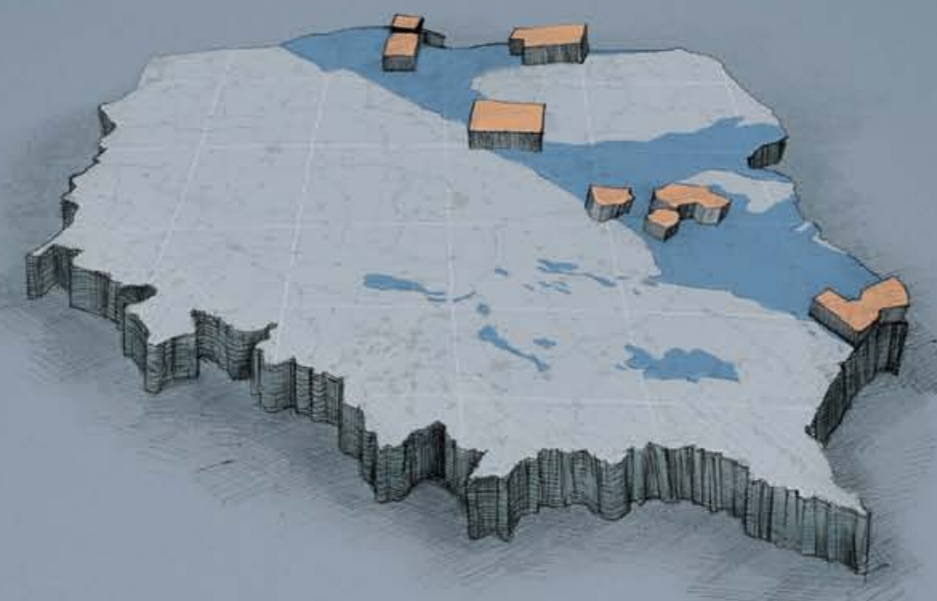
PGNiG Sales & Trading GmbH z siedzibą w Monachium została powołana do prowadzenia międzynarodowego handlu gazem ziemnym i ropą naftową. PGNiG za jej pośrednictwem planuje od 2012 roku rozpocząć działalność handlową na europejskim rynku gazu, wykorzystując do tego własny gaz pochodzący ze złoża Skarv (Norwegia).

Koncesje

Potencjalne zasoby gazu z łupków w Polsce występują w utworach basenu sylursko-ordowickiego ciągnącego się od Pomorza Gdańskiego do południowo-wschodniej Lubelszczyzny.

Przesłanki z przeszłości geologicznej wskazują, że mogły wystąpić na tym obszarze warunki sprzyjające akumulacji gazu z łupków. Dotychczasowe dane geologiczne stanowią podstawy pozytywnych prognoz geologicznych dotyczących występowania tego gazu. Zasadność tej tezy uznały światowe koncerny naftowe potwierdzając to nabyciem obszarów poszukiwawczych w Polsce.

PGNiG, przyjmując program poszukiwawczo-rozpoznawczy skierowany na „shale gas”, pozyskało 15 koncesji położonych w obrębie najbardziej perspektywicznego obszaru występowania łupków sylurskich i ordowickich.



Lp.	Oznaczenie koncesji	Wielkość koncesji [km ²]	Województwo	Gminy
1	Górowo Iławeckie	1094,39	warmińsko-mazurskie	Bartoszyce, Górowo Iławeckie, Braniewo, Płoskinia, Lelkowo, Lidzbark Warmiński, Kiwity, Pieniężno, Orneta
2	Bartoszyce	669,36	warmińsko-mazurskie	Bartoszyce, Barciany, Kiwity, Sępólno, Bisztynek, Korsze
3	Pionki-Kazimierz	531,97	mazowieckie, lubelskie	Magnuszew, Grabów, Głowaczów, Kozenice, Warka, Jasieniec, Stromiec, Maciejowice, Stara Błotnica, Promna, Jastrzębia, Białobrzegi, Jedlińsk
4	Warka-Ursynów	734,91	mazowieckie	Gniewoszków, Garbatka-Letnisko, Policzna, Przełęk, Zwoleń, Wilków, Janowiec, Kazimierz Dolny, Puławy
5	Kock-Tarkawica	1028,64	mazowieckie, lubelskie	Kłoczew, Nowodwór, Ulęż, Ryki, Adamów, Krzywda, Kock, Serokomla, Wojcieszków, Wola Mysłowska, Abramów, Firlej, Jeziorzany, Kamionka, Lubartów, Michów, Ostrówek, Baranów, Borki, Żelechów
6	Ryki-Żyrzyn	426,86	mazowieckie, lubelskie	Puławy, Dęblin, Ryki, Kłoczew, Stężyca, Nowodwór, Ulęż, Baranów, Żyrzyn, Trojanów
7	Kartuzy-Szemud	782,61	pomorskie	Somonino, Przdokowo, Chmielno, Stężyca, Sierakowice, Kolbudy, Przywidz, Trąbki Wielkie, Pruszcz Gdański, Nowa Karczma, Kościerzyna, miasta i gminy: Żukowo, Kartuzy
8	Wejherowo	730,58	pomorskie	Gdynia, Wejherowo, Rumia, Reda, Puck, gminy: Szemud, Luzino, Łęczycze, Wejherowo, Gniewino, Puck, Krokowa, Kosakowo
9	Wisznów-Tarnoszyn	1106,55	lubelskie	Tyszowce, gminy: Jarczów, Lubycza Królewska, Łaszczów, Rachanie, Telatyn, Tomaszów Lubelski, Ulhówek, Dołhobyczów, Hrubieszów, Mirce
10	172	936,79	mazowieckie, kujawsko-pomorskie	Lutocin, Gozdowo, Mochowo, Sierpc, Rościszewo, Szczutowo, Siemiątkowo, Biezuń, Zawidz Kościelny, Raciąż, miasta i gminy: Drobin, Żuwoń, miasta: Rypin, Sierpc
11	173	936,69	mazowieckie	Raciąż, Radzanów, Strzegowo, Szreńsk, Stupsk, Wiśniewo, Baboszewo, Zawidz Kościelny, Ojrzeń, Ciechanów, Regimin, Siemiątkowo, miasta i gminy: Drobin, Biezuń, Gliniojeck, miasto: Raciąż
12	192	921,87	mazowieckie, kujawsko-pomorskie	Słupno, Bielsk, Gozdowo, Brudzeń Duży, Starożreby, Bodzanów, Zawidz Kościelny, Nowy Duninów, Radzanowo, Bulkowo, Stara Biała, Mochowo, miasto i gmina: Drobin, miasto: Plock
13	193	942,03	mazowieckie	Joniec, Zafuski, Naruszewo, Ojrzeń, Mała Wieś, Baboszewo, Bodzanów, Sochocin, Dzierżążnia, Bulkowo, Płońsk, Raciąż, Starożreby, miasta i gminy: Gliniojeck, Wyszogród, Drobin oraz miasto Płońsk
14	Stara Kiszewa	1178,14	pomorskie	Trąbki Wielkie, Przywidz, Stara Kiszewa, Liniewo, Kościerzyna, Nowa Karczma, Karasin, Zblewo, Kaliska, Lubichowo, Starogard Gdański, Osieczna, Skórcz, Bobowo, miasta i gminy: Czersk, Skarszewy oraz miasta Kościerzyna, Starogard Gdański
15	Tomaszów Lubelski	741,37	podkarpackie, lubelskie	Tomaszów Lubelski, Krynice, Tarnawatka, Rachanie, Jarczów, Susiec, Bełzec, Lubycza Królewska, Adamów, Horyniec-Zdrój, Narol, Józefów, Krasnobród, Tomaszów Lubelski

Poszukiwanie i Wydobywanie

Poszukiwanie gazu ziemnego i ropy naftowej prowadzone jest przez Grupę PGNiG na terenie Polski, a także zagranicą – w Afryce, Azji oraz w Europie. Dzięki procesom poszukiwania, takim jak badania geofizyczne, wzrasta ilość udokumentowanych zasobów. W 2011 roku wydobywanie gazu ziemnego i ropy naftowej prowadzone było jedynie w Polsce, jednakże w 2012 roku Grupa PGNiG rozpocznie wydobywanie ze złóż w Norwegii oraz Pakistanie.

Najważniejsze osiągnięcia 2011 roku

- Zakończony sukcesem zabieg tzw. hydraulicznego szczelinowania w odwiercie Lubocino-1;
- Zwiększenie wydobycia gazu ziemnego o 100 mln m³ rok do roku;
- Po raz pierwszy w historii PGNiG będzie pełniło niezwykle odpowiedzialną rolę operatora na Norweskim Szelfie Kontynentalnym.

W ramach segmentu Poszukiwanie i Wydobywanie Grupa PGNiG podejmuje działania obejmujące badania geofizyczne i geologiczne, wiercenie otworów i eksploatację złóż gazu ziemnego oraz ropy naftowej. Obecnie Grupa PGNiG wydobywa gaz ziemny i ropę naftową jedynie w Polsce. Pierwsze zagraniczne wydobywanie tych surowców rozpocznie się w 2012 roku na koncesjach zlokalizowanych na Norweskim Szelfie Kontynentalnym i w Pakistanie. Segment na swoje potrzeby wykorzystuje również pojemności magazynów gazu w Bonikowie, Brzeźnicy, Daszewie, Strachocinie i Swarzowie.



Wyniki finansowe

Segment Poszukiwanie i Wydobywanie generuje przychody głównie z nieregulowanej sprzedaży gazu ziemnego i ropy naftowej, a także ze świadczonych usług geologiczno-geofizycznych oraz wiertniczych i serwisowych.

W roku 2011 wynik operacyjny segmentu wyniósł 1,1 mld zł i był wyższy o 0,5 mld zł w relacji do 2010 roku. Grupa PGNiG odnotowała poprawę rentowności sprzedaży ropy naftowej, na skutek wzrostu ceny sprzedaży tego surowca na rynkach światowych o 40%. Na poprawę zysku operacyjnego segmentu wpłynął również wzrost przychodów z tytułu sprzedaży usług geofizyczno-geologicznych oraz usług wiertniczych i serwisowych, które osiągnęły w 2011 roku rekordowy poziom 1 mld zł, co związane jest z intensyfikacją poszukiwań niekonwencjonalnych złóż gazu ziemnego na terytorium Polski. Ponadto Spółka odnotowała wzrost poziomu wydobycia gazu zaazotowanego o około 4% oraz wzrost produkcji gazu w odazotownikach o 7%.

Prace geologiczne, geofizyczne oraz wiertnicze i serwisowe

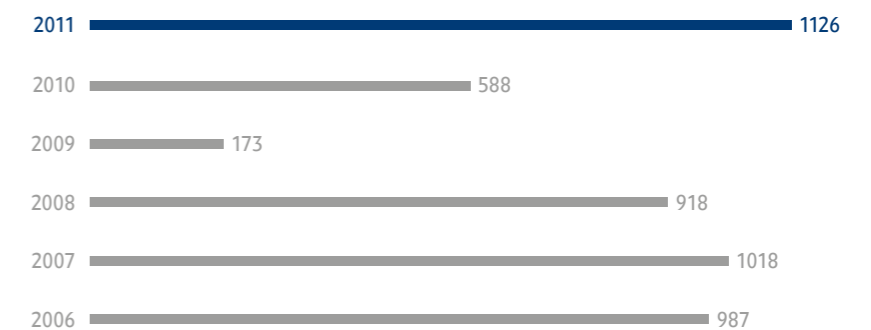
Poszukiwanie złóż gazu ziemnego i ropy naftowej prowadzone jest zarówno w Polsce, jak i za granicą. Prace w tym zakresie dotyczą analizy danych historycznych, analizy danych geologicznych, badań sejsmicznych oraz wierceń:

- usługi wiertnicze – wykonywane są przez PGNiG oraz spółki PNiG Jasło, PNiG Kraków oraz PNiG Nafta;
- usługi geologiczne – sejsmika polowa, przetwarzanie i interpretacja danych sejsmicznych oraz pomiary geofizyczne wykonywane są przez spółki Geofizyka Kraków oraz Geofizyka Toruń;
- usługi serwisowe – specjalistyczny serwis niezbędny do realizacji zadań poszukiwawczych i eksploatacyjnych wykonywany jest przez Poszukiwania Naftowe „Diament” oraz Zakład Robót Górniczych „Krosno”.

Na koniec 2011 roku PGNiG posiadało 95 koncesji na poszukiwanie i rozpoznawanie złóż gazu ziemnego i ropy naftowej o łącznej powierzchni 62 tys. km², 225 koncesji na wydobywanie gazu ziemnego i ropy naftowej w kraju, 9 koncesji na podziemne magazynowanie gazu, a także 3 koncesje na składowanie odpadów i 1 koncesję na rozpoznawanie złoża soli kamiennej. W trakcie 2011 roku Ministerstwo Środowiska przyznało PGNiG 7 nowych koncesji na poszukiwanie i rozpoznawanie złóż ropy naftowej i gazu (1 koncesja została wygaszona) oraz 6 nowych koncesji eksploatacyjnych (3 koncesje zostały wygaszone). Grupa PGNiG prowadziła prace w 28 otworach na terenie Karpat, Przedgórze Karpat oraz na Niżu Polskim. Spośród 23 odwiertów o znanych wynikach złożowych 11 odwiertów zakwalifikowano jako pozytywne (z tego: 9 gazowych i 2 gazowo-ropne), a pozostałych 12 odwiertów było negatywnych.

W 2011 roku na obszarach koncesyjnych PGNiG na terenie Karpat, Przedgórze Karpat i na Niżu Polskim prowadzone były prace geofizyczne, w ramach których wykonano 973 km prac sejsmicznych 2D oraz sejsmikę 3D na powierzchni 843 km².

Wynik operacyjny segmentu Poszukiwanie i Wydobywanie (mln zł)



Koncesje zagraniczne

Norwegia

Koncesja: PL212, PL212B, PL212E, PL262

Udziały: PGNiG Norway (11,9%)
BP Norge (23,8% – operator)
Statoil Petroleum (36,2%)
E.ON Ruhrgas Norge (28,1%)

Spółka PGNiG Norway, wspólnie z partnerami, prowadzi na Norweskim Szelfie Kontynentalnym projekt zagospodarowania złóż Skarv, Snadd i Idun. Według stanu na 31.12.2011 r. wielkość wydobywalnych zasobów na wskazanych koncesjach wynosi 60,1 mld m³ gazu ziemnego, 16,5 mln m³ ropy naftowej i kondensatu oraz 7,9 mln ton NGL (czyli 595 milionów baryłek ekwiwalentu ropy i gazu). PGNiG Norway posiada prawa do wydobycia 11,9% tych zasobów, czyli do 70,9 milionów baryłek ekwiwalentu ropy i gazu.

Eksploatacja złoża będzie się odbywać przy wykorzystaniu pływającej jednostki wydobywczej, magazynowania i przeładunku (Skarv FPSO). Wydobytą ropę będzie transportowana za pośrednictwem operującego wahadłowo zespołu tankowców, a gaz ziemny przesyłany będzie podmorskim systemem gazociągów na europejskie rynki gazu.

Projekt Skarv jest jednym z największych projektów inwestycyjnych prowadzonych w Norwegii. Obejmuje on 17 odwiertów, w tym 7 do eksploatacji ropy, 6 – gazu ziemnego i 4 odwierty iniekcyjne (do zatłaczania). W późniejszej fazie odwierty iniekcyjne zostaną przekształcone w gazowe otwory eksploatacyjne w celu pełnego wyeksploatowania złoża.

Jednostka Skarv FPSO została od podstaw zbudowana w Korei Południowej i jest największą na świecie jednostką FPSO, operującą w trudnych warunkach pogodowych. Długość kadłuba wynosi 292 metry, a jego szerokość to 52 metry. Ładowność jednostki Skarv FPSO to 140 tys. m³ (880 tys. baryłek). Przewidywana ładowność tankowców wahadłowych obsługujących złożę Skarv wynosi ok. 135 tys. m³ (850 tys. baryłek).

W pierwszym kwartale 2011 roku jednostka Skarv FPSO została przetransportowana z Korei Południowej do Norwegii. W sierpniu 2011 roku jednostka FPSO została zainstalowana na pełnym morzu bezpośrednio nad złożem Skarv. Ponadto w 2011 roku zakończono instalację wszystkich podmorskich struktur na złożach Skarv i Idun (płyty fundamentowe, gazociągi itp.).

Produkcja ropy i gazu ze złoża Skarv ma się rozpocząć w 2012 roku.

Koncesja: PL350 i PL 350B

Udziały: PGNiG Norway (30%)
E.ON Ruhrgas Norge (40% – operator)
Statoil Petroleum (30%)

Koncesja zlokalizowana jest ok. 10 km od złóż Skarv/Idun. Na jej obszarze w trakcie 2009 i 2010 roku wykonano badania sejsmiczne, analizy i interpretacje geologiczne i geofizyczne. Ponadto, w wyniku rundy licencyjnej APA 2011 pozyskano uzupełniający obszar licencyjny PL 350B, który obejmuje pozostałą część obiektów poszukiwawczych zlokalizowanych na koncesji PL350.

W końcu 2011 roku wykonany został pierwszy odwiert poszukiwawczy na tej koncesji. Potwierdził on w pełni założenia geologiczne penetrując niezbadane dotychczas otwory permskie. Wykazał on obecność tzw. „gorących” łupków oraz warstw dolomitowych. Odwiert poszukiwawczy wykazał także niekorzystne warunki zbiornikowe tych skał. W chwili obecnej prowadzone są dalsze prace, polegające na szczegółowej analizie wyników odwiertu oraz określeniu potencjału poszukiwawczego koncesji.

Koncesja: PL521

Udziały: PGNiG Norway (35%)
Statoil (40% – operator)
Svenska Petroleum Exploration Norge (25%)

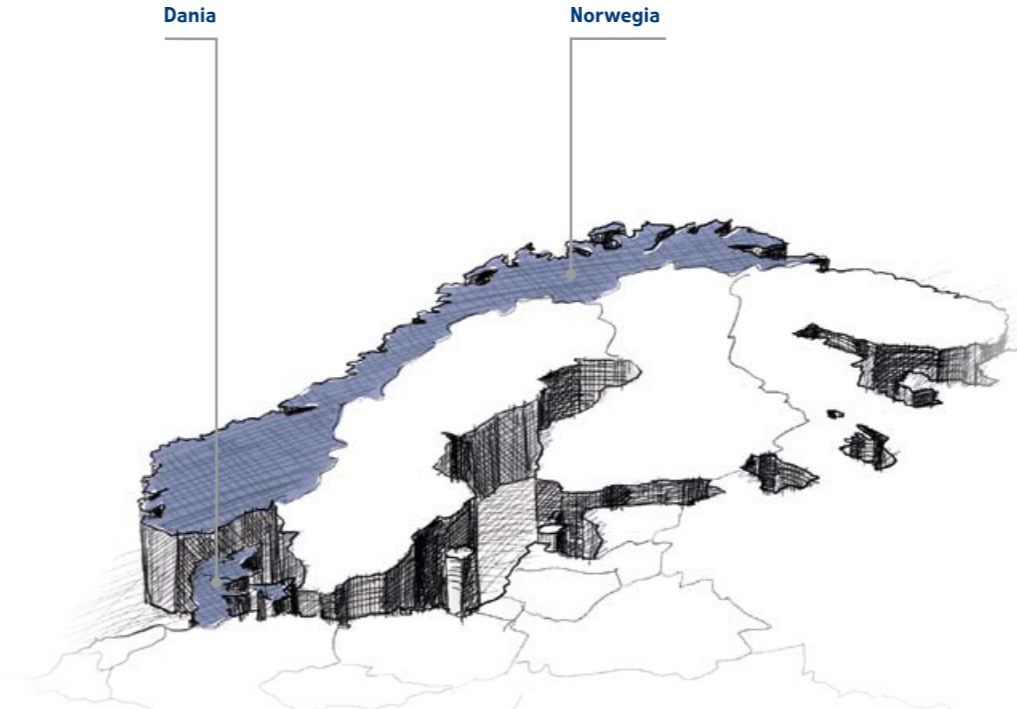
Koncesja została pozyskana w ramach 20 rundy licencyjnej. W trakcie 2010 roku zakończono badania sejsmiczne 3D. W trakcie 2011 roku przeprowadzono interpretację pozyskanych danych sejsmicznych. Ewentualna decyzja o wykonaniu odwiertu poszukiwawczego zapadnie w 2012 roku. Operatorem koncesji jest Statoil.

Koncesja: PL558

Udziały: PGNiG Norway (30%)
E.ON Ruhrgas Norge (30% – operator)
Det norske oljeselskap (20%)
Petoro (20%)

Koncesja została pozyskana w ramach rozstrzygnięcia rundy licencyjnej APA 2009 na początku 2010 roku i jest zlokalizowana w bezpośrednim sąsiedztwie złoża Skarv oraz graniczy z wcześniej pozyskaną koncesją PL350. Bliskość platformy Skarv FPSO może zapewnić rentowny eksport gazu ziemnego i ropy naftowej wydobytych na obszarze koncesji PL558.

Od czasu przyznania koncesji do chwili obecnej wykonano reprocessing zdjęcia sejsmicznego 3D wraz z jego interpretacją oraz dodatkowe studia geologiczne potwierdzające perspektywiczność obszaru. Obszar objęty koncesją posiada duży potencjał poszukiwawczy z prawdopodobieństwem odkrycia ropy naftowej i gazu ziemnego. Na początku 2012 roku udziałowcy koncesji podjęli decyzję o wierceniu odwiertu poszukiwawczego na tej koncesji. Operatorem koncesji jest E.ON Ruhrgas Norge.



Koncesja: PL599

Udziały: PGNiG Norway (20%)
BG Norge AS (40% – operator)
Idemitsu Petroleum Norge AS (20%)
Norwegian Energy Company ASA (20%)

Koncesja: PL600

Udziały: PGNiG Norway (30%)
Dana Petroleum Norway AS (70% – operator)

Koncesje PL599 oraz PL600 zostały przyznane PGNiG Norway w kwietniu 2011 roku przez norweskie Ministerstwo ds. Węglowodorów i Energii w wyniku rozstrzygnięcia dwudziestej pierwszej rundy licencyjnej. Obie koncesje są zlokalizowane w basenie Vøring, w zachodniej części Morza Norweskiego.

Na przyznanych koncesjach PGNiG Norway wraz z partnerami zobligowało się ponownie przetworzyć istniejące profile sejsmiczne 3D i przeprowadzić badania geologiczno-geofizyczne w celu stwierdzenia konieczności uzyskania stosownych danych geofizycznych, a w ciągu dwóch lat podjąć decyzję o rozpoczęciu wierceń lub zaprzestaniu prac (zwrocie praw do obszaru). W przypadku pozytywnej decyzji o rozpoczęciu wierceń, udziałowcy wykonają odwiert w terminie czterech lat od daty przyznania powyższych koncesji.

Koncesja: PL646

Udziały: PGNiG Norway (20%)
Wintershall Norge (40% – operator)
Lundin Norway (20%)
Norwegian Energy Company (Noreco – 20%)

Koncesja: PL648S

Udziały: PGNiG Norway (50% – operator)
OMV Norge (50%)

Na początku 2012 roku PGNiG Norway pozyskało udziały w koncesjach PL646 oraz PL648S na Morzu Norweskim. Obszar tych koncesji jest zlokalizowany w bezpośrednim sąsiedztwie złoża Skarv, co jest zgodne ze strategią spółki. PGNiG Norway koncentruje swoją działalność wokół kluczowych obszarów, jak złożę Skarv i buduje tam swoją pozycję.

Na przyznanych koncesjach PGNiG Norway wraz z partnerami zobligowało się ponownie przetworzyć istniejące dane sejsmiczne lub zakupić profile sejsmiczne 3D. Dodatkowo, partnerzy przeprowadzą analizy geologiczno-geofizyczne w celu stwierdzenia konieczności uzyskania nowych danych geofizycznych. W ciągu dwóch lat partnerzy koncesji mają podjąć decyzję o rozpoczęciu wierceń lub zaprzestaniu prac (zwroćcie prawa do obszaru). W przypadku pozytywnej decyzji o rozpoczęciu wierceń, odwiert powinien zostać wykonany w terminie czterech lat od daty przyznania powyższych koncesji.

Koncesja PL 648S ma szczególne znaczenie: po raz pierwszy w historii PGNiG będzie pełnił niezwykle odpowiedzialną rolę operatora na Norweskim Szelfie Kontynentalnym. Przyznanie statusu operatora stanowi istotny krok dla Grupy PGNiG. To pierwsze operatorstwo w projekcie podmorskiego poszukiwania ropy i gazu, które podkreśla rolę PGNiG Norway jako centrum kompetencyjnego w pracach typu „offshore” w Grupie PGNiG.

Dania

Koncesja: 1/05

Udziały: PGNiG (80%)
Nordsofonden (20%)

Od podpisania umowy cesji udziałów w 2007 roku PGNiG prowadzi działalność poszukiwawczą na terenie koncesji 1/05 w Danii. W 2011 roku rozpoczęto wiercenie otworu poszukiwawczego Felsted-1. Wykonane na początku 2012 roku pomiary geofizyczne nie wykazały przemysłowego przyływu węglowodorów. Otwór został zlikwidowany. W związku z negatywnym wynikiem odwiertu PGNiG podjęło decyzję o nieprzedłużeniu koncesji 1/05 w Danii.

Libia

Koncesja: blok nr 113
Udziały: PGNiG (100%)

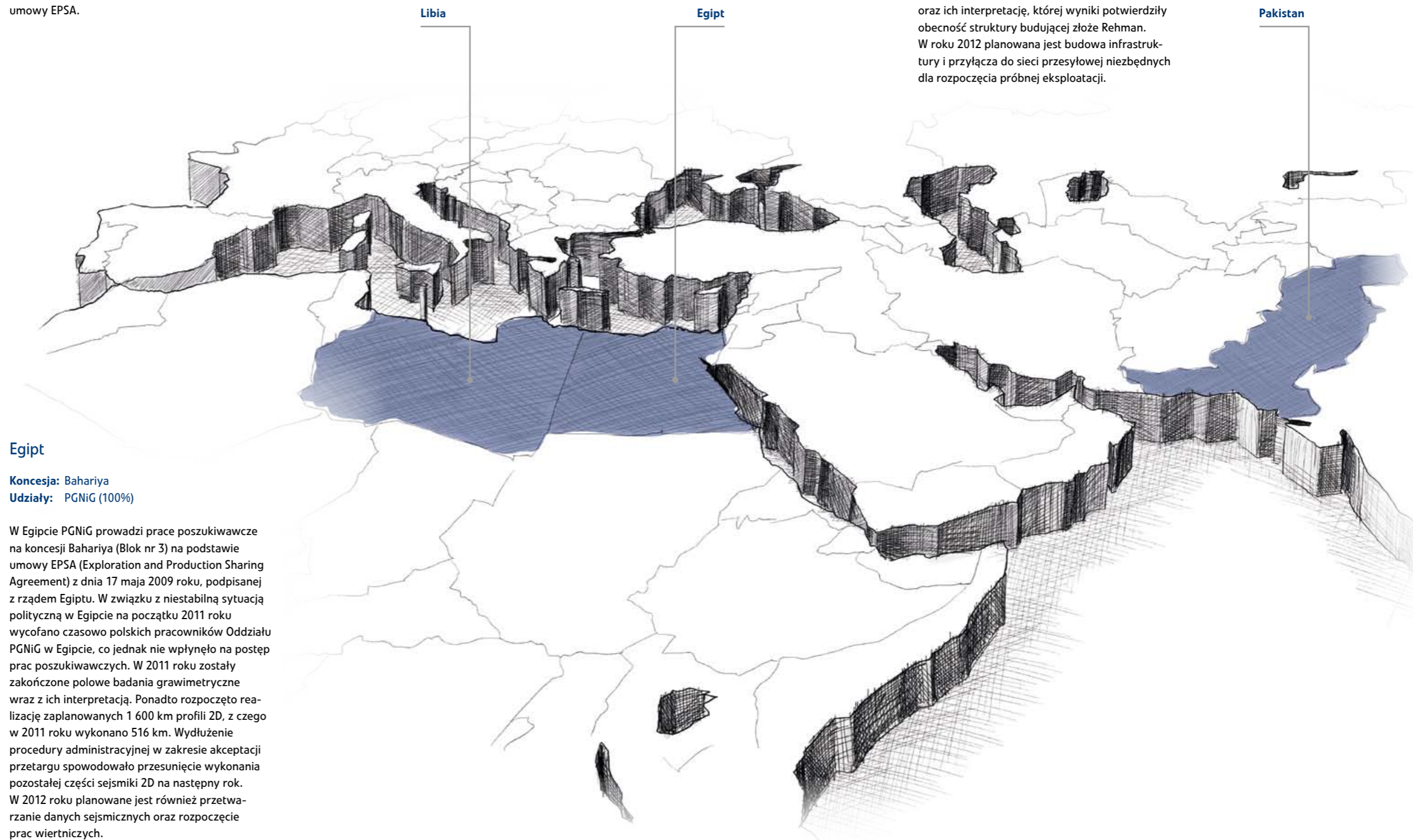
W lutym 2008 roku spółka z Grupy PGNiG – POGC Libya podpisała umowę EPSA (Exploration and Production Sharing Agreement), pozwalającą na prowadzenie prac poszukiwawczych na koncesji poszukiwawczo-wydobywczej nr 113 o powierzchni 5,5 tys. km. Koncesja zlokalizowana jest w basenie naftowym Murzuq w rejonie zachodniej Libii.

W 2011 roku spółka uzyskała zgodę National Oil Corporation na realizację dwóch odwiertów poszukiwawczych na terenie koncesji, w tym jedną zgodę warunkową. Ponadto złożone zostały dwa kolejne projekty wierceń do akceptacji przez NOC. Do lutego 2011 roku spółka wykonała akwizycję 3 000 km profili 2D oraz 1 087 km² profili 3D i szereg analiz geologicznych. Rozpoczęto przygotowania do wiercenia.

W związku z wybuchem wojny domowej w lutym 2011 roku wycofano z Libii wszystkich, poza miejscowymi, pracowników POGC Libya. W marcu 2011 roku spółka złożyła do National Oil Corporation informację o zaistnieniu siły wyższej. Złożenie informacji o sile wyższej spowodowało zawieszenie realizacji umowy EPSA do chwili ustąpienia sytuacji, będącej podstawą złożenia tego oświadczenia. W październiku 2011 roku wojna domowa w Libii zakończyła się i spółka wznowiła pracę biura dla pracowników lokalnych.

W 2011 roku spółka we współpracy z PGNiG zakończyła w Polsce interpretację geologiczną danych sejsmicznych 2D oraz przygotowała projekt akwizycji na pozostałą do zrealizowania drugą fazę zdjęcia 3D.

W 2012 roku POGC Libya planuje powrót do Libii pozostałych pracowników, a po ustabilizowaniu się sytuacji w zakresie bezpieczeństwa w rejonie koncesji spółka planuje przywrócenie realizacji umowy EPSA.



Egipt

Koncesja: Bahariya
Udziały: PGNiG (100%)

W Egipcie PGNiG prowadzi prace poszukiwawcze na koncesji Bahariya (Blok nr 3) na podstawie umowy EPSA (Exploration and Production Sharing Agreement) z dnia 17 maja 2009 roku, podpisanej z rządem Egiptu. W związku z niestabilną sytuacją polityczną w Egipcie na początku 2011 roku wycofano czasowo polskich pracowników Oddziału PGNiG w Egipcie, co jednak nie wpłynęło na postęp prac poszukiwawczych. W 2011 roku zostały zakończone połowe badania grawimetryczne wraz z ich interpretacją. Ponadto rozpoczęto realizację zaplanowanych 1 600 km profili 2D, z czego w 2011 roku wykonano 516 km. Wydłużenie procedury administracyjnej w zakresie akceptacji przetargu spowodowało przesunięcie wykonania pozostałej części sejsmiki 2D na następny rok. W 2012 roku planowane jest również przetwarzanie danych sejsmicznych oraz rozpoczęcie prac wiertniczych.

Pakistan

Koncesja: Kirthar
Udziały: PGNiG (70%)
Pakistan Petroleum Limited (30%)

Prace poszukiwawcze w Pakistanie PGNiG prowadzi na podstawie umowy na poszukiwanie i eksploatację węglowodorów na obszarze koncesji Kirthar, zawartej 18 maja 2005 roku pomiędzy PGNiG a rządem Pakistanu. Prace poszukiwawcze w obszarze bloku Kirthar prowadzone są wspólnie z Pakistan Petroleum Ltd. W 2011 roku prowadzono rekonstrukcję otworu Hallel-1. Ponadto wykonano przetwarzanie danych sejsmicznych 2D i 3D oraz ich interpretację, której wyniki potwierdziły obecność struktury budującej złożo Rehman. W roku 2012 planowana jest budowa infrastruktury i przyłącza do sieci przesyłowej niezbędnych dla rozpoczęcia próbnej eksploatacji.

Wydobywanie gazu z łupków

Możliwość skorzystania z zasobów gazu niekonwencjonalnego przyczyniła się do wynalezienia nowych technik wydobywczych, z których najważniejszym osiągnięciem jest wiercenie poziome, wprowadzone masowo w latach 90-tych XX wieku oraz szczelinowanie hydrauliczne, stosowane przemysłowo od roku 2003.

Pierwszym etapem wydobywania gazu z łupków jest wywiercenie pionowego otworu, zwykle na głębokość kilku kilometrów. Po przebicciu się przez warstwę skał nieprzepuszczalnych i dotarciu do warstwy piaskowca odwiert zabezpiecza się podwójną izolacją (rury okładzinowe i cement), co uniemożliwia przedostawanie się płynów z odwiertu do skał i ze skał do odwiertu. Następnie rozpoczyna się wiercenie poziomego tunelu. W ten sposób zwiększa się obszar wydobywania, co jest konieczne, ponieważ gaz w łupkach jest najczęściej rozproszony, a nie skoncentrowany, jak w przypadku gazu konwencjonalnego. Kolejny etap to szczelinowanie – czyli poszerzenie naturalnych spękań w skale.

Zabieg ten polega na wtłoczeniu do otworu płynu hydraulicznego pod dużym ciśnieniem, który „rozpycha” szczeliny, uwalniając z nich gaz. Płyn szczelinujący składa się głównie z wody (95%), 4,5% piasku i 0,5% związków chemicznych, które służą przede wszystkim do zmniejszania tarcia, zapobiegania korozji oraz usuwania bakterii.

Wpompowany pod ciśnieniem płyn dostaje się w szczeliny skał i rozszerza je. Szczeliny, przez dodatek piasku, nie zamykają się, pozostają powiększone, dzięki czemu otwierają gazom drogę w górę odwiertu.

Dla zapewnienia bezpieczeństwa, cały proces jest na bieżąco monitorowany. W odwiercie obserwacyjnym lub na powierzchni instaluje się specjalne sondy. Pękające skały wysyłają sygnał, który jest przetwarzany przez sondy i przesyłany do komputera, a następnie analizowany przez służby inżynierskie. Zapewnia to nieustanną kontrolę zabiegu szczelinowania.

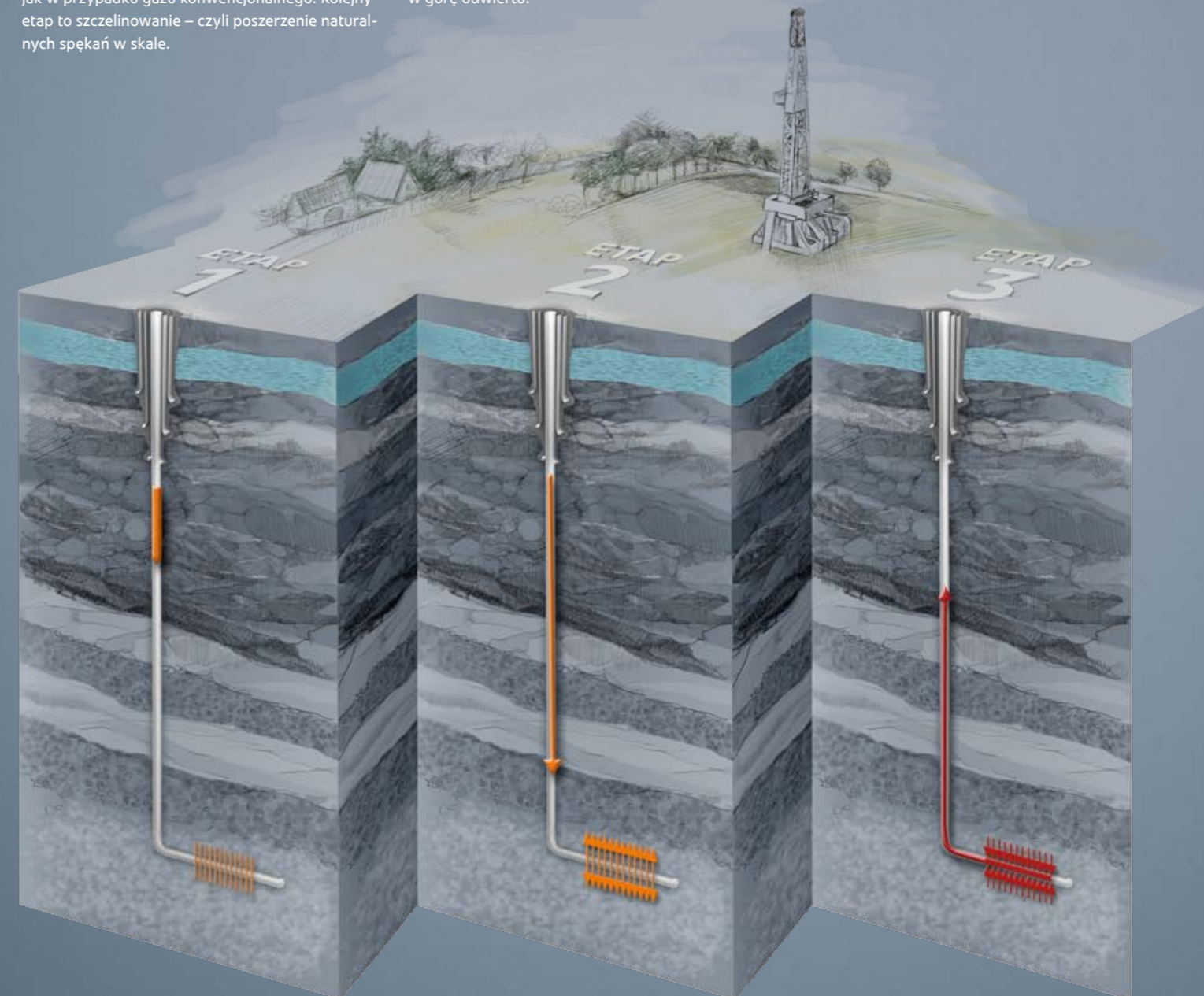


Gaz ze źródeł niekonwencjonalnych

Najnowszymi niekonwencjonalnymi źródłami gazu są łupki („shale gas”) oraz izolowane pory skalne („tight gas”). Skały, w których zawarty jest gaz ziemny znajdują się na całej kuli ziemskiej, jednakże na skalę przemysłową wykorzystywane są jedynie w Stanach Zjednoczonych, gdzie wydobywanie gazu łupkowego rośnie bardzo intensywnie – w 1996 roku było to 8,5 mld m³, podczas gdy w 2006 roku już 25 mld m³.

Również w Polsce obserwuje się znaczące zainteresowanie gazem łupkowym, który według szacunków zalega na głębokościach od 3000 m do 4500 m w strefie ciągnącej się skośnym pasem od środkowego Pomorza po Lubelszczyznę, oraz na obszarze leżącym na przedpolu Sudetów. W ostatnich latach Ministerstwo Środowiska wydało około 40 podmiotom ponad 100 koncesji na poszukiwanie gazu niekonwencjonalnego w Polsce, z czego 15 koncesji posiada PGNiG.

W marcu 2011 roku PGNiG wykonało pionowy odwiert Lubocino-1 na złożu w okolicach Wejherowa w północnej Polsce. Z otworu pobrano około 800 m rdzenia, który następnie poddano analizom. Następnie na przełomie sierpnia i września w otworze tym przeprowadzono zabieg szczelinowania w skałach ordowiku. Wstępne wyniki zabiegu oraz analiz wskazują na możliwość uzyskania przyływu gazu na satysfakcjonującym poziomie. W 2012 roku zaplanowano wykonanie otworu poziomego Lubocino 2-H, w którym zostaną przeprowadzone zabiegi szczelinowania hydraulicznego utworów ordowiku oraz wykonanie zabiegu szczelinowania w skałach syluru we wspomnianym wcześniej otworze pionowym Lubocino-1. Ponadto na koncesji Tomaszów Lubelski rozpoczęto wiercenie otworu Lubycza Królewska-1, który jest pierwszym otworem ukierunkowanym na rozpoznanie możliwości występowania gazu w łupkach na koncesjach posiadanych przez PGNiG na obszarze południowej Lubelszczyzny.



Zasoby

Wielkość zasobów w Polsce jest oceniana przez Komisję Zasobów Kopalni i akceptowana przez Ministerstwo Środowiska. Całkowity stan zasobów gazu ziemnego i ropy naftowej na koniec 2011 roku wynosił łącznie 748 mln boe, z czego 594 mln boe (92 mld m³) to gaz ziemny, a 154 mln boe (21,1 mln ton) to ropa naftowa łącznie z kondensatem. Wskaźnik R/P obrazujący całkowite rezerwy do wielkości produkcji wyniósł w 2011 roku 24,3.



Wydobywanie

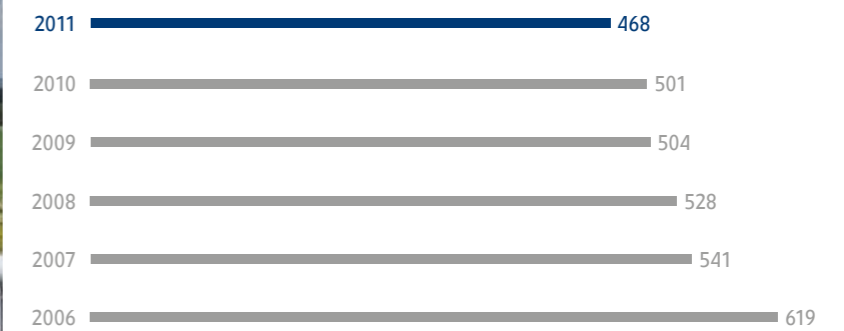
W 2011 roku wydobywanie gazu ziemnego oraz ropy naftowej wraz z kondensatem osiągnęło poziom 31,32 mln boe, z czego 89% stanowił gaz ziemny, a 11% ropa naftowa wraz z kondensatem. Wielkości produkcji wynoszą odpowiednio 4,33 mld m³ gazu ziemnego (27,91 mln boe) oraz 467,6 tys. ton ropy naftowej wraz z kondensatem (3,41 mln boe). Wydobywanie surowców odbywa się na terenie północno-zachodniej i południowo-wschodniej Polski w ramach dwóch oddziałów PGNiG – w Zielonej Górze i Sanoku.

PGNiG wydobywa dwa rodzaje gazu, różniące się pomiędzy sobą kalorycznością – gaz wysokometanowy oraz gaz zaazotowany – w 68 kopalniach zlokalizowanych na terenie Polski. W 2011 roku Oddział w Sanoku pozyskiwał gaz ziemny wysokometanowy i zaazotowany oraz ropę naftową w 46 kopalniach, w tym 26 kopalniach gazowych i 20 ropno-gazowych. Oddział w Zielonej Górze wydobywa ropę naftową i gaz ziemny zaazotowany w 22 kopalniach, w tym 14 gazowych, a 8 ropno-gazowych. Część gazu zaazotowanego

podlega dalszej obróbce w odazotowniach w Odolanowie oraz w Grodzisku Wielkopolskim. Po zakończeniu procesu odazotowania gaz ziemny przesyłany jest do systemu gazu wysokometanowego. W 2011 roku w wyniku przetwarzania gazu ziemnego zaazotowanego na gaz ziemny wysokometanowy otrzymano 1,45 mld m³ gazu, czyli o 6,6% więcej niż w 2010 roku. W wyniku powyższego procesu technologicznego otrzymuje się także produkty uboczne, tj.: skroplony gaz ziemny (LNG), ciekły i gazowy hel, a także ciekły azot.

Dla utrzymania poziomu wydobywania węglowodorów lub ograniczenia jego naturalnego spadku w 2011 roku przeprowadzono łącznie remonty 36 odwiertów, których stan techniczny nie pozwalał na dalszą eksploatację, z czego w 31 otworach uzyskano przemysłowy przyływ węglowodorów. Z pozostałych: 2 odwierty przeznaczono do zatłaczania wód złożowych, a 1 zlikwidowano ze względu na brak przemysłowego przyływu gazu po remoncie. W 2 otworach prace remontowe wykonano na potrzeby PMG. Ponadto w 2011 roku wykonano łącznie 71 obróbek odwiertów (w tym zabiegów intensyfikacyjnych), których celem było głównie utrzymanie lub poprawa zdolności wydobywczych odwiertów eksploatacyjnych lub przywrócenie sprawności technicznej wgłębnym urządzeń wydobywczych. Obróbki wykonywano również w odwiertach na rzecz PMG oraz w odwiertach do zatłaczania wód złożowych.

Wydobywanie ropy naftowej i kondensatu w latach 2006–2011 (tys. ton)*



* wraz z kondensatem i testami produkcyjnymi

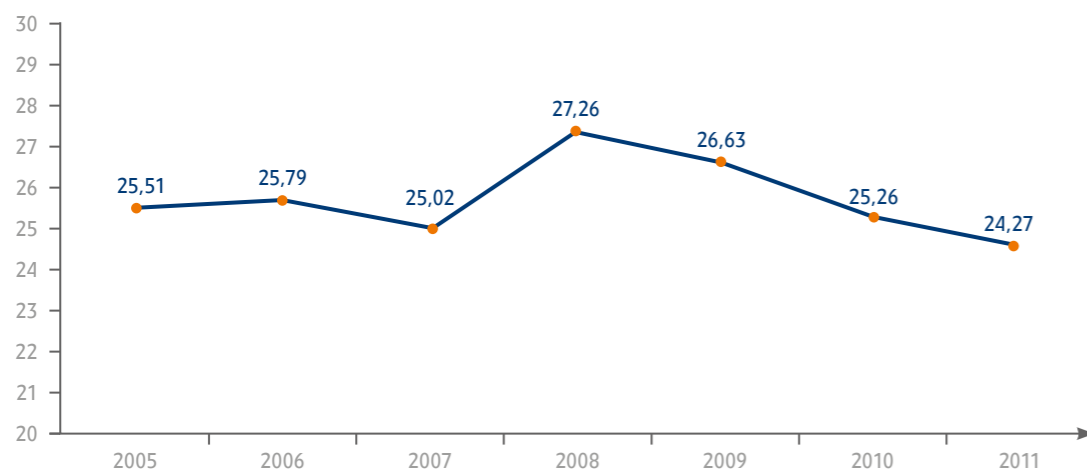
Ropa naftowa wydobywana jest głównie na terenie zachodniej Polski, w tym na największym obecnie złożu BMB (Barnówko-Mostno-Buszewo), z którego w 2011 roku pochodziło 75% całkowitej produkcji tego surowca (341 tys. ton). W 2011 roku wydobywanie ropy naftowej wraz z kondensatem wyniosło 467,6 tys. ton. Oznacza to spadek w stosunku do roku ubiegłego o 32,9 tys. ton (6,6%), kiedy to wydobywanie osiągnęło 501 tys. ton.

Od kilku lat jednym z głównych projektów realizowanych w Polsce, który ma na celu zwiększenie wydobywania przede wszystkim ropy naftowej oraz w mniejszym stopniu gazu ziemnego, jest zagospodarowanie złóż Lubiatów-Międzychód-Grotów (LMG) w okolicach Gorzowa Wielkopolskiego. W ramach tego projektu PGNiG prowadzi budowę Ośrodka Centralnego LMG, który będzie miejscem zbioru, rozdziału i uzdatniania płynów złożowych, a także budowę terminalu ekspedycyjnego w miejscowości Wierzбно, który umożliwi odbiór i wysyłkę ropy naftowej. Surowiec ten będzie

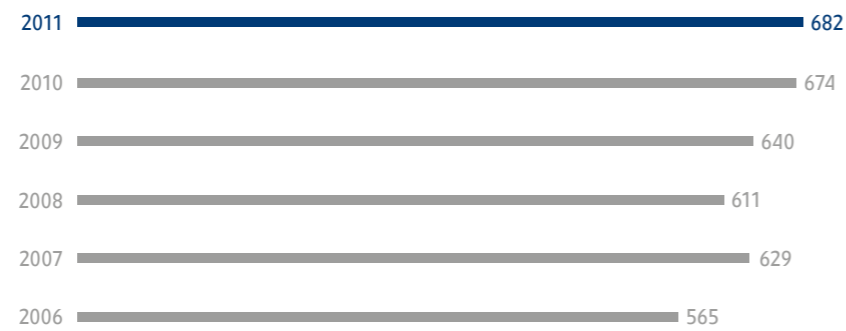
transportowany cysternami kolejowymi oraz tłoczony do rurociągu „Przyjaźń”, którym surowiec płynie do Niemiec. Dodatkowo nadwyżki produkcji gazu ziemnego będą przekazywane gazociągiem łączącym kopalnię z odazotownią w Grodzisku Wielkopolskim. W 2013 roku planowane jest rozpoczęcie wydobywania ze złoża LMG, które pozwoli na niemal dwukrotne zwiększenie produkcji ropy naftowej w kraju.

Ekspansja zagraniczna Grupy PGNiG rozpoczęła się w 2007 roku wraz z zakupem udziałów w koncesji poszukiwawczo-wydobywczej Skarv/Snadd/Idun na Norweskim Szelfie Kontynentalnym. W 2012 roku rozpoczęta zostanie produkcja ze złoża Skarv/Snadd/Idun. W 2013 roku planowane jest wydobywanie na poziomie ok. 400 mln m³ gazu ziemnego oraz ok. 490 tys. ton ropy naftowej. Gaz ziemny będzie transportowany do Europy kontynentalnej, a ropa naftowa sprzedawana od razu „na głowicy”.

Wartość współczynnika R/P (rezerwy/produkcja) w latach 2005–2011

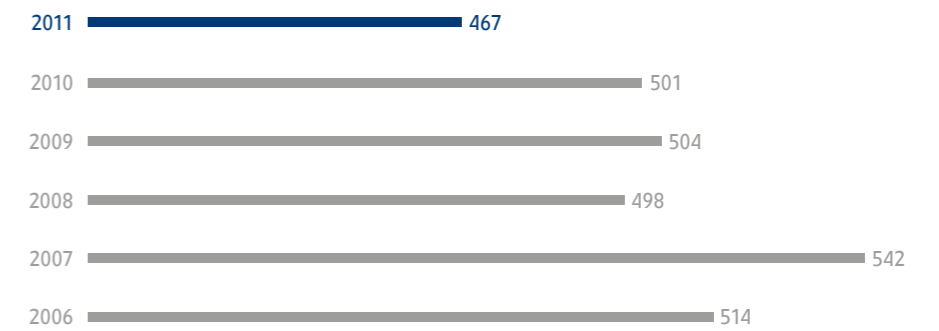


Sprzedaż gazu ziemnego bezpośrednio ze złóż (mln m³)*



* w przeliczeniu na gaz ziemny wysokometanowy

Sprzedaż ropy naftowej wraz z kondensatem (tys. ton)



Sprzedaż

Sprzedaż gazu ziemnego przez PGNiG w ramach segmentu Poszukiwanie i Wydobywanie realizowana jest bezpośrednio ze złóż (z pominięciem systemu przesyłowego) dedykowanymi gazociągami do konkretnych klientów. Sprzedaż odbywa się na zasadach wolnorynkowych, a warunki dostaw gazu (w tym cena gazu) są indywidualnie negocjowane pomiędzy PGNiG a klientem, w zależności od charakterystyki danego projektu. Głównymi klientami dokonującymi zakupu gazu ziemnego bezpośrednio ze złóż są przedsiębiorstwa przemysłowe (w tym między innymi: Elektrociepłownia Zielona Góra SA, PGE Elektrociepłownia Gorzów SA, Zakłady Azotowe w Tarnowie-Mościcach SA, Arctic Paper Kostrzyn SA). W większości zakupem gazu ziemnego bezpośrednio ze złóż zainteresowani są klienci zlokalizowani w bliskiej odległości od kopalń gazu ziemnego. Dodatkowo taka sprzedaż gazu ziemnego pozwala na ekonomicznie korzystne zagospodarowanie złóż gazu o jakości odbiegającej od standardów sieciowych oraz na pozyskanie klientów, dla których dostawy gazu systemowego są technicznie lub ekonomicznie niemożliwe.

W 2011 roku bezpośrednia sprzedaż gazu ziemnego przez PGNiG stanowiła około 5% całkowitego wolumenu sprzedaży i wyniosła 682 mln m³, czyli o 1,2% więcej niż w 2010 roku. Sprzedaży bezpośrednio ze złóż podlega zarówno gaz wysokometanowy, jak i zaazotowany – w 2011 roku było to odpowiednio 64 mln m³ oraz 618 mln m³ (w przeliczeniu na gaz ziemny wysokometanowy).



Inwestycje

W 2011 roku w segmencie Poszukiwanie i Wydobywanie poniesiono nakłady inwestycyjne w wysokości 2,5 mld zł.

Do kluczowych inwestycji realizowanych w 2011 roku należą:

- poszukiwanie złóż – 11 odwiertów pozytywnych, których realizacja nie została zakończona oraz 13 odwiertów negatywnych;
- projekt Skarv;
- kopalnia LMG;
- odazotownia Grodzisk;
- gazociąg do KGHM;
- zagospodarowanie złóż Góra Ropczycka, Ryłowa i Rajsko.

Pozostałe inwestycje związane są z zagospodarowaniem udokumentowanych bądź eksploatowanych złóż gazu ziemnego, utrzymaniem i odtworzeniem wydajności produkcji węglowodorów oraz funkcjonowaniem obszaru wydobywania.

Sprzedaż ropy naftowej przez PGNiG odbywa się na warunkach wolnorynkowych, a cena jest ustalana w odniesieniu do aktualnych notowań tego surowca na rynkach międzynarodowych. PGNiG realizuje sprzedaż ropy naftowej jako:

- sprzedaż rurociągową do odbiorców zagranicznych,
- sprzedaż transportem kołowym (cysterny i kolej) do odbiorców krajowych.

W 2011 roku 40% wolumenu sprzedaży ropy naftowej trafiło do odbiorców zagranicznych poprzez ropociąg „Przyjaźń” do rafinerii niemieckich.

Oprócz pozataryfowej sprzedaży gazu ziemnego bezpośrednio ze złóż oraz ropy naftowej, PGNiG realizuje także sprzedaż innych produktów, takich jak: hel, azot, siarka, kondensat, mieszanina propan-butan.

Obrót i Magazynowanie

W 2011 roku sprzedaż gazu ziemnego osiągnęła poziom 14,4 mld m³. Gaz ten trafił do 6,6 miliona klientów PGNiG zarówno indywidualnych, jak i przemysłowych, a blisko 4 tysiące osób w Grupie PGNiG pracowało nad bezpieczeństwem i ciągłością tych dostaw.

Najważniejsze wydarzenia 2011 roku

- Uruchomienie dostaw przez nowe połączenia międzysystemowe z Czechami w Cieszynie, zwiększenie przepustowości dwukierunkowego połączenia z Niemcami w Lasowie, uruchomienie przesyłu zwrotnego na gazociągu jamalskim, tzw. wirtualny rewers;
- Wszczęcie postępowania przeciwko Gazprom i Gazprom Export przed Sądem Arbitrażowym w Sztokholmie;
- Nowelizacja ustawy o zapasach ropy naftowej, produktów naftowych i gazu ziemnego oraz zasadach postępowania w sytuacjach zagrożenia bezpieczeństwa państwa i zakłócenia na rynku naftowym, wprowadzająca możliwość utrzymywania zapasów obowiązkowych poza Polską oraz zwalniania z obowiązku magazynowania gazu przedsiębiorstwa, jeżeli liczba ich odbiorców nie jest większa niż 100 tys., a przywóz gazu ziemnego w roku kalendarzowym nie przekracza 100 mln m³.

W ramach segmentu Obrót i Magazynowanie realizowana jest sprzedaż gazu ziemnego importowanego oraz wydobywanego ze złóż krajowych. Zakup gazu ziemnego z importu odbywa się głównie z kierunku wschodniego (65% zapotrzebowania), zarazem systematycznie powiększane są wolumeny sprowadzane z kierunku zachodniego i południowego (ok. 11%). Sprzedaż gazu realizowana jest za pośrednictwem dwóch sieci: dystrybucyjnej oraz przesyłowej i podlega regulacji przez Urząd Regulacji Energetyki. Segment wykorzystuje na swoje potrzeby trzy podziemne magazyny gazu, zlokalizowane w Husowie, Mogilnie oraz w Wierzchowicach.

Wynik finansowy w 2011 roku

Segment Obrót i Magazynowanie odnotował spadek zysku operacyjnego o 999,3 mln zł w relacji do 2010 roku i zakończył rok 2011 stratą operacyjną w wysokości -183,8 mln zł. Osłabienie kondycji finansowej segmentu spowodowane zostało znacznym spadkiem rentowności sprzedaży gazu wysokometanowego, na co decydujący wpływ miał wzrost jednostkowych kosztów zakupu gazu z importu o 24% spowodowany wzrostem notowań cen ropy naftowej na rynkach światowych. Wzrost kosztów byłby znacznie wyższy, gdyby nie uzyskane w grudniu 2011 roku rabaty w ramach kontraktów importowych oraz zwiększenie w IV kwartale dostaw gazu z kierunku zachodniego. Rentowność sprzedaży gazu wysokometanowego spadła, pomimo że średnie ceny i stawki opłat sprzedaży gazu były o 5,7% wyższe niż w 2010 roku. Korzyści płynące z wprowadzenia nowej taryfy w lipcu 2011 roku zostały całkowicie zniwelowane gwałtownym osłabieniem złotówki, w efekcie czego rentowność sprzedaży gazu wysokometanowego spadła poniżej progu opłacalności.

Polityka taryfowa

Działalność w zakresie obrotu paliwami gazowymi podlega regulacji prowadzonej przez Prezesa URE. Regulacja ta polega na zatwierdzaniu taryf paliw gazowych, w tym cen paliwa gazowego i stawek opłat w nich zawartych, oraz kontrolowaniu ich stosowania pod względem zgodności z zasadami określonymi w ustawie Prawo energetyczne, w tym na analizowaniu i weryfikowaniu kosztów przyjmowanych przez przedsiębiorstwa energetyczne jako uzasadnione do kalkulacji cen i stawek opłat w taryfach oraz na szeroko pojętej kontroli przedsiębiorstw energetycznych. Wysokość cen i stawek opłat zawartych w taryfach ma decydujący wpływ na wyniki finansowe Spółki. Metodologia kształtowania taryf określa ceny i stawki opłat na podstawie prognozowanych kosztów oraz planowanych wielkości sprzedaży gazu ziemnego, przy czym uwzględniane są koszty pozyskania gazu ze wszystkich kierunków dostaw paliw gazowych – zarówno z importu, jak i z wydobywania krajowego.

Dostarczanie paliwa gazowego realizowane jest do odbiorców przyłączonych do sieci przesyłowej i do sieci dystrybucyjnej, w ramach umów kompleksowych, które rozliczane są w oparciu o Taryfę, która zawiera:

- ceny paliwa gazowego, stawki opłat abonamentowych oraz stawki opłat sieciowych stosowane do rozliczeń z odbiorcami pobierającymi paliwa gazowe z sieci przesyłowej;
- ceny paliwa gazowego, stawki opłat abonamentowych oraz stawki opłat sieciowych stosowane do rozliczeń z odbiorcami pobierającymi paliwa gazowe z sieci dystrybucyjnych;
- sposób ustalania bonifikat za niedotrzymanie parametrów jakościowych paliw gazowych, standardów jakościowych obsługi odbiorców oraz ustalania opłaty za przekroczenie mocy umownej.

W 2011 roku poziom taryfy dla paliw gazowych przedstawiał się następująco (ceny dla gazu wysokometanowego – typ E):

- od 1 stycznia 2011 roku do 14 lipca 2011 roku cena za paliwo gazowe wynosiła 982,70 zł za 1000 m³, co oznaczało spadek w stosunku do poprzednio obowiązującej taryfy o 3,2%;
- od 15 lipca 2011 roku do 30 marca 2012 roku cena za paliwo gazowe wynosiła 1107,3 zł za 1000 m³, co oznacza wzrost w stosunku do taryfy obowiązującej w pierwszym półroczu o 12,7%.

Od 31 marca 2012 roku cena za paliwo gazowe wynosi 1294,2 zł za 1000 m³, co oznacza wzrost w stosunku do poprzednio obowiązującej taryfy o 16,9%.

Import

PGNiG jest największym importers gazu ziemnego do Polski. Surowiec jest sprowadzany z Rosji, Niemiec oraz Czech. Obecna infrastruktura gazownicza umożliwia import gazu ziemnego z kierunków:

- wschodniego – poprzez punkty zdawczo-odbiorcze: Drozdowice i Zosin (na granicy polsko-ukraińskiej), Kondratki, Wysokoje oraz Tietierowka (na granicy polsko-białoruskiej);
- zachodniego – poprzez punkt zdawczo-odbiorczy w Lasowie;
- południowego – poprzez punkt zdawczo-odbiorczy w Branicach lub alternatywnie w Głuchołazach oraz nowo wybudowany interkonektor w rejonie Cieszyna, łączący polski i czeski system gazowniczy.

W 2011 roku PGNiG sprowadziło do Polski ok. 10,915 mld m³ gazu wysokometanowego, z czego 9,34 mld m³ (85,53%) pochodziło od rosyjskiego dostawcy – spółki OOO Gazprom Export, ok. 716 mln m³ (6,56%) od niemieckiej spółki Verbundnetz Gas AG (VNG), ok. 397 mln m³ (3,64%) od szwajcarskiej spółki Vitol SA, a także ok. 380 mln m³ (3,48%) od PGNiG Sales and Trading.

W minionym roku PGNiG rozpoczęło realizację dostaw gazu ziemnego z wykorzystaniem przesyłu zwrotnego tzw. wirtualnego rewersu (ang.: virtual reverse flow) na gazociągu jamalskim:

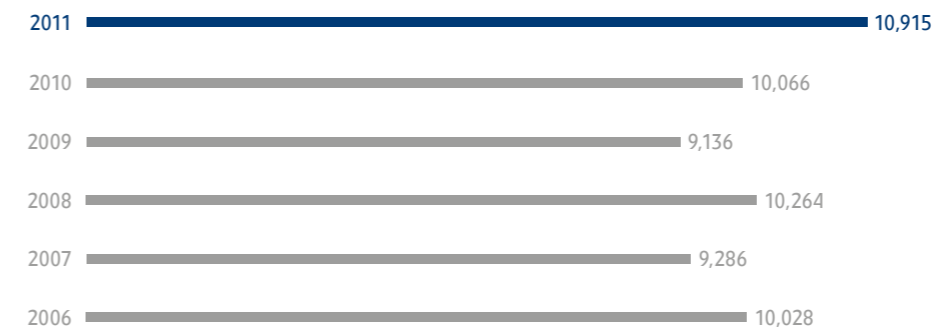
- PGNiG złożyło do OGP Gaz-System SA wniosek o świadczenie krótkoterminowej usługi wirtualnego rewersu na gazociągu jamalskim w okresie listopad–grudzień 2011 roku,
- Następnie PGNiG złożyło do OGP Gaz-System SA kolejny wniosek o świadczenie usługi wirtualnego rewersu na gazociągu jamalskim w okresie styczeń 2012–grudzień 2015. OGP Gaz-System SA, w wyniku przeprowadzenia procedury przydziału dostępnej zdolności polskiego odcinka gazociągu jamalskiego dla usług długoterminowego przesyłania zwrotnego, zawarł z PGNiG umowę o świadczenie tej usługi na warunkach przerywanych.

Zamówione moce przesyłowe wykorzystane zostały do przesyłu gazu ziemnego, pozyskanego na rynku niemieckim (VTP Gaspool) relatywnie tańszego w stosunku do tego pozyskiwanego na podstawie Kontraktu Jamalskiego.

W wyniku działań modernizacyjnych istniejącego punktu zdawczo-odbiorczego Lasów na granicy z Niemcami (połączenie dwukierunkowe), nastąpiło zwiększenie przepustowości interkonektora, a tym samym zwiększenie możliwości importu gazu ziemnego z kierunku Niemiec o ok. 0,5 mld m³/rok do łącznej wielkości ok. 1,5 mld m³/rok. Zwiększona przepustowość w punkcie Lasów została udostępniona od stycznia 2012 roku.

W III kwartale 2011 roku rozpoczęto eksploatację połączenia międzysystemowego z Czechami, w rejonie Cieszyna, o przepustowości ok. 0,5 mld m³ rocznie. Gazociąg do Czech jest kolejnym po interkonektorze w Lasowie i wirtualnym rewersie połączeniem międzysystemowym Polski z systemem gazowniczym Unii Europejskiej.

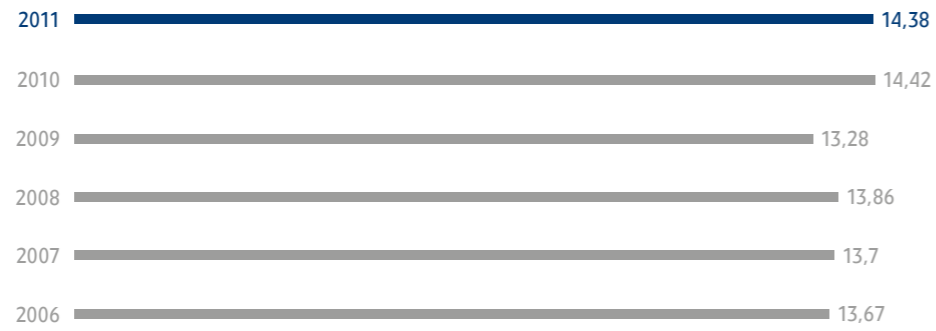
Import gazu ziemnego do Polski w latach 2006–2011 (mld m³)



Połączenia międzysystemowe znacząco wpływają na bezpieczeństwo energetyczne kraju, stanowiąc jednocześnie potencjalny kierunek dostaw awaryjnych. Interkonektory pozwalają także na swobodną wymianę handlową pomiędzy krajami Unii Europejskiej i umożliwiają większą integrację gospodarczą państw członkowskich.

Ponadto spółka Polskie LNG (w której 100% udziałów posiada OGP Gaz-System SA) prowadzi projekt budowy terminalu LNG w Świnoujściu. W pierwszej fazie (do 2014 roku) terminal będzie miał przepustowość 5 mld m³ gazu. Zakontraktowane przez PGNiG dostawy w ilości 1 mln ton skroplonego gazu ziemnego rocznie (ok. 1,335 mld m³ gazu ziemnego) rozpoczną się w połowie 2014 roku.

Sprzedaż gazu ziemnego w latach 2006–2011 (mld m³)



* w przeliczeniu na gaz ziemny wysokometanowy

Sprzedaż

PGNiG jest największym w kraju sprzedawcą gazu ziemnego wysokometanowego i zaazotowanego wprowadzanego do systemu przesyłowego i dystrybucyjnego. Obrót gazem regulowany jest przez Ustawę Prawo energetyczne, a ceny gazu są ustalane na podstawie taryf zatwierdzanych przez Prezesa URE. W 2011 roku PGNiG sprzedało 14,38 mld m³ gazu ziemnego, z czego 13,70 mld m³ (tj. 95,3%) w ramach segmentu Obrót i Magazynowanie.

Sprzedaż gazu ziemnego w Polsce opiera się na dwóch systemach:

- sieci gazu wysokometanowego, do którego trafia gaz z importu ze złóż znajdujących się w południowej Polsce oraz gaz uzyskany w odazotowniach gazu zaazotowanego, pochodzący ze złóż położonych na zachodzie kraju;
- sieci gazu zaazotowanego, którym doprowadzany jest gaz z kopalń do odazotowni oraz do klientów ze złóż zlokalizowanych na Niżu Polskim.

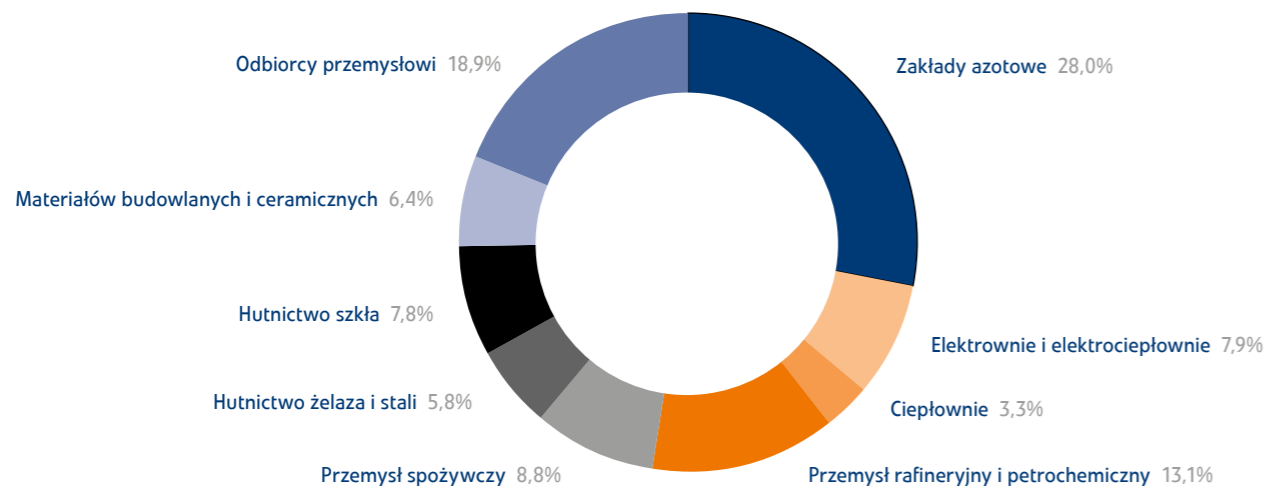
Największymi klientami PGNiG pod względem wolumenu sprzedaży gazu jest przemysł chemiczny, petrochemiczny, hutnictwo oraz odbiorcy domowi. Najliczniejszą grupą odbiorców gazu ziemnego (ok. 6,5 mln) byli odbiorcy domowi, którzy stanowili ok. 97% liczby klientów PGNiG. Udział tej grupy odbiorców w wolumenie sprzedaży gazu przez PGNiG w segmencie Obrót i Magazynowanie stanowił ok. 27,2%.

W marcu 2011 roku została podpisana umowa kompleksowa na dostawy paliwa gazowego pomiędzy PGNiG a Elektrociepłownią Stalowa Wola SA. Paliwo gazowe przeznaczone będzie na zasilenie bloku gazowo-parowego. Planowany roczny wolumen odbioru paliwa gazowego wynosi ok. 540 mln m³. Umowa została zawarta na 14 lat od dnia rozpoczęcia dostaw. Rozpoczęcie realizacji umowy nastąpi po spełnieniu warunków zawieszających określonych w umowie. Szacunkowa wartość umowy w całym okresie jej obowiązywania wynosi ok. 9,7 mld zł.

W listopadzie 2011 roku PGNiG i Grupa LOTOS SA podpisały aneks do umowy kompleksowej na dostawę paliwa gazowego z dnia 16 czerwca 2010 roku. Na mocy aneksu zmianie uległ termin rozpoczęcia dostarczania paliwa gazowego do Grupy LOTOS SA z dnia 16 grudnia 2011 roku na dzień 30 kwietnia 2012 roku. Aneks wprowadza także zmianę w planowanej docelowej wielkości rocznych dostaw gazu z 447 mln m³ na 585 mln m³. Szacunkowa wartość umowy w okresie 5 lat wynosi ok. 3,2 mld złotych.



Sprzedaż gazu ziemnego przez PGNiG w 2011 roku do odbiorców przemysłowych w segmencie Obrót i Magazynowanie



Tranzyt

PGNiG jest współdziałowcem spółki EuRoPol GAZ, będącej właścicielem i operatorem gazociągu jamalskiego na terytorium Polski. Gaz pochodzący z północnej Rosji transportowany jest gazociągiem Jamał–Europa o łącznej długości 4 196 km do krajów Europy Zachodniej. Przez terytorium Polski biegnie 682 km gazociągu o średnicy 1,4 m, który ma dwa punkty zdawczo-odbiorcze zlokalizowane we Włocławku i Lwówku Wielkopolskim. W 2011 roku przez terytorium Polski za pośrednictwem gazociągu jamalskiego przetransportowano 27,7 mld m³ gazu ziemnego, analogicznie do roku 2010.



Inwestycje

W 2011 roku w segmencie Obrót i Magazynowanie poniesiono nakłady inwestycyjne w wysokości 548 mln zł. Najważniejsze przedsięwzięcia inwestycyjne związane były z budową i rozbudową podziemnych magazynów gazu i obejmowały:

- budowę części napowierzchniowej PMG Wierzchowice;
- rozpoczęcie ługowania kawern w ramach budowy KPMG Kosakowo;
- budowę czterech kawern KPMG Mogilno.

Ponadto do zadań inwestycyjnych realizowanych w segmencie Obrót i Magazynowanie należały m.in.: inwestycje teleinformatyczne, wykup i regulacja stanów prawnych nieruchomości oraz prace budowlane na gazociągach.

Magazyny

PGNiG jest właścicielem i operatorem ośmiu podziemnych magazynów gazu ziemnego, utworzonych w dwóch strukturach geologicznych – w złożach soli oraz w szczypanych złożach gazu ziemnego i ropy naftowej – różniących się pomiędzy sobą mocami zatłaczania i odbioru. Sześć z nich stanowią magazyny gazu wysokometanowego, a dwa służą do magazynowania gazu zaazotowanego.

Dzięki podziemnym magazynom gazu PGNiG nieprzerwanie dostarcza gaz w czasie zwiększonego zapotrzebowania ze strony klientów w sezonie zimowym, utrzymuje odpowiedni poziom rezerw na wypadek krótkotrwałych przerw w dostawach gazu, awarii lub ograniczeń dostaw surowca.

Magazyny dają możliwość utrzymywania zapasu obowiązkowego gazu ziemnego, które na spółkę nakłada ustawa o zapasach. Posiadanie magazynów daje możliwość optymalizacji łańcucha dostaw gazu ziemnego oraz pozwala reagować na nagłe oraz krótkotrwałe zmiany popytu odbiorców na gaz ziemny. Co więcej, magazyny zapewniają utrzymanie stałego poziomu wydobycia w ciągu roku – w okresach zmniejszonego zapotrzebowania odbiorców na gaz następuje zatłaczanie

gazu do magazynów, a w okresach szczytowego zapotrzebowania (gdy wydobycie ze złóż nie jest w stanie go pokryć) – jego odbiór. Ponadto pozwalają Spółce wywiązać się z realizacji zobowiązań wynikających z kontraktów importowych, zawierających klauzulę „take or pay”.

Wychodząc naprzeciw zapotrzebowaniu uczestników rynku na usługi magazynowania gazu, PGNiG wydzieliło dedykowany oddział – Operator Systemu Magazynowania – odpowiedzialny za udostępnienie pojemności i mocy instalacji magazynowych. Obecnie trwa proces prawnego wydzielenia działalności magazynowej z PGNiG do spółki Operator Systemu Magazynowania Sp. z o.o. (w 100% zależna od PGNiG), która rozpocznie swoją działalność w roku 2012.

W roku 2011 PGNiG udostępniło na zasadach TPA (Third Party Access – Dostęp Osób Trzecich) łącznie 1 378,5 mln m³ pojemności czynnych instalacji magazynowych na warunkach ciągłych i przerywanych, z czego 1 357,0 mln m³ w ramach umów długoterminowych, a 21,5 mln m³ w ramach umów krótkoterminowych.

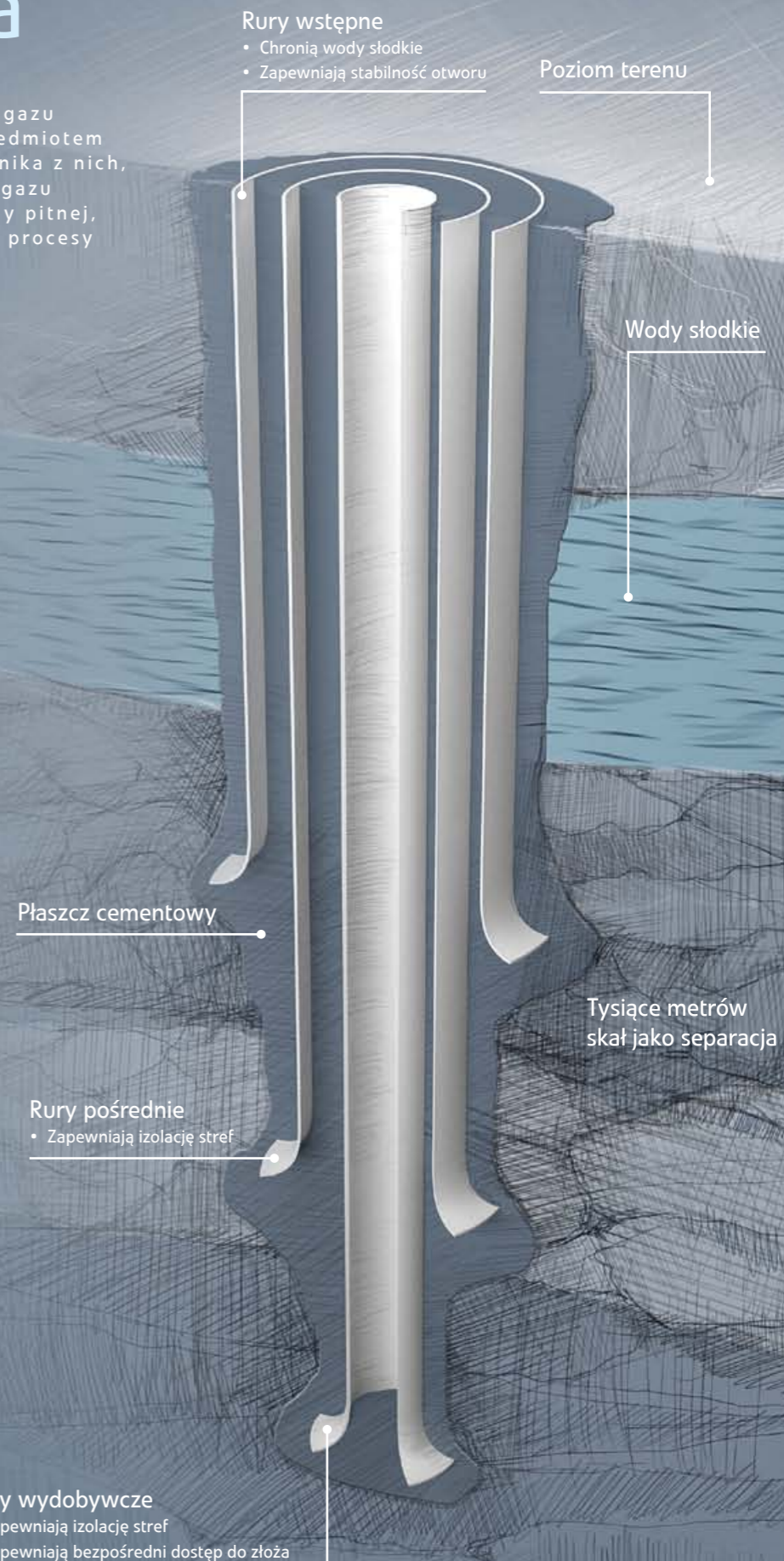
Na koniec 2011 roku pojemność czynna podziemnych magazynów gazu wysokometanowego wynosiła 1,60 mld m³ oraz 0,23 mld m³ gazu zaazotowanego. W ramach magazynów gazu wysokometanowego utrzymywany jest tzw. zapas obowiązkowy, będący w dyspozycji Ministra Gospodarki.

Bezpieczeństwo dla ludzi i środowiska

Oddziaływanie procesu wydobywczego gazu z łupków na środowisko było i jest przedmiotem licznych badań i analiz naukowych. Wynika z nich, że prawidłowo prowadzone wydobycie gazu z łupków nie ma wpływu na jakość wody pitnej, zanieczyszczenie powietrza i gleby czy procesy sejsmiczne (trzęsienia ziemi).

Naukowcy nie widzą też w nim zagrożeń dla zdrowia ludzi i zwierząt. Raport przygotowany w roku 2011 przez Państwowy Instytut Geologiczny na zlecenie Ministra Ochrony Środowiska, dotyczący procesu szczelinowania, wykonanego przez PGNiG na jednym z pierwszych odwiertów w poszukiwaniu gazu z łupków w Łebieniu, na Pomorzu potwierdza, że gleba, powietrze oraz woda – wszystkie przebadane przez naukowców elementy środowiska – nie są zagrożone w procesie poszukiwania gazu z łupków, prowadzonym zgodnie z wymogami prawa.

Na świecie wykonano już miliony odwiertów służących wydobyciu gazu z łupków oraz zabiegów szczelinowania hydraulicznego. Wyspecjalizowane służby ochrony środowiska nigdzie nie stwierdziły, by doszło do niekorzystnych ekologicznie zdarzeń, jeśli proces był przeprowadzany zgodnie z normami i przebiegał bezawaryjnie.



Pojemności czynne podziemnych magazynów gazu (mln m³)

Gaz wysokometanowy	Pojemność czynna [mln m ³] w 2011 roku	Pojemność czynna [mln m ³] docelowo	Termin zakończenia rozbudowy/budowy
Brzeźnica	65	100	2014
Husów	350	500	2014
Kosakowo	0	250	2021
Mogilno	378	841	2021
Strachocina	150	330	2012
Swarzów	90	90	-
Wierzchowice	575	1200	2012
Gaz zaazotowany			
Bonikowo	200	200	-
Daszewo	30	30	-

Eksplloatowane PMG

PMG Bonikowo – magazyn gazu zaazotowanego podgrupy Lw o pojemności czynnej 200 mln m³. Oddany do eksploatacji w 2010 roku. Rolą PMG Bonikowo jest optymalizacja wydobycia gazu zaazotowanego podgrupy Lw w rejonie zachodniej Polski.

PMG Brzeźnica – magazyn gazu wysokometanowego o pojemności czynnej 65 mln m³. Obecnie trwają prace przygotowawcze do rozbudowy tego magazynu do 100 mln m³ pojemności czynnej.

PMG Daszewo – magazyn gazu zaazotowanego z podgrupy Ls o pojemności czynnej 30 mln m³, który został utworzony w częściowo wyeksploatowanym złożu ropy naftowej. Magazyn jest wykorzystywany do optymalizacji wydobycia oraz do zasilania gazem podgrupy Ls rejonu Koszalina w szczytowych okresach zapotrzebowania na gaz.

PMG Husów – magazyn gazu wysokometanowego o pojemności czynnej 350 mln m³. Obecnie realizowana jest rozbudowa pojemności czynnej magazynu do 500 mln m³.

KPMG Mogilno – magazyn gazu wysokometanowego o pojemności czynnej 378 mln m³. Magazyn jest utworzony w kawernach solnych, co pozwala na uzyskanie dużej mocy załaczania i odbioru gazu. Obecnie KPMG Mogilno jest w fazie rozbudowy do pojemności 841 mln m³. Zakończenie prac inwestycyjnych planowane jest na 2021 rok.

PMG Strachocina – magazyn gazu wysokometanowego o pojemności czynnej 150 mln m³. Pojemność czynna po rozbudowie wynosić będzie 330 mln m³. Obecnie magazyn jest w fazie testów eksploatacyjnych.

PMG Swarzęd – magazyn gazu wysokometanowego o pojemności czynnej 90 mln m³. Jeden z najstarszych magazynów gazu w Polsce.

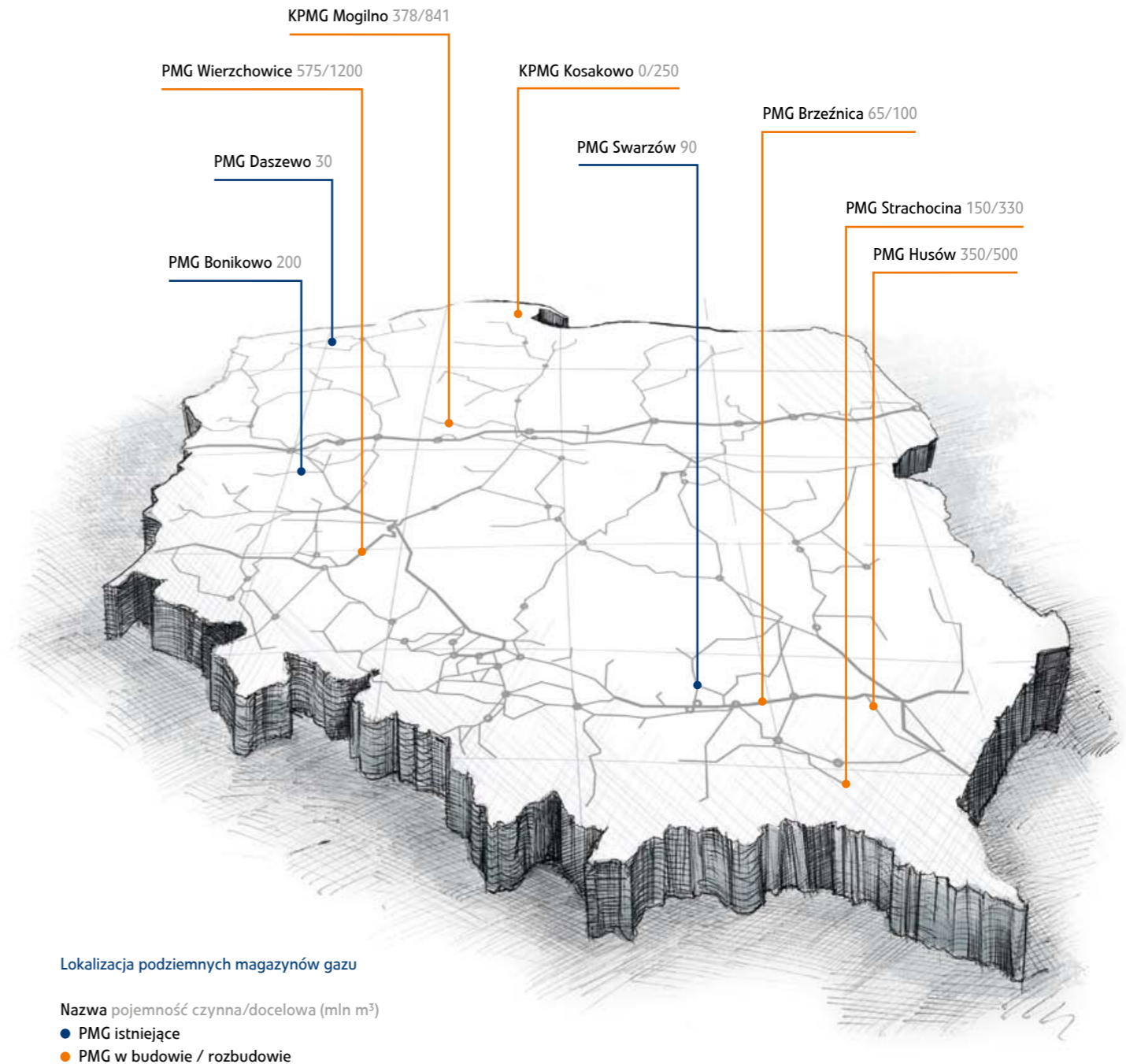
PMG Wierzchowice – magazyn gazu wysokometanowego, utworzony w częściowo wyeksploatowanym złożu gazu zaazotowanego. Jest to największy podziemny magazyn gazu w Polsce, o pojemności czynnej 575 mln m³. W 2012 roku planowane jest zakończenie rozbudowy magazynu do pojemności czynnej 1 200 mln m³. Istnieje możliwość dalszej jego rozbudowy do 3 500 mln m³ pojemności czynnej.

W trakcie budowy jest jeden magazyn: **KPMG Kosakowo** – magazyn dla gazu wysokometanowego, który powstanie w okolicy Trójmiasta. Planowana do osiągnięcia pojemność czynna to 250 mln m³. Zakończenie inwestycji budowy KPMG Kosakowo planowane jest na 2021 roku.

W 2010 roku, w ramach unijnego Programu Operacyjnego Infrastruktura i Środowisko PGNiG podpisało umowy z Instytutem Nafty i Gazu w Krakowie na dofinansowanie projektów: PMG Wierzchowice (w kwocie nie wyższej niż 503,6 mln zł) oraz KPMG Kosakowo (w kwocie nie wyższej niż 93,5 mln zł). Kwota dofinansowania projektów uzależniona jest od spełnienia szeregu warunków określonych w poszczególnych umowach.

Na mocy aneksu z dnia 29 grudnia 2011 roku do umowy dofinansowania projektu:

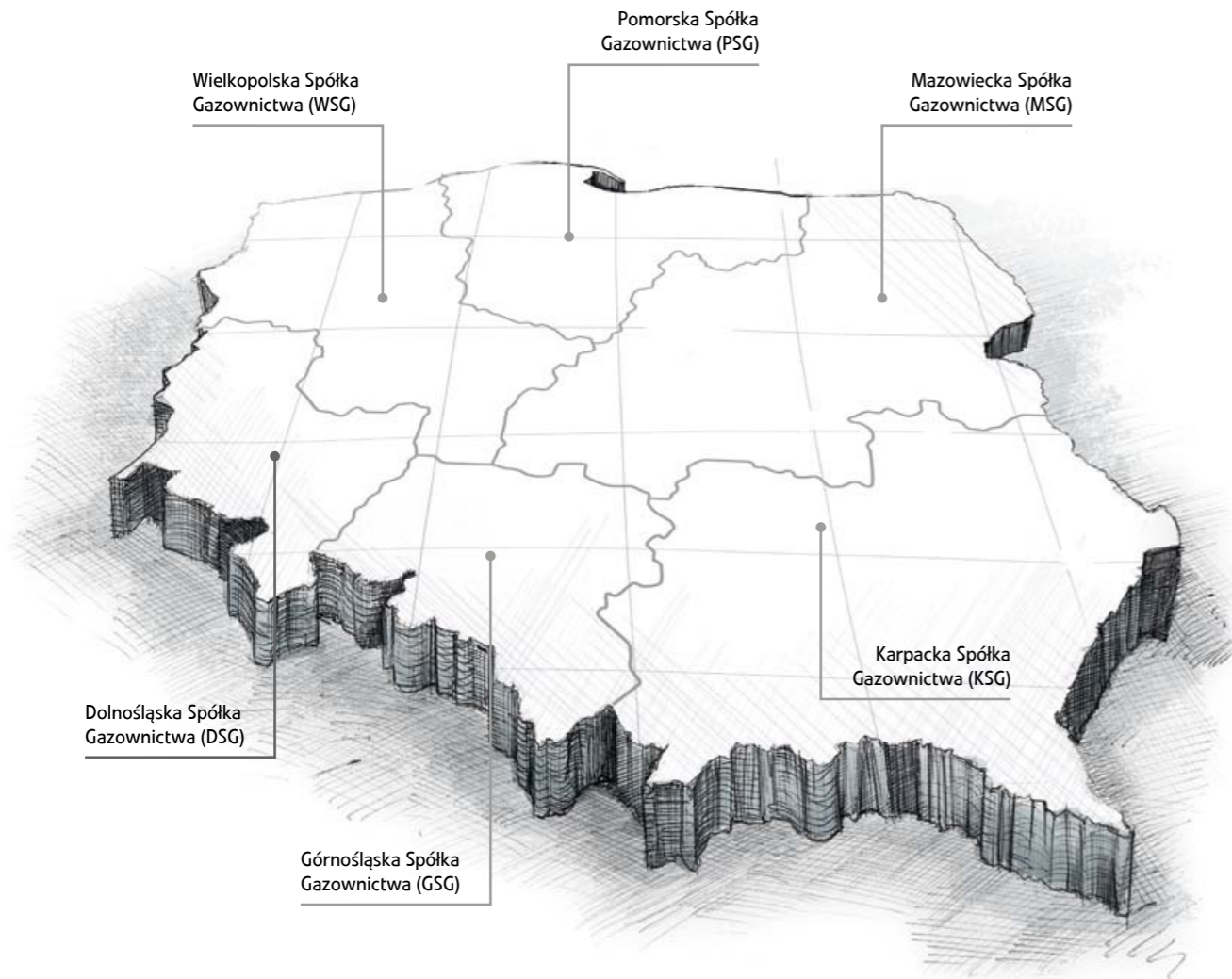
- „Podziemny Magazyn Gazu Strachocina” okres kwalifikowania wydatków został przedłużony do 30 czerwca 2012 roku,
- „Podziemny Magazyn Gazu Wierzchowice” okres kwalifikowania wydatków został przedłużony do 31 marca 2014 roku.



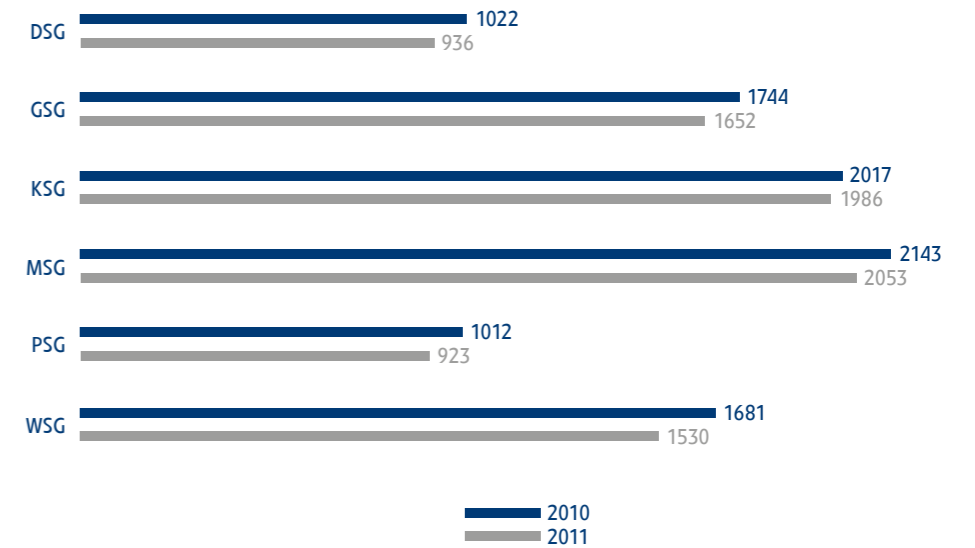
Lokalizacja podziemnych magazynów gazu

Nazwa pojemność czynna/docelowa (mln m³)
 ● PMG istniejące
 ● PMG w budowie / rozbudowie

Dystrybucja



Wolumeny dystrybuowanego gazu w Spółkach Gazownictwa w latach 2010–2011 (mln m³)



Polityka taryfowa

Od połowy 2007 roku działające w ramach Grupy PGNiG regionalne spółki gazownictwa mają status Operatorów Systemu Dystrybucyjnego.

Działalność dystrybucyjna, tak jak działalność w zakresie obrotu paliwami gazowymi, jest koncesjonowana. Oznacza to, że Spółki Gazownictwa wnioskuje do URE o zatwierdzenie stawek opłat za dystrybucję paliw gazowych. W taryfach określone są:

- stawki opłat za świadczenie usług dystrybucji paliw gazowych i stawki opłat abonamentowych;
- sposób ustalania opłat za przyłączenie do sieci wysokich ciśnień oraz stawki opłat za przyłączenie do sieci średnich i niskich ciśnień.

W taryfach dla usług dystrybucji paliwa gazowego zdefiniowany jest także sposób ustalania opłaty za przekroczenie mocy umownej, kar za nielegalny pobór paliw gazowych, niedostosowanie się do wprowadzonych ograniczeń oraz zasady przyznawania bonifikat za niedotrzymanie standardów jakościowych obsługi odbiorców.

Za pośrednictwem sześciu regionalnych spółek gazownictwa gaz ziemny dostarczany jest do klientów indywidualnych oraz małych i średnich przedsiębiorstw. W 2011 roku poprzez sieć dystrybucyjną rozprowadzono 9,1 mld m³ gazu ziemnego. Profesjonalizm i wiedza prawie 14 tysięcy osób sprawiają, że każdego dnia nasi klienci w swoim domu – dzięki dostawom gazu ziemnego – odczuwają ciepło oraz komfort.

Najważniejsze wydarzenia 2011 roku

- 15 lipca 2011 roku weszły w życie nowe taryfy Spółek Gazownictwa na usługi dystrybucyjne – wyższe średnio o 1,7 proc.;
- W 2011 roku długość sieci dystrybucyjnej wzrosła o ponad 1 tys. km.

Podstawową działalność segmentu Dystrybucja stanowi przesyłanie gazu wysokometanowego i zaazotowanego, a także niewielkich ilości gazu propan-butan i koksowniczego za pośrednictwem sieci dystrybucyjnej. Dystrybucją gazu ziemnego zajmuje się sześć Spółek Gazownictwa, które dostarczają gaz do odbiorców domowych, przemysłowych i hurtowych. Ponadto spółki są odpowiedzialne za eksploatację, remonty i rozbudowę gazociągów dystrybucyjnych oraz przyłączanie nowych klientów.

Wynik finansowy w 2011 roku

Segment Dystrybucja generuje przychody z transportu gazu ziemnego systemem sieci dystrybucyjnej. Taryfy dla spółek dystrybucyjnych są ustalane przez URE. Osiągane w ciągu roku przychody sześciu Spółek Gazownictwa charakteryzują się sezonowością. Największe wolumeny transportowane są siecią dystrybucyjną w okresie zimowym – w pierwszym i czwartym kwartale każdego roku.

Segment Dystrybucja zakończył 2011 rok wynikiem operacyjnym w wysokości 784 mln zł i był niższy od ubiegłorocznego poziomu o 707 mln zł, na co decydujący wpływ miał znaczny spadek rozwiązanych odpisów aktualizujących wartość majątku Spółek Gazownictwa. Bez uwzględnienia odpisów wynik operacyjny zmniejszył się o 48 mln zł. Pomimo wzrostu stawek i opłat za usługi sieciowe od 15 lipca 2011 roku segment Dystrybucja odnotował spadek przychodów ze sprzedaży, na co wpłynęły wyższe średnie temperatury w 2011 roku, które skutkowały niższym o 539 mln m³ wolumenem przesłanego gazu.

Dystrybucja paliwa gazowego

	DSG	GSG	KSG	MSG	PSG	WSG	Razem
Liczba odbiorców (mln)	0,75	1,3	1,4	1,5	0,75	0,92	6,62
Wolumen dystrybuowanego gazu (mln m ³)	936	1652	1986	2053	923	1530	9080
Długość sieci dystrybucyjnej bez przyłączy (tys. km)	7,81	20,96	45,0	19,21	9,9	15,92	118,8

Dystrybucja paliwa gazowego

W 2011 roku Spółki Gazownictwa przesłały poprzez system dystrybucyjny 9,1 mld m³ gazu ziemnego (w przeliczeniu na gaz wysokometanowy). Wielkość ta jest niższa w porównaniu do poziomu z ubiegłego roku o 0,5 mld m³ (5,9%), w którym to przesłano 9,6 mld m³. Na koniec 2011 roku całkowita długość sieci dystrybucyjnej bez przyłączy wynosiła 119 tys. km. Sześć Spółek Gazownictwa obsługuje łącznie ok. 6,6 mln odbiorców.

Inwestycje

W 2011 roku na inwestycje w segmencie Dystrybucja poniesiono nakłady w wysokości 1,17 mld zł. W ramach działalności inwestycyjnej Spółki Gazownictwa głównie dokonywały przyłączeń nowych klientów oraz modernizowały i rozbudowywały istniejącą sieć gazową. Ogółem w segmencie inwestycje sieciowe stanowiły ok. 84% wszystkich wydatków inwestycyjnych.

Energetyka

Jednym z priorytetów strategicznych Grupy PGNiG do roku 2015 jest ewolucja w kierunku nowoczesnego, zintegrowanego koncernu multienergetycznego, oferującego klientom gaz, energię elektryczną oraz ciepło. Strategia PGNiG zakłada osiągnięcie poziomu 1300 MWe mocy wytwórczych do roku 2015.

Akwizycja aktywów spółki Vattenfall Heat Poland (VHP), których łączna moc zainstalowana wynosi 980 MWe, wraz z realizowanym już wspólnie z Grupą Tauron projektem w Stalowej Woli (połowa z 400 MWe), pozwoli niemal w pełni zrealizować zaplanowane zamierzenia. Uzyskany dzięki akwizycji VHP dostęp do warszawskiego rynku ciepła i energii elektrycznej stwarza szansę realizacji nowych projektów polegających na stopniowym zastępowaniu starych bloków węglowych jednostkami wykorzystującymi gaz. Inwestycje w energetyce przyczynią się do zwiększenia popytu na gaz, a także doskonale wpiszą się w misję PGNiG, którą jest rozwój oraz wzrost wartości firmy w zgodzie z zasadami zrównoważonego rozwoju i poszanowaniem środowiska naturalnego.

Najważniejsze wydarzenia 2011 roku

- 11 marca 2011 – PGNiG i Tauron Polska Energia SA podpisały pakiet umów dotyczących realizacji budowy bloku gazowo-parowego w Stalowej Woli, który szczegółowo określa sposób realizacji projektu oraz prawa i obowiązki stron w ramach wypracowanego przez partnerów modelu biznesowego;
- 23 sierpnia 2011 roku – PGNiG (poprzez spółkę zależną) podpisało ze spółką Vattenfall AB przedwstępny umowę sprzedaży akcji, której przedmiotem jest nabycie 99,8% akcji spółki Vattenfall Heat Poland SA;
- 7 grudnia 2011 roku – doręczono zgodę UOKiK na przejęcie przez PGNiG spółki Vattenfall Heat Poland SA;
- IV kwartał 2011 roku – rozpoczęto ostatnią fazę wyboru Głównego Wykonawcy bloku gazowo-parowego w EC Stalowa Wola SA.



węglowej pozwoli na uzyskanie energy-mix, pozwalającego plasować energię elektryczną na rynku w bardziej konkurencyjnych cenach.

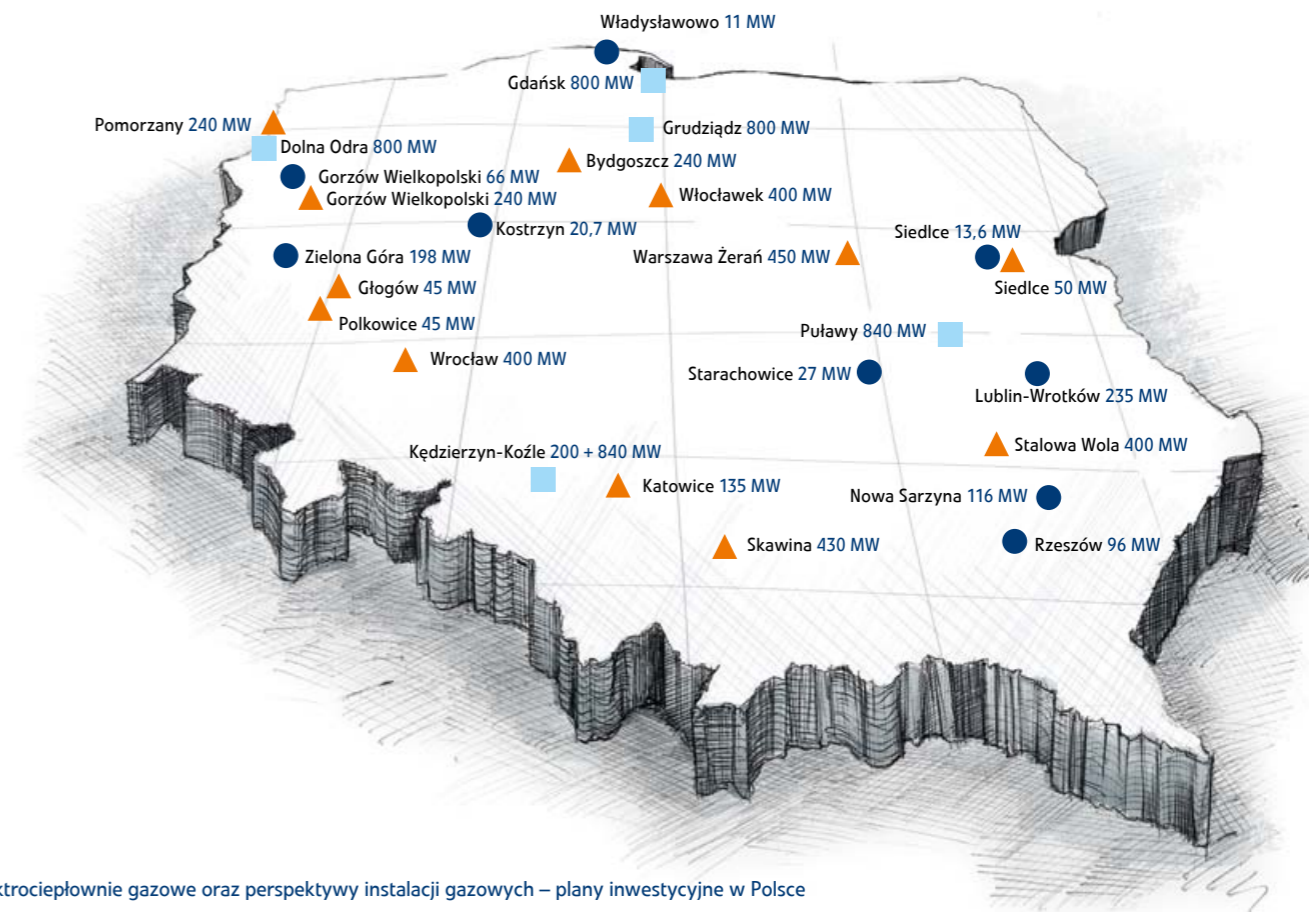
Działalność VHP koncentruje się na terenie Warszawy, a więc w obszarze kluczowym i komplementarnym dla działalności PGNiG.

Akwizycja VHP stwarza dla PGNiG szerokie potencjalne możliwości optymalizacji działalności obydwo przedsiębiorstw co najmniej w następujących obszarach:

- optymalizacji procesowej Grupy PGNiG,
- wykorzystania wykwalifikowanej kadry inżynierskiej do prowadzenia innych projektów energetycznych realizowanych przez PGNiG,
- przejęcie VHP istotnie wzmocniło pozycję i wizerunek PGNiG, jako poważnego gracza na rynku multienergetycznym w Polsce oraz pozwoliło na uzyskanie pozycji znaczącego gracza na rynku wytwarzania energii.

W dniu 7 grudnia 2011 roku została doręczona decyzja Urzędu Ochrony Konkurencji i Konsumentów dotycząca zgody na dokonanie koncentracji polegającej na nabyciu przez spółkę celową PGNiG SPV1 Sp. z o.o. 24 591 544 akcji spółki Vattenfall Heat Poland SA z siedzibą w Warszawie, które stanowią ponad 99,8% w kapitale zakładowym i uprawniają do ponad 99,8% głosów w ogólnej liczbie głosów na walnym zgromadzeniu VHP.

W styczniu 2012 roku nastąpiło zamknięcie transakcji nabycia 99,8% akcji spółki Vattenfall Heat Poland SA, a firma spółki została zmieniona na PGNiG Termika SA.



Elektrociepłownie gazowe oraz perspektywy instalacji gazowych – plany inwestycyjne w Polsce

Łączna moc obecnie 917 MW

Planowana łączna moc –6,000–8,000 MW

- Istniejące elektrociepłownie gazowe (wybrane powyżej 10 MW)
- ▲ Planowane elektrownie i elektrociepłownie gazowe (wybrane powyżej 10 MW)
- Potencjalne elektrownie i elektrociepłownie gazowe (wybrane powyżej 80 MW)

Blok gazowo-parowy w Stalowej Woli

W marcu 2011 roku PGNiG oraz Tauron Polska Energia SA przystąpiły do realizacji budowy największej w Polsce elektrociepłowni opalanej gazem. Inwestycja, której wartość szacuje się na około 1,9 mld zł, zostanie zakończona pod koniec 2014 roku. Dzięki budowie bloku gazowo-parowego w Stalowej Woli PGNiG pozyska nowego, dużego odbiorcę gazu oraz rozwinie działalność w sektorze elektroenergetycznym. Inwestycja zakłada budowę bloku gazowo-parowego wytwarzającego 400 MW energii elektrycznej w wysokosprawnej kogeneracji oraz 240 MW ciepła w postaci wody na potrzeby komunalne i pary technologicznej dla pobliskich zakładów przemysłowych. Zgodnie z podpisaną umową sprzedaży energii elektrycznej oraz umową na dostawę paliwa gazowego Partnerzy projektu będą odbierać energię elektryczną w ilości proporcjonalnej

do udziałów posiadanych w Elektrociepłowni Stalowa Wola SA (strony mają po połowie w kapitale tej spółki). Roczne dostawy gazu do bloku w Stalowej Woli wyniosą około 540 mln m³. Ze względu na limity emisji gazów cieplarnianych oraz obowiązek zakupu uprawnień emisyjnych CO₂, wprowadzonych przez unijną politykę energetyczno-klimatyczną, budowa elektrowni gazowych okazuje się być nie tylko przyjazna środowisku, ale również bardziej opłacalna finansowo od tradycyjnych inwestycji opartych na innych surowcach.

W dniu 23 marca 2011 została podpisana umowa z ILF Consulting Engineers Polska Sp. z o.o. na świadczenie usługi Inżyniera Kontraktu dla EC Stalowa Wola SA, zaś w dniu 25 lipca 2011 roku Starosta Stalowowski wydał pozwolenie na budowę bloku gazowo-parowego w Stalowej Woli.

Równolegle od drugiej połowy 2009 roku trwały rozmowy z bankami EBOiR oraz EBI mające na celu pozyskanie finansowania zewnętrznego na realizację projektu. Ustalono, że udział finansowania zewnętrznego wyniesie 75% łącznych nakładów inwestycyjnych.

W IV kwartale 2011 działania Spółki ECSW koncentrowały się głównie na prowadzeniu postępowania mającego na celu wybór Generalnego Wykonawcy budowy bloku gazowo-parowego o mocy 400 MWe z członem ciepłowniczym w Elektrociepłowni Stalowa Wola SA. Podpisanie umowy z wykonawcą bloku gazowo-parowego pozwoli zakończyć również proces pozyskania finansowania dla projektu.

Grupa PGNiG przywiązuje dużą wagę do właściwego wypełniania zasad ładu korporacyjnego. W sposób uczciwy, równy i rzetelny traktujemy wszystkich akcjonariuszy, dokładając wszelkich starań, by zbudować jak najlepsze relacje pomiędzy inwestorami a organami spółki.

Ład korporacyjny

Zarząd

Zarząd jest organem wykonawczym kierującym działalnością PGNiG i reprezentującym spółkę we wszystkich czynnościach sądowych i pozasądowych. W Zarządzie PGNiG zasiada od dwóch do siedmiu osób, przy czym liczbę członków określa Rada Nadzorcza. Członkowie Zarządu są powoływani na wspólną kadencję, która trwa trzy lata. Do kompetencji tego organu należą wszelkie sprawy związane z prowadzeniem działalności PGNiG, które nie zostały zastrzeżone przepisami prawa lub postanowieniami Statutu. Zarząd działa na podstawie przepisów prawa, ze szczególnym uwzględnieniem przepisów kodeksu spółek handlowych oraz postanowień Statutu i Regulaminu Zarządu.

Komitet Audytu

Komitet Audytu działa w ramach Rady Nadzorczej jako stały organ od 27 listopada 2008 roku. Składa się z co najmniej trzech członków Rady, w tym przynajmniej jednego członka niezależnego od spółki i podmiotów pozostających w istotnym powiązaniu z PGNiG, powoływanego przez Walne Zgromadzenie zgodnie ze Statutem PGNiG. Osoba ta musi być kompetentna w dziedzinie rachunkowości i finansów. Członkowie Komitetu Audytu są powoływani przez Radę Nadzorczą.

Walne Zgromadzenie

Walne Zgromadzenie jest najwyższym organem PGNiG, realizującym uprawnienia akcjonariuszy. Poprzez Walne Zgromadzenie akcjonariusze wypełniają swoje prawa korporacyjne, między innymi rozpatrując i zatwierdzając sprawozdania Zarządu, podejmując decyzje dotyczące wielkości, sposobu oraz terminu wypłaty dywidendy z zysku. Gremium to udziela członkom innych organów PGNiG absolutorium z wykonania obowiązków, powołuje członków Rady Nadzorczej, a także podejmuje decyzje dotyczące majątku spółki.

Rada Nadzorcza

Rada Nadzorcza sprawuje stały nadzór nad funkcjonowaniem PGNiG we wszystkich dziedzinach jego działalności, zgodnie z zasadami określonymi w Regulaminie Rady Nadzorczej. W skład Rady Nadzorczej wchodzi od pięciu do dziewięciu członków, w tym jeden niezależny, powoływanych na trzyletnią, wspólną kadencję przez Walne Zgromadzenie PGNiG. Skarb Państwa jest uprawniony do powoływania i odwoływania jednego członka Rady Nadzorczej tak długo, jak pozostaje akcjonariuszem PGNiG. Dodatkowo w Radzie Nadzorczej liczącej do sześciu członków dwóch z nich – a gdy Rada liczy od siedmiu do dziewięciu członków, trzech z nich – jest powoływanych przez pracowników PGNiG.

Dobre praktyki

Zarząd PGNiG przykłada dużą wagę do przestrzegania wymogów ładu korporacyjnego. Od swojego debiutu giełdowego w 2005 roku Spółka stosuje się do zaleceń Giełdy Papierów Wartościowych w Warszawie zawartych w dokumencie „Dobre praktyki spółek notowanych na GPW”. Raporty dotyczące przestrzegania zasad ładu korporacyjnego przez PGNiG są publikowane na stronie internetowej pod adresem www.pgnig.pl w sekcji ładu korporacyjnego.

Kultura dialogu

PGNiG charakteryzuje szeroki dialog z otoczeniem rynkowym. Spółka wypełnia swoje obowiązki informacyjne wobec akcjonariuszy i innych interesariuszy rynku kapitałowego, publikując raporty dotyczące bieżącej działalności, raporty finansowe, a także organizując konferencje prasowe na temat głównych przedsięwzięć Spółki oraz jej celów strategicznych. Regulaminy Walnego Zgromadzenia, Rady Nadzorczej, Zarządu oraz Komitetu Audytu, a także Statut PGNiG są dostępne na stronie internetowej pod adresem www.pgnig.pl w sekcji ładu korporacyjnego.

Szansa dla Polski

Największe w Europie zasoby gazu z łupków przy rosnącym zapotrzebowaniu na to paliwo w całej Europie – to potencjał, który stwarza niepowtarzalną szansę przed polską gospodarką na długie lata. Zyskać może nie tylko sektor energetyczny, ale my wszyscy.

W prognozach ekonomicznych związanych z eksploatacją złóż gazu z łupków porównuje się Polskę do Teksasu lub części do Norwegii, która swoją obecną pozycję ekonomiczną zawdzięcza inwestycjom w surowce energetyczne, przeprowadzonym po II Wojnie Światowej. Te porównania, nawet jeśli czasem przesadzone, mają swoje uzasadnienie. Polska ma szansę, by zostać ważnym graczem na europejskim rynku paliw ze źródeł niekonwencjonalnych. Najważniejsza z potencjalnych korzyści, o znaczeniu strategicznym, to zwiększenie bezpieczeństwa energetycznego Polski. Obecnie dwie trzecie sprzedawanego w naszym kraju gazu pochodzi z importu.

Wykorzystanie zasobów gazu z łupków pozwoliłoby stopniowo uniezależnić się od zewnętrznych dostawców. Zapotrzebowanie krajowego rynku byłoby w coraz większym stopniu zaspokajane przez własną produkcję, co oznacza nie tylko większy margines bezpieczeństwa, ale też niższe ceny gazu. Jeśli sprawdzą się szacunki o wielkości rodzimych złóż, moglibyśmy z czasem z importera stać się eksporterem gazu ze źródeł niekonwencjonalnych, zwłaszcza w kierunku chłonnych rynków europejskich.

Zapewniłoby to międzynarodową ekspansję i rozwój polskich firm paliwowo-energetycznych. Byłby to impuls dla gospodarki, zysk dla budżetu państwa i nowe miejsca pracy. Choć znajdujemy się dopiero na początku drogi, już dziś można zaobserwować pozytywne zjawiska. „Gaz z łupków już zaczął dawać pracę i świetnie za nią płaci”, „Firmy poszukujące gazu płacą fachowcom fortunę, inwestują w sprzęt i zatrudniają na potęgę” – zauważa Dziennik Gazeta Prawna (25 października 2011 roku). Rynek będzie potrzebował fachowców, kadry inżynierskiej, menadżerskiej i naukowej. PGNiG dąży do jak największego wykorzystania rodzimego potencjału naukowo-badawczego, dlatego w maju 2011 roku wspólnie z Akademią Górniczo-Hutniczą, Politechniką Warszawską oraz Instytutem Nafty i Gazu utworzyło konsorcjum naukowo-przemysłowe pod nazwą Polska Platforma Prac Rozwojowych dla Gazu Niekonwencjonalnego. Jego priorytetowym celem jest opracowanie technik, technologii oraz metodyki poszukiwania i eksploatacji gazu ziemnego ze źródeł niekonwencjonalnych.

Wydobycie gazu z łupków wiąże się także z rozwojem infrastruktury transportowej i przesyłowej. Jej powstawanie i konieczność obsługi wygenerują kolejne miejsca pracy. Co ważne, na zyski mogą też liczyć gminy, na których terenie odbywać się będą prace wydobywcze. Do ich budżetów trafią środki z podatków i opłat eksploatacyjnych. Gminne kasy bez wątpienia pozytywnie odczują obecność firm poszukujących gazu.

Produkcja gazu z łupków może zmienić proporcje na energetycznym rynku, w którym zwiększy się udział gazu ziemnego. Można założyć, że – podobnie jak w USA – wpłynie to na inne gałęzie przemysłu, spoza branży paliwowo-energetycznej. Dostęp do taniego gazu może spowodować, że inne zakłady będą przestawiać się na ten rodzaj paliwa, obniżając swoje koszty produkcji. Warto przy tym pamiętać, że gaz ziemny jest najbardziej ekologicznym paliwem. Im więcej będziemy go używać, tym mniej będziemy emitować do atmosfery CO₂. Fakt ten jest znaczący przede wszystkim dla ochrony środowiska, ale ma także realny aspekt ekonomiczny. Państwa należące do Unii Europejskiej obowiązują limity emisji CO₂. Ich przekroczenie wiąże się z karami finansowymi.



Ryzyka

Otoczenie regulacyjne

W 2012 roku należy oczekiwać kolejnych zmian w przepisach prawnych regulujących działalność sektora gazowego.

Przed wszystkim planowane jest przyjęcie ustawy Prawo gazowe, która ma zastąpić ustawę Prawo energetyczne oraz Ustawę o zapasach ropy naftowej, produktów naftowych i gazu ziemnego oraz zasadach postępowania w sytuacjach zagrożenia bezpieczeństwa paliwowego państwa i zakłóceń na rynku naftowym w zakresie regulacji sektora gazowego.

Zmiany prawa oraz opóźnienia w nowelizacji aktów prawnych stwarzają ryzyko, wynikające przede wszystkim z niepewności co do zakresu zmian uregulowań prawnych oraz krótszego terminu na dostosowanie się do tych przepisów. Może to negatywnie wpłynąć na wyniki finansowe Grupy PGNiG oraz perspektywy jej rozwoju.

Nowelizacja Ustawy o zapasach ropy naftowej, produktów naftowych i gazu ziemnego oraz zasadach postępowania w sytuacjach zagrożenia bezpieczeństwa paliwowego państwa i zakłóceń na rynku naftowym zawęziła krąg podmiotów, zobowiązanych do utrzymywania zapasów obowiązkowych do przedsiębiorstw energetycznych importujących gaz ziemny w celu dalszej jego odsprzedaży odbiorcom. Ponadto wprowadziła możliwość zwolnienia z obowiązku magazynowania (po spełnieniu warunków określonych w ustawie) oraz możliwości utrzymywania zapasów obowiązkowych na terytorium innego państwa członkowskiego EFTA. Powyższe zmiany mogą spowodować obniżenie kosztów prowadzenia działalności podmiotów konkurujących z PGNiG, a zatem negatywnie wpłynąć na pozycję konkurencyjną Spółki.

W sierpniu 2011 roku weszła w życie Ustawa o efektywności energetycznej, która stanowi wypełnienie postanowień „Dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 5 kwietnia 2006 roku w sprawie efektywności końcowego wykorzystania energii i usług energetycznych 2006/32/WE”. Ustawa określa krajowy cel w zakresie oszczędnego gospodarowania energią, zgodnie z którym do 2016 roku oszczędności energii finalnej powinny być nie mniejsze niż 9% krajowego zużycia tej energii w ciągu roku. Wejście w życie w/w ustawy rodzi konieczność zakupu przez PGNiG, jako przedsiębiorstwa obrotu, świadectw efektywności energetycznej lub uiszczenia tzw. opłaty zastępczej. W konsekwencji spowoduje to wzrost kosztów prowadzenia działalności regulowanej, a zatem cen dla odbiorców gazu.



Odkrycie i szacowanie zasobów

Działalność poszukiwawcza obarczona jest przede wszystkim ryzykiem braku odkrycia złoża, tzw. ryzykiem poszukiwawczym. Oznacza to, iż nie w każdym zidentyfikowanym potencjalnym obiekcie złożowym istnieje nagromadzenie węglowodorów spełniające kryteria definicji złoża. Istnienie nagromadzenia węglowodorów uzależnione jest od szeregu warunków geologicznych. Ponadto ilość i jakość nagromadzonych węglowodorów mogą być inne od szacowanych. W sytuacji, gdy wyniki zakończonej sukcesem działalności poszukiwawczej w postaci udokumentowanych nowych zasobów nie zrównoważą wydobycia z obecnych złóż, udokumentowane zasoby wydobywalne w złożach PGNiG będą zmniejszały się wraz z ich postępującą eksploatacją.

Ryzykiem związanym z poszukiwaniem niekonwencjonalnych złóż gazu w Polsce jest brak potwierdzonych zasobów gazu łupkowego (shale gas) oraz gazu zaciśniętego (tight gas). W przypadku potwierdzenia występowania zasobów geologicznych istnieje ryzyko, że eksploatacja będzie nieopłacalna z powodu niewystarczającego poziomu wydobycia gazu oraz wysokich nakładów inwestycyjnych na wiercenia otworów i budowę kopalń. Ponadto istotnym czynnikiem jest utrudniony dostęp do obszarów występowania niekonwencjonalnych złóż gazu, ze względu na ścisłe przepisy prawa w zakresie ochrony środowiska oraz możliwości uzyskania zgód właścicieli gruntów na wejście w teren.

Kalkulacja taryf

Zatwierdzony przez Prezesa URE poziom cen decyduje o możliwości pokrycia kosztów podstawowej działalności PGNiG. Prezes URE, ustalając taryfy na dany okres, bierze pod uwagę inne, niezależne od PGNiG, czynniki zewnętrzne. W dążeniu do ochrony słabszych odbiorców, przy weryfikacji kosztów prowadzonej działalności nie uznaje ich części za uzasadnione. Jednocześnie Prezes URE nie zawsze akceptuje przyjmowane przez PGNiG założenia w zakresie głównych czynników kształtujących zmianę kosztów i zakładanego poziomu zysku uwzględniającego ryzyko prowadzonej działalności. W konsekwencji wnioskowane przez PGNiG poziomy cen i stawek opłat określanych w taryfie często spotykają się z brakiem akceptacji ze strony URE. Zaniżanie cen i stawek opłat taryfowych przekłada się na obniżenie rentowności PGNiG.

Ceny zakupu gazu z importu

Ceny gazu z importu są ustalane w dolarach i w euro oraz kształtowane w oparciu o ceny produktów ropopochodnych. Zmiany kursów walutowych oraz cen produktów ropopochodnych znacząco wpływają na wysokość kosztów pozyskania gazu z importu. Dokładna prognoza zmian ceny gazu ziemnego jest obarczona wysokim ryzykiem błędów. Istnieje zagrożenie, że pomimo ustalonych w prawie reguł określających możliwości korekty cen zatwierdzonych na okres obowiązywania taryfy, wzrost cen zakupu gazu z importu może nie być w pełni przeniesiony na cenę sprzedaży gazu dla odbiorców lub zmiany te będą następować z pewnym opóźnieniem.

Konkurencja w obszarze poszukiwania złóż

Zarówno w kraju, jak i za granicą istnieje ryzyko wystąpienia konkurencji ze strony innych firm w zakresie nabywania koncesji na poszukiwanie i rozpoznawanie złóż. Niektórzy konkurenci Grupy PGNiG, zwłaszcza działający globalnie, posiadają silną pozycję rynkową oraz większe niż Grupa PGNiG zasoby finansowe. W rezultacie istnieje prawdopodobieństwo, że firmy te przystąpią do śprzetargów i będą w stanie nabyć koncesje o dobrych perspektywach poszukiwawczych.

Opóźnienie prac w obszarze Poszukiwanie i Wydobywanie

Uzyskanie koncesji na poszukiwanie i rozpoznawanie złóż ropy naftowej i gazu ziemnego, przy uwzględnieniu aktualnych przepisów prawa krajowego, trwa od jednego do półtora roku. W działalności zagranicznej okres oczekiwania na ratyfikowanie kontraktu po wygraniu przetargu na koncesje może trwać nawet dwa lata. Ponadto przed rozpoczęciem prac terenowych spółka jest zobowiązana m.in. do uzyskania podstaw formalno-prawnych na wejście w teren, spełnienia wymogów w dziedzinie ochrony środowiska i niekiedy ochrony stanowisk archeologicznych oraz przeprowadzenia przetargów na wykonawcę prac, co powoduje, że do momentu podpisania umowy z wykonawcą upływa kilka kolejnych miesięcy. Nierzadkie są również przypadki długiego oczekiwania na odprawy celne importowanego sprzętu. Powyższe czynniki stwarzają ryzyko opóźnień prac poszukiwawczych.

Koszty prac poszukiwawczych

Na kapitałochłonność prac poszukiwawczych mają wpływ ceny nośników energii oraz materiałów. Koszty prac poszukiwawczych są szczególnie wrażliwe na poziom cen stali, które przekładają się na ceny rur okładzinowych i wydobywawczych, stosowanych w pracach wiertniczych. Wzrost cen energii i materiałów powoduje wzrost kosztów prac poszukiwawczych. Istotny wpływ na rentowność zagranicznych projektów poszukiwawczych mają ceny produktów ropopochodnych oraz wahań kursów walutowych. W 2011 roku PGNiG wprowadziła system Daily Rate przy wyborze wykonawców prac wiertniczych. System powinien zapewnić obniżenie kosztów tych prac.

Sytuacja polityczno-gospodarcza

W państwach, w których Grupa PGNiG prowadzi działalność poszukiwawczą, istnieje ryzyko konfliktów zbrojnych, destabilizacji społecznej i politycznej, których efektem może być ograniczenie, zawieszenie lub zaprzestanie działalności poszukiwawczo-wydobywczej. W niektórych krajach działalność firm poszukiwawczych utrudnia brak odpowiedniej infrastruktury, co stwarza potencjalne problemy z dostarczaniem sprzętu, ludzi i materiałów w rejon działalności poszukiwawczej. Mogą również wystąpić problemy z transportem zaopatrzenia oraz trudności z zapewnieniem odpowiednich standardów opieki medycznej. Występowanie powyższych czynników ryzyka może wpłynąć na ograniczenie lub zawieszenie działalności poszukiwawczej.

Konkurencja w obszarze sprzedaży gazu ziemnego

PGNiG jest największym dostawcą gazu ziemnego na krajowym rynku. Udział PGNiG w rynku gazu szacowany jest na około 98%, pozostałe 2% posiadają dostawcy spoza Grupy PGNiG, którzy w znaczącym stopniu dokonują zakupu gazu od PGNiG. Jednakże w latach 2012–2013 należy spodziewać się istotnych zmian na rynku gazu ziemnego oraz w otoczeniu prawnym. Od 1 stycznia 2013 roku planowane jest uwolnienie cen gazu dla odbiorców instytucjonalnych, a w dalszej kolejności (po upływie 2–3 lat) cen gazu dla odbiorców w gospodarstwach domowych. Ponadto w 2012 roku planowane jest przyjęcie ustawy Prawo gazowe oraz nowej ustawy Prawo energetyczne. W konsekwencji wprowadzenia powyższych zmian udział Spółki w wolumenie sprzedawanego gazu ziemnego może znacznie się zmniejszyć na rzecz dotychczas działających, jak również nowych podmiotów zajmujących się obrotem gazem. Z drugiej strony uwolnienie cen gazu spowoduje, że ich poziom będzie kształtowany głównie przez rynek.

Zwiększenie wielkości zapasu obowiązkowego

Od dnia 1 października 2012 roku ustawa o zapasach wprowadza obowiązek zwiększenia wielkości zapasu obowiązkowego z 20 dni do 30 dni średniorocznego importu. W związku z powyższym istnieje ryzyko braku możliwości realizacji zobowiązań handlowych wynikających z zawartych umów sprzedaży gazu, ze względu na znaczne pojemności magazynowe, które trzeba będzie przeznaczyć na utworzenie i utrzymanie zwiększonego zapasu obowiązkowego.

Konkurencja w obszarze dystrybucji

Liberalizacja rynku gazu powoduje, że Spółki Gazownictwa wchodzące w skład Grupy PGNiG narażone są na zwiększenie aktywności firm konkurencyjnych. Firmy zajmujące się dystrybucją gazu ziemnego systematycznie rozbudowują swoje sieci gazowe i pozyskują nowych odbiorców. Ponadto pojawiły się firmy, które oferują dostawy gazu ziemnego przy wykorzystaniu skroplonego gazu LNG. Bariery wejścia na ten rynek są zdecydowanie niższe, gdyż inwestycja taka wymaga o wiele niższych nakładów oraz nie wymaga podłączenia do systemu gazowego i zapewnienia niezbędnych rezerw przepustowości sieci przesyłowej i dystrybucyjnej. Na pozycję konkurencyjną Spółek Gazownictwa wpływa również polityka taryfowa Urzędu Regulacji Energetyki, uniemożliwiająca spółkom prowadzenie elastycznej polityki cenowej dla ważnych odbiorców. Brak elastyczności cenowej powoduje, że oferta firm konkurencyjnych może stanowić atrakcyjną alternatywę dla odbiorców usługi dystrybucyjnej.

Projekty energetyczne

Na zaangażowanie w projekty energetyczne istotny wpływ będą wywierać ceny uprawnień do emisji CO₂, których spadek może powodować niską opłacalność wytwarzania energii elektrycznej z gazowych układów kogeneracyjnych. Wzrost cen ropy naftowej na rynkach światowych, skutkujący wzrostem cen gazu ziemnego, będzie przyczyniać się do obniżenia konkurencyjności paliwa gazowego w stosunku do węgla energetycznego. Ponadto czynnikiem niepewności wpływającym na rentowność projektów energetycznych jest brak jasnego stanowiska organów administracji państwowej w sprawie podtrzymania systemu wsparcia dla kogeneracji gazowej w postaci „żółtych certyfikatów” po 2012 roku.

Pracownicy

Pracownicy są najcenniejszym zasobem Grupy PGNiG – dzięki ich doświadczeniu pozostajemy liderem na rynku, zaś ich zaangażowanie umożliwia ciągły rozwój i podnoszenie jakości świadczonych usług oraz zdobywanie kompetencji w nowych obszarach działalności.

Kluczową rolę w procesie rozwoju zasobów ludzkich odgrywa system zarządzania szkoleniami. Osoby zatrudnione w Grupie PGNiG mają możliwość podwyższenia swoich kwalifikacji zawodowych przez udział w szkoleniach, studiach podyplomowych, branżowych konferencjach, seminariach lub sympozjach, a także odbywając praktyki zawodowe i korzystając z nowej wdrożonej formy samokształcenia, jaką jest e-learning.

W zależności od zakresu obowiązków na zajmowanym stanowisku pracownicy mogą brać udział w szkoleniach dotyczących wszelkich aspektów szeroko rozumianego nowoczesnego funkcjonowania przedsiębiorstwa, np.: zarządzania projektami, ryzyka, analizy otoczenia prawnego, zagadnień związanych z obsługą klienta. Ważnym elementem procesu kształcenia jest udział pracowników w szkoleniach dotyczących tzw. miękkich aspektów funkcjonowania w organizacji i zarządzania, takich jak np. komunikacja, współpraca w grupie, zarządzanie zespołem, zarządzanie zadaniami. Część realizowanych szkoleń współfinansowana jest ze środków Europejskiego Funduszu Społecznego, np. w ramach projektu szkoleniowego „Rozwój Kapitału Ludzkiego w PGNiG SA”. W szkoleniach prowadzonych w ramach projektu zakończonych w listopadzie 2011 wzięło udział 672 pracowników. Łączna kwota uzyskanego dofinansowania wyniosła 2,5 mln zł.

Rozbudowana oferta szkoleniowa daje pracownikom Grupy PGNiG szansę na rozwój oraz podniesienie kwalifikacji zawodowych, a firmie przynosi wymierne korzyści w postaci zwiększonej efektywności pracy. Rozwój zasobów ludzkich przekłada się na wzrost wartości Grupy PGNiG, pozytywnie ocenianej przede wszystkim przez inwestorów oraz klientów, a także będącej pożądanym pracodawcą wśród przyszłych pracowników.

Ocena pracy

Z początkiem roku 2011 w PGNiG uruchomiony został System Oceny Pracy obejmujący wszystkich pracowników Spółki bez względu na zajmowane stanowisko i charakter pracy. System ten został stworzony w ramach inicjatywy „Wdrożenie nowego modelu zarządzania GK PGNiG” z „Programu budowy wartości Grupy Kapitałowej PGNiG na lata 2009–2015”. W ramach systemu, ocena pracy każdego pracownika Spółki odbywa się dwa razy do roku, na podstawie jednakowych kryteriów i jednolitych we wszystkich Oddziałach zasad. Takie działanie pozwala każdemu pracownikowi poznać jasno zdefiniowane oczekiwania przełożonych w stosunku do wykonywanej na ich stanowisku pracy oraz uzyskać informację zwrotną na temat jakości wykonywania powierzonych mu obowiązków. Umożliwia każdemu pracownikowi dyskusję o potrzebach i wyzwaniach na jego stanowisku pracy, a także jest dla pracownika źródłem informacji zarówno na temat osiągnięć, jak też kwestii dotyczących własnego rozwoju. Jasność i przejrzystość kryteriów, prostota i powszechność systemu oraz cykliczność realizowanego procesu oceny to najważniejsze przymioty charakteryzujące wdrożony w PGNiG system.

Wdrożony w PGNiG System Oceny Pracy współdziała z realizowanym programem zarządzania przez cele (MBO) dla kadry menadżerskiej. Stwarzając podstawy do oceny i wynagradzania kadry kierowniczej za realizację przyjętych w strategii celów, system wzmacnia poczucie odpowiedzialności pracowników za wyniki Grupy PGNiG.

Grupa PGNiG jest jednym z największych pracodawców w Polsce. Zatrudnia zarówno osoby z ogromnym doświadczeniem i wysokimi kwalifikacjami, jak również jest pierwszym miejscem pracy dla wielu młodych ludzi. Tworzony w ten sposób kapitał jest dla nas najcenniejszym zasobem, bo to dzięki zaangażowaniu pracowników możemy świadczyć naszym Klientom usługi najwyższej jakości, osiągając sukcesy na arenie międzynarodowej oraz realizować szeroki program inwestycyjny.

W 2011 roku w Grupie PGNiG zatrudnione były 32 783 osoby. Oznacza to wzrost w stosunku do roku ubiegłego o 365 osób, kiedy to w Grupie PGNiG pracowało 32 418 osób.

Rozwój

Inwestycje w zasoby ludzkie sprzyjają realizacji planów przedsiębiorstwa, pozwalają także urzeczywistnić indywidualne aspiracje poszczególnych pracowników. Ze względu na szerokie spektrum działalności spółek zależnych, podmioty Grupy PGNiG mają dużą swobodę w ustalaniu zakresu i rodzaju szkoleń pracowniczych.

Zatrudnienie na koniec 2011 roku według segmentów (w osobach)

	2011	2010	2009
Centrala PGNiG	838	840	833
Poszukiwanie i wydobywanie	12 054	11 592	10 800
Obrót i magazynowanie	3 841	3 809	3 836
Dystrybucja	13 865	13 881	13 851
Pozostała działalność	2 185	2 296	2 073
Razem	32 783	32 418	31 393

Bezpieczeństwo pracy

Bezpieczeństwo pracy ma szczególne znaczenie zwłaszcza w przypadku podmiotów prowadzących działalność za granicą, które przystępując do przetargów, muszą wykazać się sprawnym funkcjonowaniem systemów BHP oraz HSE (Health Safety & Environmet), spełniających najwyższe, światowe wymagania. Umożliwia to świadczenie usług na rzecz międzynarodowych liderów branży, takich jak choćby Shell czy Statoil, oczekujących od swoich partnerów najwyższego poziomu bezpieczeństwa. Podstawowe działania w zakresie BHP koncentrują się przede wszystkim na zapewnieniu pracownikom odpowiedniej odzieży ochronnej, modernizacji maszyn i urządzeń technologicznych czy na modernizacji i remontach pomieszczeń. Od lat wybrani pracownicy są również członkami formalnych komisji ds. bezpieczeństwa i higieny pracy, mając możliwość aktywnego uczestniczenia w kontrolach BHP oraz zgłaszania swoich propozycji w tym zakresie. Wiele nowych inicjatyw powstaje w wyniku sugestii samych pracowników. Pracownicy wszystkich szczebli Grupy PGNiG są systematycznie szkoleni z zagadnień BHP w miejscu pracy.

Największy pracodawca

Grupa PGNiG z najwyższą starannością wypełnia wszystkie powinności wobec pracowników, a także członków ich rodzin. Głównie dotyczą one działalności socjalno-bytowej i obejmują:

- organizację oraz dofinansowanie wypoczynku krajowego i zagranicznego dla pracowników i dzieci pracowników,
- pomoc finansową i rzeczową dla rodzin znajdujących się w najtrudniejszej sytuacji materialnej i zdrowotnej,
- dofinansowanie niepublicznej opieki medycznej dla pracowników i ich rodzin,
- zwrotną pomoc finansową na cele mieszkaniowe,
- organizację oraz dofinansowanie różnych form aktywnego wypoczynku (sport, rekreacja i kultura).

Staże i praktyki

PGNiG jest organizatorem programu staży, z którego mogą skorzystać wszyscy zainteresowani, biorąc udział w corocznym konkursie „Graszo staż” – najbardziej popularnym i prestiżowym programie stażowym, skierowanym do polskich studentów i absolwentów. Oferowane w ramach konkursu płatne staże w PGNiG są atrakcyjnym sposobem na zdobycie doświadczenia zawodowego, zapoznanie się ze specyfiką pracy w branży, a także zdobycie nowych umiejętności. Niektórzy ze stażystów zostają pracownikami Grupy PGNiG. Dodatkowo spółki należące do Grupy PGNiG umożliwiają odbycie praktyk zawodowych studentom Akademii Górniczo-Hutniczej w Krakowie oraz Politechniki Warszawskiej Wydziału Inżynierii Gazownictwa, a także okresowe praktyki dla studentów wyższych uczelni z całej Polski.

Racjonalizacja zatrudnienia

W roku 2011 przedłużono okres obowiązywania „Programu racjonalizacji zatrudnienia oraz osłon finansowych dla pracowników Grupy PGNiG na lata 2009–2011 (III etap)”. Nadzwyczajne Walne Zgromadzenie PGNiG w dniu 10 sierpnia 2011 roku przyjęło Aneks do Programu, który wprowadził możliwość wykorzystywania środków finansowych zgromadzonych w ramach Centralnego Funduszu Restrukturyzacji na wspieranie działań racjonalizacyjnych przez PGNiG, a także umożliwiającą tworzenie przez spółki objęte Programem analogicznych funduszy na pokrycie kosztów racjonalizacji zatrudnienia. Dodatkowo Uchwałą NWZ z dnia 7 grudnia 2011 roku przedłużony został do 31 grudnia 2015 roku termin funkcjonowania kapitału rezerwowego pn. Centralny Fundusz Restrukturyzacji (CFR) – źródła finansowania Programu. Decyzje o uruchomieniu realizacji programu podejmowane mogą być wyłącznie w przypadku, gdy jest to uzasadnione skalą projektowanych działań restrukturyzacyjnych, związanych ze zmniejszeniem zatrudnienia i/lub likwidacją stanowisk.

W okresie od lipca do grudnia 2011 roku w Centrali PGNiG przeprowadzony został proces racjonalizacji zatrudnienia i związany z nim proces zwolnień grupowych, w ramach którego wypowiedzenia otrzymało około 12% załogi. Przeprowadzenie działań racjonalizacyjnych poprzedzone zostało wnikliwą analizą poziomu zatrudnienia w Centrali Spółki w ramach poszczególnych funkcji korporacyjnych. W procesie zwolnień grupowych na bieżąco prowadzony był dialog społeczny z przedstawicielami związków zawodowych i Rady Pracowników, zakończony podpisaniem porozumienia w sprawie realizacji zwolnień grupowych z reprezentatywnymi organizacjami związkowymi działającymi w PGNiG. Zgodnie z porozumieniem odchodzący pracownicy, poza wypłatą osłon wynikających z „Programu racjonalizacji zatrudnienia oraz osłon finansowych dla pracowników Grupy PGNiG na lata 2009–2011 (III etap)”, otrzymali także wsparcie w zakresie szkoleń i doradztwa przy poszukiwaniu nowej pracy.

Rekrutacja

Zgodnie z przyjętymi zasadami oraz stosownie do ustaleń zawartych w Programie Racjonalizacji Zatrudnienia oraz Osłon Finansowych dla Pracowników Grupy Kapitałowej PGNiG na lata 2009–2011 (III Etap) w Centrali PGNiG wszelkie braki kadrowe uzupełniane są w pierwszej kolejności w ramach rekrutacji wewnętrznej. Pozwala to w pełni wykorzystać potencjał zatrudnionych w PGNiG pracowników, a także stanowi element motywujący do bardziej efektywnej pracy i zdobywania nowych doświadczeń. W przypadku konieczności pozyskania pracownika o szczególnie rzadkich kompetencjach, przeprowadzana jest rekrutacja zewnętrzna. Podstawą do jej realizacji jest szczegółowo określony profil kompetencji, uzupełniony o kombinację wiedzy, umiejętności i postaw oczekiwanych na danym stanowisku.

Zespół

Współpraca i integracja zatrudnionych w Grupie PGNiG osób to istotny element wpływający na efektywność i jakość wykonywanej pracy. W codziennych obowiązkach wykorzystywane są zarówno tradycyjne, jak i elektroniczne narzędzia komunikacji. W ramach wprowadzonych już w życie działań pracownicy otrzymują codzienny, elektroniczny newsletter z najważniejszymi informacjami dotyczącymi wydarzeń w Grupie PGNiG, a raz w miesiącu – wewnętrzny „MaGAZyn” poświęcony najważniejszym wydarzeniom z działalności Grupy. Uruchomiony został system oparty na tzw. komunikatorach – osobach odpowiedzialnych za przekazywanie informacji innym osobom zatrudnionym w Grupie PGNiG. Dodatkowo, kilka razy w roku uruchamiany jest komunikator sms. Pracownicy otrzymują sms na telefon służbowy z ważną informacją dotyczącą spraw służbowych. Wszelkie podejmowane inicjatywy w zakresie komunikacji wewnętrznej są spójne z polityką kadrową PGNiG, której celem jest wspieranie aktywności pracowników oraz osiąganie satysfakcji z wykonywanej pracy.



Kodeks Etyki i powołanie Pełnomocnika ds. Etyki

Pierwsze prace w tym zakresie rozpoczęły się kilka lat temu. Wiarygodność, odpowiedzialność, partnerstwo i jakość to wartości, które wybraliśmy jako najważniejsze dla naszej firmy w procesie tworzenia Kodeksu Etyki Pracowników PGNiG. Jednak te wartości, na których zbudowany jest kodeks, zawsze były bliskie pracownikom PGNiG. Są bowiem integralną częścią etosu górniczego, definiującego naszą tradycję i wciąż istotnego we współczesnej działalności PGNiG. Dlatego wprowadzenie Systemu Zarządzania Programem Etycznym było niezbędnym krokiem na drodze do budowania zrównoważonej i konkurencyjnej firmy, przynoszącej zarówno sukces rynkowy, jak i zapewniającej rozwój osobisty i satysfakcję zatrudnionym w niej pracownikom.

Powołanie Pełnomocnika ds. Etyki oraz wprowadzenie Systemu Zarządzania Programem Etycznym w PGNiG było jednym z zaplanowanych działań w Strategii Zrównoważonego Rozwoju i Odpowiedzialnego Biznesu. Przeprowadzono konsultacje wewnętrzne w zakresie niezbędnych zmian we wstępnym tekście kodeksu z przedstawicielami kadry menedżerskiej PGNiG oraz z przedstawicielami środowiska naukowego, organizacji pozarządowych i administracji publicznej. Następnie przygotowano finalną wersję Kodeksu Etyki PGNiG, uwzględniając zgłoszone uwagi podczas konsultacji. Uruchomiono „linię etyki” – umożliwiającą zgłaszanie pytań i wątpliwości w zakresie zasad etyki przez pracowników PGNiG – w postaci numeru telefonicznego dostępnego przez całą dobę i siedem dni w tygodniu oraz skrzynkę mailową, dostępne wszystkim pracownikom.

Badanie satysfakcji pracowników

W 2010 roku po raz pierwszy pracownicy PGNiG mogli uczestniczyć w badaniu satysfakcji. Było to pierwsze tego typu badanie przeprowadzone wśród wszystkich pracowników PGNiG. Podstawowym celem badania było określenie stopnia zadowolenia pracowników, a przy tym: identyfikacja czynników mających wpływ na satysfakcję; zdefiniowanie przez pracowników mocnych i słabych stron PGNiG jako pracodawcy; zdefiniowanie obszarów wymagających poprawy celem podniesienia satysfakcji oraz poziomu lojalności; weryfikacja wartości wybranych do Kodeksu Etyki PGNiG i wskazanie obszarów, które należy objąć Kodeksem. Badanie obejmowało 10 obszarów tematycznych: postawy ogólne, wynagrodzenia, premie, nagrody, świadczenia socjalne, warunki pracy, komunikacja, zarządzanie, atmosfera w pracy, rozwój i kariera, wizerunek firmy, nowe rozwiązania.

Wyniki badania satysfakcji pracowników zostały zebrane i wydane w numerze specjalnym MaGAZynu, który został następnie rozdstrybuowany wśród pracowników spółki. Średnia frekwencja w całym PGNiG wyniosła 53%, przy czym najwięcej osób wzięło udział w badaniu spośród pracowników Oddziałów Obrotu Gazem. Ogółem 60% pracowników spółki jest zadowolonych z pracy w PGNiG, a tylko 6% respondentów jest niezadowolonych, pozostałe 34% to opinie neutralne. Zdaniem Zarządu PGNiG dbałość o stosunki wewnątrz organizacji jest co najmniej tak ważna, jak wizerunek firmy na zewnątrz. Pracownik jest bowiem najważniejszym wewnętrznym interesariuszem i od jego zaangażowania i satysfakcji w dużej mierze zależy sukces firmy.

W efekcie prac przyjęto ostatecznie Kodeks Etyki PGNiG, System Zarządzania Programem Etycznym PGNiG, jak również powołano w strukturze Centrali PGNiG Pełnomocnika ds. Etyki PGNiG oraz Komitet ds. Etyki, składający się z dyrektorów kluczowych obszarów dla etyki (Kadry, Pełnomocnik ds. Strategii Zrównoważonego Rozwoju i Odpowiedzialnego Biznesu, itp.). Kodeks oraz System Zarządzania Programem Etycznym został przekazany Spółkom Grupy PGNiG.

Działalność sportowa

Towarzystwo Sportowo-Turystyczne Nafty i Gazu „SportGas” od momentu powstania w październiku 2003 roku jest prawnie i sprawnie funkcjonującym podmiotem, którego podstawowym celem jest rozwijanie i propagowanie inicjatyw, postaw i działań sprzyjających rozwojowi kultury fizycznej i sportu. Aktywność członków Stowarzyszenia realizowana jest w ramach siedmiu sekcji: tenisowej, piłkarskiej, siatkarskiej, badmintonowej, strzeleckiej, brydżowej i wędkarskiej. W ich ramach ponad 200-osobowa grupa członków Stowarzyszenia, którymi w większości są pracownicy Grupy PGNiG oraz innych firm branży gazowniczej rozwija swoje zainteresowania sportowe w różnego rodzaju formach rywalizacji w obrębie Grupy PGNiG, jak i poza nią – uczestnicząc chociażby w rozgrywkach lig businessowych oraz turniejach międzybranżowych.

Ochrona Środowiska

Grupa PGNiG dba o efektywne wykorzystanie złóż, surowców i energii. Inwestujemy w technologie ograniczające emisję szkodliwych gazów i odpadów, a także rewitalizujemy obszary po działalności przemysłu naftowego i gazowniczego.

negatywnego wpływu na środowisko i stale kontrolujemy prowadzone procesy. W zgodzie z tymi zasadami spółki Grupy PGNiG prowadzą działalność nie tylko na terenie Polski, ale również w ramach poszukiwania złóż poza granicami kraju. Zadania proekologiczne towarzyszą aktywności Grupy PGNiG w każdym obszarze – przy eksploatacji złóż węglowodorów, ich dystrybucji oraz magazynowaniu.

Stosując się do przepisów zawartych w ustawie Prawo ochrony środowiska, spółki Grupy PGNiG prowadzą prace badawczo-rozpoznawcze i rekultywacyjne na obszarach zanieczyszczonych wskutek przeszłej działalności (m.in. gazownictwa klasycznego) w celu przywrócenia nieruchomości do stanu określonego standardami jakości środowiska.

PGNiG dba również o edukację swych pracowników w zakresie ochrony środowiska. Spółka organizuje szkolenia i konferencje, na których omawiane są najistotniejsze zagadnienia z zakresu ochrony środowiska i wypracowywany jest wspólny zakres zadań do dalszej realizacji, odnoszący się przede wszystkim do celów przyjętych w Strategii CSR dla Grupy PGNiG.

Wpływ na środowisko

Działalność Grupy PGNiG nie pozostaje bez wpływu na równowagę środowiska naturalnego. Zarówno eksploatacja złóż gazu ziemnego i ropy naftowej, jak i dystrybucja tych surowców to ingerencja w środowisko naturalne. Z drugiej strony wykozystanie gazu ziemnego pozwala na ograniczenie wielkości emisji zanieczyszczeń do atmosfery w porównaniu z pozostałymi paliwami kopalnymi.

Wszystkie spółki Grupy PGNiG dążą do zminimalizowania negatywnych skutków prowadzonej działalności. Wykorzystują do tego obowiązujące przepisy krajowe i unijne, a także wewnętrzne normy i zarządzenia. Wdrożenie oraz certyfikacja systemów zarządzania środowiskowego w większości Oddziałów PGNiG i Spółek Grupy PGNiG przyczyniła się do osiągnięcia wymiernych efektów ekologicznych. W naszych działaniach dążymy przede wszystkim do samoograniczenia

Likwidacja odwiertów

PGNiG zobowiązane jest do likwidacji wyeksploatowanych wyrobisk górniczych, usunięcia zagrożenia i szkód wyrządzonych działalnością górniczą oraz do przywrócenia terenu do stanu sprzed rozpoczęcia działalności górniczej. Poprzez likwidację odwiertów i kopanek zapobiega się wyciekom ropy naftowej oraz gazu ziemnego na powierzchnię oraz do cieków wodnych. Ponadto nielikwidowane odwierty gazowe niosą ze sobą możliwość nagromadzenia się ulatniającego gazu, co stwarza zagrożenie wybuchem pożaru. W 2011 roku zlikwidowano 11 odwiertów oraz 11 kopanek.

Rekultywacje

W I połowie 2011 roku zostały zakończone badania uzupełniające na nieruchomościach w Kargowej, Zabrze, Łabiszynie i Międzyzlesiu, których łączna powierzchnia to 15 577 m² (ponad 1,5 ha). W II połowie 2011 roku zakończono również prace rekultywacyjne na nieruchomościach w Pyrzycach i Koźminie Wielkopolskim, których łączna powierzchnia to 9167 m² (około 1 ha). W II połowie 2011 roku rozpoczęto postępowania dotyczące rekultywacji na nieruchomościach w Kargowej i w Radkowie, które będą kontynuowane w 2012 roku.



Zestawienie emisji dwutlenku węgla w latach 2009–2011 w instalacjach Grupy PGNiG objętych SHUE (w Mg)

	Przydział	Wykorzystanie	Pozostało
2009	99 982	76 360	23 622
2010	99 982	81 704	18 278
2011	99 982	91 098	8 884

Inwentaryzacja emisji metanu z sieci dystrybucyjnej Spółek Gazownictwa

W 2011 roku rozpoczęto inwentaryzację emisji metanu z systemu dystrybucji gazu ziemnego. Zgodnie z harmonogramem umowy, podpisanej z wykonawcą prac – INiG w Krakowie – prace będą trwały 18 miesięcy. Celem inwentaryzacji jest oszacowanie wielkości emisji metanu z poszczególnych elementów systemu, weryfikacja dotychczas stosowanych współczynników emisji oraz opracowanie ujednoczonych wskaźników i metod obliczeniowych emisji tego gazu. Ujednoczone i wiarygodne wskaźniki emisji metanu pozwolą na obniżenie kosztów opłat środowiskowych.

Emisja gazów cieplarnianych

Od 2005 roku na terenie państw Unii Europejskiej funkcjonuje nowy, ekonomiczny mechanizm ochrony powietrza – system handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych. Dwie instalacje PGNiG – w oddziałach w Zielonej Górze i w Odolanowie – oraz instalacja gazu w KPMG Mogilno uczestniczą w systemie handlu uprawnieniami do emisji dwutlenku węgla (SHUE). W 2011 roku w Krajowym Planie Rozdziału Uprawnień Emisji CO₂ na lata 2008–2012 (KPRU II) ogółem dla instalacji PGNiG przyznano 99 982 Mg CO₂/rok. Pomimo zakwalifikowania instalacji PGNiG do grupy emisji A, w Spółce przyjęto poziom dokładności dla zużycia i jakości paliwa gazowego na poziomie wyższym niż wymagany. Było to możliwe dzięki stosowaniu procedur badawczych i nadzoru nad urządzeniami pomiarowymi. Zdecydowanie niższa emisja CO₂ ma miejsce przy spalaniu gazu ziemnego, dodatkowo dystrybuowany gaz ziemny charakteryzuje się stabilnym składem i wysokimi parametrami jakości. W 2011 roku emisja CO₂ z instalacji uczestniczących w systemie handlu uprawnieniami do emisji CO₂ (SHUE) PGNiG wyniosła 91 098 Mg. W październiku 2011 roku odbyła się weryfikacja wstępna kwalifikująca instalację budowanego PMG Wierzchowice do systemu handlu uprawnieniami do emisji CO₂.

System Zarządzania Środowiskowego

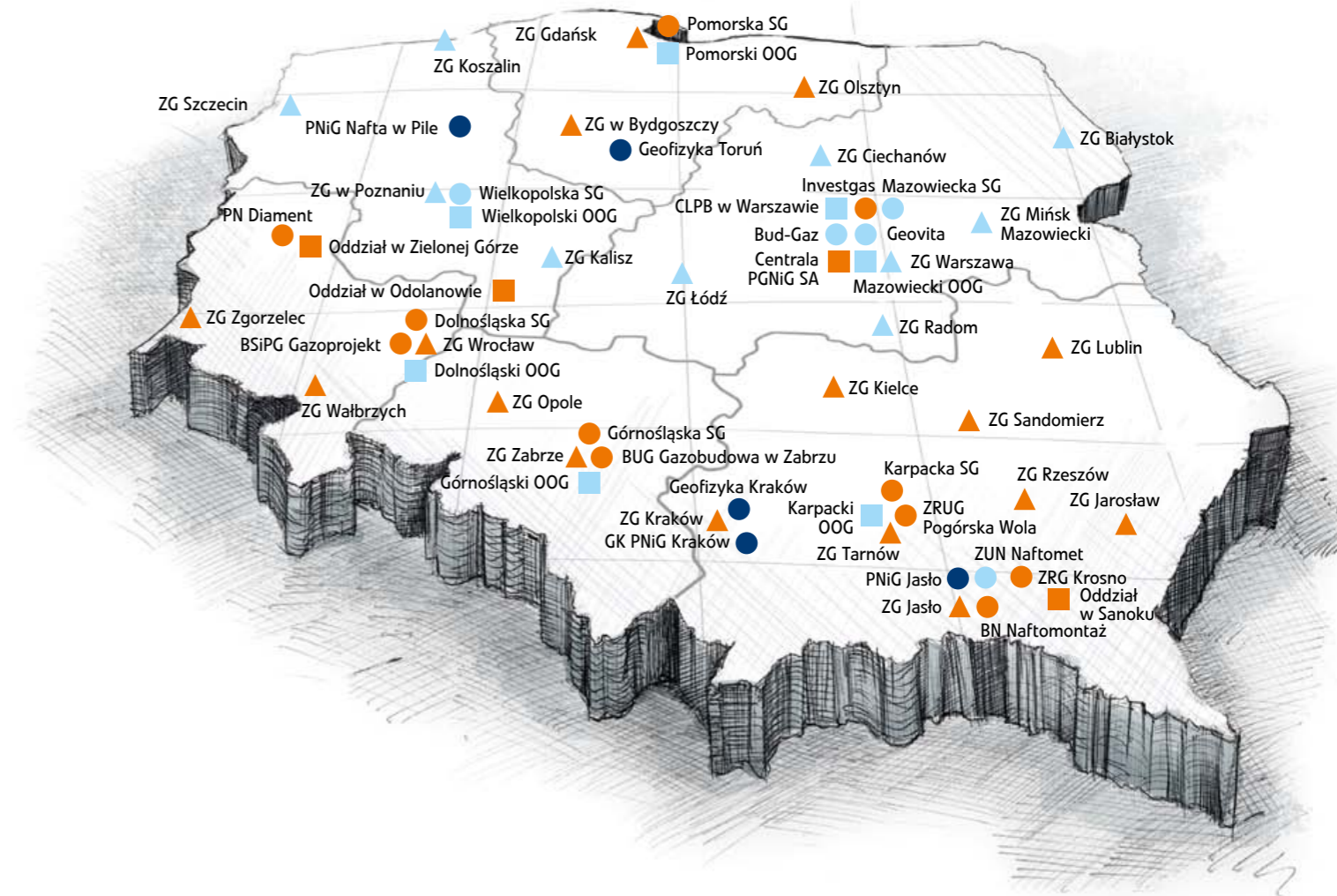
Dotychczas przeszło w trzech czwartych Oddziałów PGNiG i kluczowych spółek Grupy PGNiG wdrożono, certyfikowano i utrzymano system zarządzania środowiskowego (SZŚ), często zintegrowany z innymi systemami, m.in.: zarządzania jakością, bezpieczeństwem i higieną pracy oraz bezpieczeństwem informacji. W roku 2011 dwie kolejne spółki gazownictwa zakończyły proces wdrażania Systemów Zarządzania Środowiskowego. Wielkopolska Spółka Gazownictwa posiada obecnie Zintegrowany System Zarządzania (ZSZ), na który składa się System Zarządzania Środowiskowego oparty na normie PN-EN ISO 14001:2005,



System Zarządzania Bezpieczeństwem i Higieną Pracy oparty na normie PN-N-18001:2004 i System Zarządzania Jakością oparty na wymaganiach normy ISO 9001:2008. W Mazowieckiej Spółce Gazownictwa w roku 2011 wdrożono System Zarządzania Środowiskowego (wg normy PN-EN ISO 14001:2005), który został zintegrowany z pozostałymi trzema systemami, tj.: Systemem Zarządzania Bezpieczeństwem i Higieną Pracy (wg normy PN-N 18001:2004), Systemem Zarządzania Bezpieczeństwem Informacji (PN-ISO/IEC 27001:2007) oraz Systemem Zarządzania Jakością (ISO 9001:2009). W 2011 zostały także ujednolicone sposoby identyfikacji i kryteria oceny aspektów środowiskowych dla Spółek Gazownictwa.

Natura 2000

W odniesieniu do warunków lokalizacyjnych analizie podlega występowanie obszarów chronionych, obszarów Natura 2000 lub innych cennych przyrodniczo terenów, które z jednej strony wymagają specjalnych procedur postępowania w trakcie realizacji inwestycji lub przeprowadzenia kompensacji przyrodniczej, z drugiej strony ograniczają realizację planowanych zadań. Podejmując przedsięwzięcia inwestycyjne, wymagające przeprowadzenia postępowania w sprawie oceny oddziaływania na środowisko, jednostki Grupy PGNiG dotrzymują wszystkich procedur i przygotowują raporty środowiskowe. Dzięki nowoczesnym rozwiązaniom technologicznym możemy ograniczyć ujemny wpływ na szatę roślinną i świat zwierzęcy poprzez zmniejszenie obszarów wycinki drzew, zabezpieczanie systemów korzeniowych w trakcie prac ziemnych, ograniczenie wibracji, emisji hałasu oraz zanieczyszczeń, zwłaszcza w porach godowych i lęgowych zwierząt.



Jednostki GK PGNiG, w których wdrożono:

- System Zarządzania Środowiskowego ISO 14001 oraz HSE
- System Zarządzania Środowiskowego ISO 14001
- Pozostałe jednostki, bez systemów

- Centrala Spółki i Oddziały PGNiG SA, w tym Oddziały Obrotu Gazem (OOG)
- Spółki GK PGNiG, w tym Spółki Gazownictwa (SG)
- ▲ Zakłady Gazownicze (ZG) Spółek Gazownictwa

Grupa PGNiG

Poszukiwanie i Wydobywanie		Obrót i Magazynowanie		Dystrybucja		Pozostała działalność	
PNiG Jasło Sp. z o.o.	100%	INVESTGAS SA	100%	Dolnośląska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o.	100%	Geovita Sp. z o.o.	100%
GK PNiG Kraków	100%	Operator Systemu Magazynowania Sp. z o.o.	100%	Górnośląska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o.	100%	PGNiG Energia SA	100%
Oil Tech International – FZE	100%			PGNiG SPV1 Sp. z o.o.	100%	PGNiG SPV1 Sp. z o.o.	100%
Poltava Services LLC	99%	PGNiG Sales&Trading GmbH	100%	Karpcka Spółka Gazownictwa Sp. z o.o.	100%	PGNiG Finance AB	100%
PNiG Nafta Sp. z o.o.	100%			PGNiG Technologie Sp. z o.o. ¹	100%	PGNiG Technologie Sp. z o.o. ¹	100%
Geofizyka Kraków Sp. z o.o.	100%			GK Mazowiecka Spółka Gazownictwa	100%	BSiPG Gazoprojekt SA	75%
Geofizyka Toruń Sp. z o.o.	100%			Powisłe Park Sp. z o.o.	100%		
PN Diament Sp. z o.o.	100%			Pomorska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o.	100%		
ZRG Krosno Sp. z o.o.	100%			Wielkopolska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o.	100%		
PGNiG Norway AS	100%						
POGC Libya B.V.	100%						

¹ 22 grudnia 2011 roku spółki ZRUG Sp. z o.o. w Pogórskiej Woli, ZUN Naftomet Sp. z o.o., BN Naftomontaż Sp. z o.o. oraz BUG Gazobudowa Sp. z o.o. zostały połączone z PGNiG Technologie Sp. z o.o.

Struktura Grupy PGNiG

Na koniec 2011 roku w skład Grupy PGNiG wchodziły PGNiG jako podmiot dominujący oraz 36 spółek o profilu produkcyjnym i usługowym, w tym:

- 27 spółek zależnych;
- 9 spółek pośrednio zależnych.

Zmiany w strukturze Grupy PGNiG

- W lutym 2011 roku POGC Trading GmbH została wpisana do rejestru handlowego w Niemczech, a w sierpniu 2011 roku firma spółki została zmieniona na PGNiG Sales & Trading GmbH.
- W kwietniu 2011 roku PGNiG nabyło spółkę Goldcup 5839 AB. Po dokonaniu zakupu firma spółki została zmieniona na PGNiG Finance AB. Spółka będzie zajmować się obsługą emisji euroobligacji PGNiG.
- W czerwcu 2011 roku zarejestrowana została spółka PT Geofizyka Torun Indonesia LLC z siedzibą w Dżakarcie (Indonezja), w której Geofizyka Toruń Sp. z o.o. objęła 55% udziałów.
- W czerwcu 2011 roku PGNiG zakupiło spółkę PGNiG SPV 1 Sp. z o.o., której celem była realizacja projektów w obszarze elektroenergetyki.

- W czerwcu 2011 roku Poszukiwania Nafty i Gazu Kraków Sp. z o.o. zawiązała spółkę zależną na Ukrainie Poltava Services LLC, w której posiada 99% udziałów.
- W czerwcu 2011 roku PGNiG Technologie Sp. z o.o. nabyła 5.000 udziałów Spółki BN Naftomontaż Sp. z o.o. od wspólników mniejszościowych, zwiększając tym samym swój udział do 100%.
- W październiku 2011 roku Geofizyka Torun Kish Ltd została wykreślona z rejestru handlowego w Iranie.
- W grudniu 2011 roku został zakończony proces konsolidacji spółek budowlano-montażowych w segmencie Pozostała Działalność Grupy PGNiG. PGNiG Technologie Sp. z o.o. została połączona ze spółkami: ZRUG Sp. z o.o. w Pogórskiej Woli, Zakład Urządzeń Naftowych Naftomet Sp. z o.o., Budownictwo Naftowe Naftomontaż Sp. z o.o. oraz BUG Gazobudowa Sp. z o.o.

Istotne zmiany w strukturze Grupy PGNiG w styczniu 2012 roku

- W styczniu 2012 roku PGNiG SPV 1 Sp. z o.o. podpisała z Vattenfall AB ostateczną umowę sprzedaży akcji, której przedmiotem jest nabycie 24 591 544 akcji w kapitale zakładowym Vattenfall Heat Poland SA. Akcje te stanowią 99,8% w kapitale zakładowym i uprawniają do 99,8% w ogólnej liczbie głosów na walnym zgromadzeniu Vattenfall Heat Poland SA. Firma spółki Vattenfall Heat Poland SA została zmieniona na PGNiG Termika SA.



Segment Poszukiwanie i Wydobywanie

Geofizyka Kraków

Geofizyka Kraków Sp. z o.o. świadczy usługi geofizyczne w zakresie prac sejsmiki polowej z użyciem źródeł wzbudzenia wibratorowego i dynamitowego metodą 2D i 3D, przetwarzania i interpretacji danych sejsmicznych z pomiarów geofizycznych, wykonywania pomiarów, zabiegów i prac specjalnych w otworach wiertniczych,

interpretacji, perforacji oraz usług sejsmometrii wiertniczej.

W 2011 roku Geofizyka Kraków osiągnęła 247,3 mln zł przychodów ze sprzedaży, z czego 53% stanowiła sprzedaż dla odbiorców spoza Grupy PGNiG. 87% przychodów stanowiła sprzedaż

dla odbiorców w kraju. Zewnętrzni kontrahenci, dla których spółka realizowała prace z zakresu sejsmiki polowej, to w Polsce głównie RWE Dea AG SA, Oculis Energy i Orlen Upstream Sp. z o.o., a za granicą OMV Exploration & Production GmbH w Austrii. Ponadto spółka wykonywała usługi geofizyki wiertniczej na Słowacji.

	Jednostka	2011	2010
Przychody ze sprzedaży	mln zł	247,3	224,3
Zysk/strata netto	mln zł	8,9	1,9
Kapitał własny	mln zł	102,5	97,7
Aktywa ogółem	mln zł	236,5	221,1
Zatrudnienie na dzień 31 grudnia	osoby	1 604	1 517

W 2012 roku na rynku krajowym spółka będzie realizowała usługi sejsmiczne 2D i 3D dla Grupy PGNiG oraz dla Aurelian Oil & Gas PLC. Za granicą kontynuowany będzie kontrakt w Austrii dla OMV Exploration & Production GmbH. Po unormowaniu się sytuacji politycznej w Libii i Pakistanie spółka planuje również realizację usług na tych rynkach.

Geofizyka Toruń

Geofizyka Toruń Sp. z o.o. zajmuje się świadczeniem usług geofizycznych w zakresie badań sejsmicznych, począwszy od projektowania i akwizycji danych, poprzez ich cyfrowe przetwarzanie, do kompleksowej interpretacji geofizyczno-geologicznej włącznie. Ponadto spółka świadczy usługi z zakresu pomiarów geofizycznych i zabiegów w otworach oraz ich interpretacji. Spółka oferuje również płytkie badania geofizyczne w ramach ochrony środowiska, geologii i hydrogeologii, a także projektuje i wykonuje głębokie uziomy anodowe do ochrony katodowej.

W 2011 roku Geofizyka Toruń osiągnęła 371,1 mln zł przychodów ze sprzedaży. Przychody z usług wykonanych dla klientów spoza Grupy PGNiG stanowiły 70% całkowitej sprzedaży, z czego 70% uzyskano w kraju. W 2011 roku spółka kontynuowała prace dla Chevron Polska Energy Resources Sp. z o.o., ExxonMobile Usługi Sp. z o.o.

i FX Energy Poland Sp. z o.o., głównie w zakresie akwizycji danych, a ponadto wykonywała przetwarzanie i interpretację danych sejsmicznych 2D i 3D. Na rynkach zagranicznych spółka wykonywała usługi niemal wyłącznie dla podmiotów zewnętrznych. Prace obejmowały przede wszystkim akwizycję danych sejsmicznych 2D i 3D i prowadzone były w Niemczech, Indiach i Egipcie.

W 2012 roku na rynku krajowym Geofizyka Toruń zamierza kontynuować prace w zakresie akwizycji,

przetwarzania i interpretacji danych sejsmicznych 2D i 3D, jak również geofizyki wiertniczej i sejsmiki otworowej głównie dla Grupy PGNiG, a poza Grupą PGNiG – dla FX Energy Poland Sp. z o.o., BNK Petroleum i DPV Service Sp. z o.o. Za granicą natomiast kontynuowane będą prace z zakresu akwizycji danych sejsmicznych w Egipcie, w Niemczech i w Indiach oraz na nowym dla spółki rynku – na Węgrzech. Ponadto planowane jest pozyskanie nowych odbiorców prac geologiczno-wiertniczych.

	Jednostka	2011	2010
Przychody ze sprzedaży	mln zł	371,1	302,0
Zysk/strata netto	mln zł	21,3	22,0
Kapitał własny	mln zł	187,9	177,3
Aktywa ogółem	mln zł	253,5	235,0
Zatrudnienie na dzień 31 grudnia	osoby	1 881	1 630

PNiG Jasło

Z początkiem 2012 roku Poszukiwania Nafty i Gazu Jasło Sp. z o.o. została przekształcona w spółkę akcyjną. PNiG Jasło zajmuje się wykonywaniem otworów geologiczno-poszukiwawczych i eksploatacyjnych, przeprowadzaniem rekonstrukcji i likwidacji odwiertów oraz świadczeniem usług specjalistycznych serwisów wiertniczych w zakresie usług cementacyjnych, płuczkowych, zbrojenia odwiertów oraz aparatury kontrolno-pomiarowej na wiertniach.

W 2011 roku PNiG Jasło prowadziło prace głównie w kraju. Sprzedaż spółki wyniosła 301,6 mln zł, z czego przychody z usług wykonanych na rzecz Grupy PGNiG stanowiły 72%. Na rzecz podmiotów Grupy PGNiG spółka prowadziła prace w zakresie usług wiertniczych w odwiertach poszukiwawczo-rozpoznawczych i eksploatacyjnych oraz prace serwisów specjalistycznych. Dla odbiorców zewnętrznych w Polsce spółka wykonywała m.in.: wiercenia otworów naftowych, wiercenie otworu geotermalnego oraz prace serwisów cementacyjnego i Datawell. Na rynkach zagranicznych spółka zakończyła wiercenie otworów w ramach rozbudowy podziemnego magazynu gazu w Czechach (w konsorcjum z PNiG Kraków) oraz prace rekonstrukcyjne w Rosji. Ponadto w kilku krajach Europy spółka świadczyła usługi serwisów specjalistycznych.

W 2012 roku w kraju spółka będzie kontynuowała prace dla Grupy PGNiG oraz dla podmiotów zewnętrznych: Termo-Glob Sp. z o.o., Vabush Energy Sp. z o.o. i innych. Za granicą, po ustabilizowaniu się sytuacji politycznej w Libii, spółka zamierza kontynuować prace na tamtym rynku.

Ponadto, dla firm spoza Grupy PGNiG na rynkach zagranicznych spółka będzie kontynuowała m.in. prace serwisu Datawell na Ukrainie, prace rekonstrukcyjno-wiertnicze na Litwie oraz usługi serwisu cementacyjnego w Rosji.



	Jednostka	2011	2010
Przychody ze sprzedaży	mln zł	301,6	241,6
Zysk/strata netto	mln zł	2,0	8,1
Kapitał własny	mln zł	141,2	142,7
Aktywa ogółem	mln zł	279,9	245,8
Zatrudnienie na dzień 31 grudnia	osoby	917	925

GK PNiG Kraków

Grupa Kapitałowa PNiG Kraków obejmuje Poszukiwania Nafty i Gazu Kraków Sp. z o.o. oraz jej spółki zależne: Oil Tech International – F.Z.E. i Poltava Services LLC. Podstawowym przedmiotem działalności PNiG Kraków są wiercenia geologiczne, poszukiwawcze i eksploatacyjne, rekonstrukcje otworów wiertniczych oraz usługi serwisowe związane z wierceniem otworów, ich opróbowaniem i eksploatacją. Spółka świadczy również usługi w zakresie hotelarstwa, gastronomii, wynajmu i szkoleń. Spółka Oil Tech International – F.Z.E. wykonuje usługi w zakresie wynajmu załóg wiertniczych, materiałów, maszyn i urządzeń. Spółka Poltava Services LLC świadczy m.in.: usługi wiertnicze oraz usługi wynajmu załóg wiertniczych.

W roku 2011 GK PNiG Kraków osiągnęła 421,1 mln zł przychodów ze sprzedaży. Głównym źródłem przychodów były usługi wykonane na rzecz klientów spoza Grupy PGNiG, z których

	Jednostka	2011	2010
Przychody ze sprzedaży	mln zł	421,1	362,0
Zysk/strata netto	mln zł	17,0	16,8
Kapitał własny	mln zł	174,6	174,3
Aktywa ogółem	mln zł	497,7	392,5
Zatrudnienie na dzień 31 grudnia	osoby	1 226	1 182

uzyskano 69% przychodów, z czego 96% stanowił eksport. Za granicą GK PNiG Kraków kontynuowała prace wiertnicze w Kazachstanie, Ugandzie, Pakistanie, na Ukrainie i w Czechach. W 2011 roku spółka zakończyła kontrakt w Mozambiku, w ramach którego odwiercono 4 otwory. Ponadto na rzecz zewnętrznych kontrahentów grupa świadczyła usługi wynajmu załóg wiertniczych oraz sprzętu wiertniczego w Zjednoczonych Emiratach Arabskich. Na rynku krajowym spółka wykonywała głównie wiercenia poszukiwawczo-rozpoznawcze i eksploatacyjne dla PGNiG.

Strategicznym rynkiem dla GK PNiG Kraków jest region Afryki Wschodniej. W 2012 roku kontynuowany będzie kontrakt w Ugandzie. Grupa będzie kontynuowała również świadczenie usług wiertniczych w Kazachstanie, Pakistanie, na Ukrainie i w Czechach. Ponadto PNiG Kraków planuje rozszerzenie działalności wiertniczej na rynku polskim. W tym celu spółka dokonała zakupu nowoczesnego urządzenia Drillmec 2000 HP, wyposażonego w tzw. „walking system”, umożliwiającą wykonywanie wielu głębokich odwiertów z jednej lokalizacji.

PNiG NAFTA

Poszukiwania Nafty i Gazu NAFTA Sp. z o.o. zajmuje się poszukiwaniem złóż ropy naftowej i gazu ziemnego głównie w zakresie projektowania, wykonania i dokumentowania wiertniczych otworów badawczych, rozpoznawczych, poszukiwawczych oraz eksploatacyjnych. Spółka zajmuje się również wierceniami otworów na potrzeby podziemnych magazynów węglowodorów, likwidacją otworów na wyeksploatowanych złożach, rekonstrukcją otworów będących w eksploatacji oraz prowadzi działalność pomocniczą świadczoną przez warsztat naprawczy sprzętu wiertniczego i bazę magazynową.

W 2011 roku spółka świadczyła usługi głównie na terenie kraju, zarówno dla Grupy PGNiG, jak i dla odbiorców zewnętrznych. Przychody ze sprzedaży w 2011 roku wyniosły 301,7 mln zł, z czego 53% uzyskano z realizacji usług dla Grupy PGNiG. Prace wiertnicze w kraju obejmowały głównie wiercenia poszukiwawcze i rekonstrukcje odwiertów na rzecz PGNiG, prace wiertnicze dla FX Energy Poland Sp. z o.o. oraz wiercenia otworów dla firm poszukujących niekonwencjonalnych złóż gazu: Energia Zachód Sp. z o.o., Saponis Investments Sp. z o.o., Talisman Energy Polska Sp. z o.o. i Chevron Polska Energy Resources Sp. z o.o. W ramach kontraktów zagranicznych realizowano wiercenia otworów w Egipcie oraz w Danii.

W 2012 roku PNiG NAFTA zamierza kontynuować wiercenia w kraju dla PGNiG oraz dla inwestorów spoza Grupy PGNiG, posiadających koncesje na poszukiwanie węglowodorów w Polsce: FX Energy Sp. z o.o., Talisman Energy Polska Sp. z o.o. i Chevron Polska Energy Resources Sp. z o.o. Za granicą spółka planuje kontynuację prac wiertniczych w Egipcie.

	Jednostka	2011	2010
Przychody ze sprzedaży	mln zł	301,7	296,4
Zysk/strata netto	mln zł	15,6	14,0
Kapitał własny	mln zł	201,1	192,5
Aktywa ogółem	mln zł	358,9	321,1
Zatrudnienie na dzień 31 grudnia	osoby	860	799



PN Diament

Podstawowym przedmiotem działalności spółki Poszukiwania Naftowe Diament Sp. z o.o. jest świadczenie usług w zakresie specjalistycznych serwisów wiertniczych obejmujących wiercenia otworów, remonty i likwidację odwiertów, opróbowanie odwiertów i pomiary wgłębne, zabiegi intensyfikacyjne i inne z użyciem coiled tubing i urządzenia azotowego, zbrojenia otworów i opróbowanie próbnikami złoża oraz prace w zakresie serwisu płuczek wiertniczych. Spółka prowadzi również działalność związaną z budownictwem ogólnym i drogowym.

W 2011 roku PN Diament osiągnęła 206,4 mln zł przychodów ze sprzedaży, z czego sprzedaż dla Grupy PGNiG stanowiła 53%. Dla odbiorców zewnętrznych prowadzono głównie wiercenia otworów badawczych, w ramach których wykonano m.in. 12 odwiertów na obszarze koncesyjnym złóż miedzi dla KGHM Polska Miedź SA oraz szereg prac serwisowych. Ponadto spółka świadczyła usługi związane z budownictwem ogólnym: konstrukcje ziemne i drogowe oraz usługi związane z budową i rekultywacją składowisk odpadów. Usługi te spółka świadczyła głównie na rzecz kontrahentów spoza Grupy PGNiG.

W 2012 roku PN Diament planuje wykonanie na rzecz Grupy PGNiG szeregu wierceń, rekonstrukcji i likwidacji odwiertów oraz prac serwisowych, jak również kontynuację prac budowlanych przy budowie ekspedytu ropy naftowej Barnówko. W ramach prac dla zewnętrznych kontrahentów spółka planuje wiercenia 11 otworów dla KGHM Polska Miedź SA oraz przygotowanie placów wiertni dla DrillTec GUT GmbH Grossbohr und Umwelttechnik.

	Jednostka	2011	2010
Przychody ze sprzedaży	mln zł	206,4	154,4
Zysk/strata netto	mln zł	9,9	7,3
Kapitał własny	mln zł	103,3	99,8
Aktywa ogółem	mln zł	151,8	135,3
Zatrudnienie na dzień 31 grudnia	osoby	707	674

PGNiG Norway

PGNiG Norway AS została powołana do realizacji projektu na Norweskim Szelfie Kontynentalnym, którego celem jest zwiększenie wydobywalnych zasobów ropy naftowej i gazu ziemnego poza granicami Polski. Podstawowym zadaniem spółki PGNiG Norway jest poszukiwanie i eksploatacja złóż ropy naftowej i gazu ziemnego na Norweskim Szelfie Kontynentalnym. Spółka posiada prekwalfikację norweskich władz do pełnienia roli operatora.

PGNiG Norway wspólnie z partnerami prowadzi na Norweskim Szelfie Kontynentalnym projekt zagospodarowania złóż Skarv, Snadd i Idun. Udziały w złożach wynoszą: PGNiG Norway – 12%, British Petroleum Norge AS – 24% (operator), Statoil Petroleum AS – 36% oraz E.ON Ruhrgas Norge AS – 28%.

Projekt Skarv jest jednym z największych projektów inwestycyjnych prowadzonych w Norwegii.

Eksploatacja złoża Skarv odbywać się będzie przy użyciu pływającej jednostki wydobywczej, magazynowania i załadunku (FPSO) z wieżą wyciągową. Ta zbudowana w Korei Południowej platforma jest największą na świecie jednostką FPSO, operującą w trudnych warunkach pogodowych. Po wykonaniu w stoczni prac wykończeniowych oraz testów instalacji jednostkę FPSO zakotwiczone na pełnym morzu, bezpośrednio nad złożem Skarv, i dokonano instalacji wszystkich podmorskich struktur na złożach Skarv i Idun (płyty fundamentowe, gazociągi itp.). Z uwagi na opóźnienie instalacji przewodów produkcyjnych wynikające z trudnych warunków pogodowych rozpoczęcie wydobywania zostało przesunięte na czwarty kwartał 2012 roku. Wydobytą ropy naftowa sprzedawana będzie bezpośrednio z platformy i transportowana przez kontrahenta za pośrednictwem operującego wahadłowo zespołu tankowców. Gaz natomiast przesyłany będzie przez gazociąg Gassled Area B System do lądowego terminalu w Kårsto, skąd gazociągiem Gassled Area D System – do Niemiec.

ZRG Krosno

Zakład Robót Górniczych Krosno Sp. z o.o. jest specjalistyczną firmą serwisową górnictwa otworowego. Zakres prowadzonej działalności obejmuje głównie usługi w odwiertach, a w szczególności rekonstrukcje odwiertów ropnych i gazowych, płytkie wiercenia, rdzeniowanie, likwidacje odwiertów, infrastruktury i dołów urobkowych oraz innych skutków działalności górnictwa otworowego. Spółka świadczy również szeroki zakres prac w zakresie specjalistycznych serwisów intensyfikacji wydobywania, pomiarowych i laboratoryjnych.

W 2011 roku ZRG Krosno osiągnęła 71,5 mln zł przychodów ze sprzedaży, z czego 74% stanowiła sprzedaż dla Grupy PGNiG. Odbiorcami usług spółki były przede wszystkim krajowe oddziały PGNiG, dla których ZRG Krosno wykonywała prace w odwiertach: rekonstrukcje, obróbki, zabiegi intensyfikacyjne i pomiary parametrów złożowych. Prace

dla kontrahentów spoza Grupy PGNiG realizowane były głównie na terenie kraju. Spółka wykonała m.in. wiercenie otworu węglowego o głębokości 1 400 m dla NWR Karbonia Sp. z o.o. Ponadto spółka wykonywała intensyfikacje wydobywania i pomiary parametrów złożowych na rzecz RWE DEA AG SA i „Park Wodny Bania” Sp. z o.o. w kraju oraz dla RWE Gas Storage s.r.o. w Czechach i NAFTA a.s. w Słowacji.

W 2012 roku spółka będzie kontynuowała prace rekonstrukcyjne, intensyfikacyjne i pomiary parametrów złożowych dla odbiorców krajowych. Spółka będzie również kontynuowała wiercenia otworów węglowych dla firmy NWR Karbonia Sp. z o.o. w kraju, jak również prace intensyfikacyjne przy zastosowaniu urządzenia coiled tubing w kolejnych odwiertach w Czechach. W Czechach spółka będzie realizowała kontrakt na likwidację 27 odwiertów.

	Jednostka	2011	2010
Przychody ze sprzedaży	mln zł	71,5	91,4
Zysk/strata netto	mln zł	1,4	0,1
Kapitał własny	mln zł	42,6	41,1
Aktywa ogółem	mln zł	58,7	58,7
Zatrudnienie na dzień 31 grudnia	osoby	395	431

W październiku 2011 roku PGNiG Norway podpisało z firmą Shell International Trading and Shipping Company Ltd. („Shell”) umowę sprzedaży ropy naftowej, zgodnie z którą PGNiG Norway sprzeda spółce Shell swoją część wydobywania ropy naftowej ze złoża Skarv. Umowa zawarta została na czas nieokreślony i wchodzi w życie w miesiącu, w którym rozpocznie się wydobywanie ze złoża. Minimalny okres obowiązywania umowy wynosi 12 miesięcy.

W 2011 roku wykonany został odwiert rozpoznawczy na odkrytym w 2010 roku złożu Snadd North. Natomiast ze względu na negatywny wynik odwiertu poszukiwawczego na koncesji PL419 oraz małą przepuszczalność skał, w których zgromadzony jest gaz odkryty na koncesji PL326 (złożo Gro), odstąpiono od dalszych prac na tych koncesjach.

	Jednostka	2011	2010
Przychody ze sprzedaży	mln zł	0,0	0,0
Zysk/strata netto	mln zł	-131,6	-76,8
Kapitał własny	mln zł	291,0	314,2
Aktywa ogółem	mln zł	4 661,4	3 424,1
Zatrudnienie na dzień 31 grudnia	osoby	23	22

POGC Libya

Podstawowym przedmiotem działalności Polish Oil and Gas Company Libya B.V. jest poszukiwanie i eksploatacja złóż węgłowodorów w Libii. Spółka prowadzi prace poszukiwawcze na koncesji numer 113 zlokalizowanej w basenie naftowym Murzuq na podstawie umowy EPSA (Exploration and Production Sharing Agreement) z dnia 25 lutego 2008 roku zawartej z rządem Libii.

W 2011 roku spółka uzyskała zgodę National Oil Corporation na realizację dwóch odwiertów poszukiwawczych na terenie koncesji, w tym jedną zgodę warunkową. Ponadto złożone zostały dwa kolejne projekty wierceń do akceptacji przez National Oil Corporation. Do lutego 2011 roku spółka wykonała akwizycję 3 000 km profili 2D oraz 1 087 km² profili 3D i szereg analiz geologicznych. Rozpoczęto przygotowania do wiercenia.

W związku z wybuchem wojny domowej w lutym 2011 roku wycofano z Libii wszystkich, poza miejscowymi, pracowników POGC Libya. W marcu 2011 roku spółka złożyła do National Oil Corporation informację o zaistnieniu siły wyższej, co spowodowało zawieszenie realizacji umowy EPSA

do chwili ustąpienia sytuacji, będącej podstawą złożenia tego oświadczenia. W październiku 2011 roku wojna domowa w Libii zakończyła się i spółka wznowiła pracę biura dla pracowników lokalnych.

W 2011 roku spółka, we współpracy z PGNiG, zakończyła w Polsce interpretację geologiczną danych sejsmicznych 2D oraz przygotowała projekt akwizycji na pozostałą do zrealizowania drugą fazę zdjęcia 3D.

W 2012 roku POGC Libya planuje powrót do Libii pozostałych pracowników, a po ustabilizowaniu się sytuacji w zakresie bezpieczeństwa w rejonie koncesji spółka planuje przywrócenie realizacji umowy EPSA. Po wznowieniu umowy spółka rozpocznie wiercenie otworów poszukiwawczych i akwizycję danych 3D drugiej fazy. W przypadku uzyskania pozytywnych wyników wierceń planowane jest rozpoczęcie prac rozpoznawczych. W związku ze spodziewanym otwarciem Libii na inwestorów zagranicznych spółka będzie ubiegała się o nowe koncesje poszukiwawcze i wydobywcze.

	Jednostka	2011	2010
Przychody ze sprzedaży	mln zł	0,0	0,0
Zysk/strata netto	mln zł	-20,7	-55,3
Kapitał własny	mln zł	47,6	54,8
Aktywa ogółem	mln zł	52,9	64,8
Zatrudnienie na dzień 31 grudnia	osoby	36	37

Segment Obrót i Magazynowanie

INVESTGAS

INVESTGAS SA specjalizuje się w realizacji projektów z zakresu magazynowania i transportu węgłowodorów. Prowadzi również prace w zakresie budownictwa specjalistycznego i ogólnego. Wykonuje usługi obejmujące całość procesu inwestycyjnego, poczynając od przygotowania, poprzez projektowanie, prowadzenie budowy, rozruch technologiczny oraz eksploatację magazynów gazu w kawernach solnych i innych obiektach objętych zakresem zlecenia.

	Jednostka	2011	2010
Przychody ze sprzedaży	mln zł	141,6	242,7
Zysk/strata netto	mln zł	8,7	16,9
Kapitał własny	mln zł	40,5	33,5
Aktywa ogółem	mln zł	79,1	111,8
Zatrudnienie na dzień 31 grudnia	osoby	114	108

W 2011 roku INVESTGAS uzyskała przychody ze sprzedaży ogółem w wysokości 141,6 mln zł. Przychody z usług wykonywanych na rzecz PGNiG stanowiły ok. 99% przychodów ze sprzedaży spółki. Do najważniejszych zadań realizowanych dla PGNiG w 2011 roku należały:

- kontynuacja eksploatacji i rozbudowy o nowe komory Kawernowego Podziemnego Magazynu Gazu Mogilno;
- kontynuacja budowy Podziemnego Magazynu Gazu Kosakowo;
- kontynuacja rozbudowy Podziemnego Magazynu Gazu Strachocina;
- kontynuacja budowy gazociągu KGZ Kościan-KGHM Polkowice/Żukowice.



Ponadto w 2011 roku spółka prowadziła prace związane z przygotowaniem budowy gazociągu relacji Hermanowice – Strachocina dla OGP Gaz-System SA.

W 2012 roku zakres usług świadczonych przez spółkę będzie obejmował kontynuację prac w zakresie eksploatacji, budowy i rozbudowy podziemnych magazynów gazu oraz kontynuację prac przy budowie gazociągów relacji KGZ Kościan – KGHM Polkowice/Żukowice i Hermanowice – Strachocina. Spółka planuje również pozyskanie nowych zleceń z zakresu budowy i rozbudowy podziemnych magazynów gazu, jak i budowy gazociągów i rurociągów paliwowych wraz z infrastrukturą.

Operator Systemu Magazynowania

Spółka Operator Systemu Magazynowania Sp. z o.o. została powołana 16 listopada 2010 roku w celu spełnienia wymogów Dyrektywy 2009/73/WE w zakresie prawnego rozdzielenia działalności magazynowania paliw gazowych od innych rodzajów działalności realizowanych przez przedsiębiorstwo gazownicze zintegrowane pionowo.

W maju 2012 roku Operator Systemu Magazynowania został na wniosek PGNiG wyznaczony przez Prezesa URE na Operatora Systemu Magazynowania paliw gazowych oraz otrzymał koncesję na magazynowanie paliw gazowych w instalacjach magazynowych.

	Jednostka	2011	2010
Przychody ze sprzedaży	mln zł	449,9	0,0
Zysk/strata netto	mln zł	-3,3	0,0
Kapitał własny	mln zł	40,6	39,6
Aktywa ogółem	mln zł	221,3	39,6
Zatrudnienie na dzień 31 grudnia	osoby	14	0

	Jednostka	2011	2010
Przychody ze sprzedaży	mln zł	0,0	0,0
Zysk/strata netto	mln zł	-1,0	0,0
Kapitał własny	mln zł	4,0	1,0
Aktywa ogółem	mln zł	4,3	1,0
Zatrudnienie na dzień 31 grudnia	osoby	3	0

PGNiG Sales & Trading

PGNiG Sales & Trading GmbH powołana została w celu prowadzenia działalności handlowej na międzynarodowych rynkach gazu ziemnego i energii.

Spółka PGNiG Sales & Trading uzyskała członkostwo na niemieckiej giełdzie energii EEX (European Energy Exchange) oraz została zarejestrowana na wirtualnych platformach handlowych na terenie Niemiec: NetConnect Germany oraz Gaspool. PGNiG Sales & Trading podpisało umowę z Nordea Bank, który rozlicza transakcje spółki zawierane na giełdzie energii EEX oraz w obrocie pozagiełdowym. Ponadto spółka zawarła umowy z firmami brokerskimi, za pośrednictwem których handluje energią w obrocie pozagiełdowym.

W 2011 roku PGNiG uzyskało możliwość wykorzystania zdolności przesyłowej polskiego odcinka gazociągu jamalskiego w ramach udostępnienia przez OGP Gaz-System SA usługi przesyłania zwrotnego. W związku z tym PGNiG Sales & Trading podpisało krótkoterminowe kontrakty na dostawę gazu ziemnego z europejskimi spółkami obrotu gazem i w okresie od 1 listopada 2011 roku do 1 stycznia 2012 roku zapewniło dostawy ok. 388 mln m³ gazu dla PGNiG przy wykorzystaniu usługi przesyłania zwrotnego.

Segment Dystrybucja

Dolnośląska Spółka Gazownictwa (DSG)

Dolnośląska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o. dostarcza gaz do odbiorców na obszarze województwa dolnośląskiego, lubuskiego oraz powiatów wolsztyńskiego i nowotomyskiego w województwie wielkopolskim. Stopień gazyfikacji poszczególnych gmin jest zróżnicowany w zależności od uwarunkowań geograficznych. W większości przypadków nie zostały zgazyfikowane te obszary, które leżą w dużej odległości od gazociągów i dla których analiza opłacalności inwestycji daje wynik negatywny. Na powyższych obszarach spółka dostarcza odbiorcom gaz w postaci skroplonej (LNG).

	Jednostka	2011	2010
Przychody ze sprzedaży	mln zł	356,5	374,9
Zysk netto	mln zł	44,7	216,1
Kapitał własny	mln zł	1 157,4	1 172,7
Aktywa ogółem	mln zł	1 373,3	1 376,5
Długość sieci bez przyłączy	km	7 809,0	7 741,2
Zatrudnienie na dzień 31 grudnia	osoby	1 424	1 420

W 2011 roku DSG przesłała poprzez system dystrybucyjny 0,94 mld m³ gazu ziemnego. Spółka obsługuje około 749,7 tys. odbiorców, a w 2011 roku przyłączyła do sieci około 7,9 tys. nowych odbiorców.

W 2011 roku spółka kontynuowała wymianę gazociągów żeliwnych, których dalsza eksploatacja zagrażała bezpieczeństwu i powodowała duże straty gazu. Realizacja programu wymiany gazociągów żeliwnych oraz przeprowadzanych regularnie kontroli stanu technicznego sieci skutkuje obniżeniem udziału strat gazu w sprzedaży. Ponadto DSG prowadziła prace związane z rozbudową i modernizacją sieci gazowej, pozyskując dofinansowanie z funduszy unijnych do niektórych projektów.

Górnośląska Spółka Gazownictwa (GSG)

Górnośląska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o. dostarcza gaz do odbiorców na obszarze województwa śląskiego, opolskiego, 41 gmin województwa małopolskiego, 5 gmin województwa łódzkiego i 3 gmin województwa świętokrzyskiego. Spółka obsługuje około 1,3 mln odbiorców.

	Jednostka	2011	2010
Przychody ze sprzedaży	mln zł	608,9	633,3
Zysk netto	mln zł	102,0	117,7
Kapitał własny	mln zł	1 619,5	1 630,2
Aktywa ogółem	mln zł	1 892,9	1 898,1
Długość sieci bez przyłączy	km	20 960,9	20 875,2
Zatrudnienie na dzień 31 grudnia	osoby	2 631	2 619

W 2011 roku GSG przesłała poprzez system dystrybucyjny 1,65 mld m³ gazu i przyłączyła do sieci około 5,5 tys. nowych odbiorców. Ponadto spółka prowadziła prace związane z modernizacją sieci gazowej oraz kontynuowała prace nad gazyfikacją terenów położonych na zachód od Częstochowy, jak również realizowała projekt gazyfikacji gmin wokół Opola, na który dostała dofinansowanie z funduszy unijnych. Ponadto spółka zakończyła modernizację wyłącznika z eksploatacji gazociągu, który umożliwi dostarczenie gazu do nowej strefy ekonomicznej na Opolszczyźnie. W 2012 roku zmodernizowane zostaną dalsze odcinki gazociągu leżące na terenie województwa śląskiego.

W 2012 roku GSG kontynuować będzie gazyfikację gmin Śląska i Opolszczyzny, rozpocznie opracowanie dokumentacji projektowej przyłącza gazu dla Elektrociepłowni Katowice, która będzie największym odbiorcą gazu przyłączonym przez spółkę.

Na północnych terenach działalności GSG funkcjonuje EWE Energia Sp. z o.o. wraz ze spółkami zależnymi, która zajmuje się dystrybucją i obrotem paliwami gazowymi.



Karpacka Spółka Gazownictwa (KSG)

Obszar działania Karpackiej Spółki Gazownictwa Sp. o.o. obejmuje cztery województwa Polski południowo-wschodniej: małopolskie, podkarpackie, świętokrzyskie i lubelskie. Na terenie działalności spółki przebiega jeden z głównych gazociągów krajowego systemu przesyłowego, zasilany gazem ziemnym pochodzącym z importu, a także ze złóż krajowych. Spółka obsługuje około 1,4 mln odbiorców.

W 2011 roku KSG przesłała poprzez system dystrybucyjny 1,99 mld m³ gazu oraz przyłączyła do sieci około 12,5 tys. nowych odbiorców. Ponadto spółka modernizowała sieci gazowe w celu poprawy bezpieczeństwa eksploatacji sieci, a także realizowała projekty związane z rozbudową sieci gazowych, przy wsparciu dofinansowania z funduszy unijnych.

W 2012 roku działania spółki koncentrować się będą na przyłączaniu do sieci gazowej nowych odbiorców, przebudowach i rozbudowach sieci gazowych, dla których spółka posiada kompletną dokumentację formalno-prawną umożliwiającą ich realizację, a także na zakończeniu prac projektowych inwestycji będących na etapie przygotowywania dokumentacji, w celu ich realizacji.

W zakresie tradycyjnej dystrybucji gazu ziemnego KSG posiada dużą przewagę nad potencjalnymi konkurentami z uwagi na posiadaną infrastrukturę sieciową. Firmy konkurencyjne prowadzą gazyfikację terenów do tej pory niezgazyfikowanych przy wykorzystaniu technologii LNG. Światowe trendy wskazują na wzrost znaczenia skroplonego gazu ziemnego na rynku, a co za tym idzie wzrost konkurencji.

	Jednostka	2011	2010
Przychody ze sprzedaży	mln zł	776,1	767,0
Zysk netto	mln zł	153,6	136,8
Kapitał własny	mln zł	2 369,6	2 353,5
Aktywa ogółem	mln zł	2 846,5	2 802,6
Długość sieci bez przyłączy	km	45 004,6	44 762,0
Zatrudnienie na dzień 31 grudnia	osoby	3 320	3 319

GK Mazowiecka Spółka Gazownictwa (MSG)

Mazowiecka Spółka Gazownictwa Sp. z o.o. dostarcza gaz do odbiorców na obszarze województw: mazowieckiego, łódzkiego, podlaskiego, a także częściowo lubelskiego, warmińsko-mazurskiego oraz świętokrzyskiego.

W 2011 roku MSG przesłała poprzez system dystrybucyjny 2,1 mld m³ gazu, obsługując przez zarządzaną sieć gazociągów i stacji gazowych około 1,5 mln odbiorców.

W 2011 roku spółka przyłączyła do sieci około 24,7 tys. nowych odbiorców. Ponadto spółka prowadziła prace związane z eksploatacją, rozbudową i modernizacją sieci gazowej. Spółka, wspólnie z PGNiG, zakończyła realizację projektu inwestycyjnego przestawiania odbiorców gazu propan-butan-powietrze na gaz wysokometanowy (E)

wytworzony na bazie LNG, w miejscowości Pisz w województwie warmińsko-mazurskim. W 2011 roku MSG prowadziła prace projektowe związane z przestawianiem odbiorców gazu propan-butan-powietrze na gaz wysokometanowy (E), w miejscowości Suwałki. Projekt obejmuje budowę stacji regazyfikacji LNG, gazociągu s/c o długości ok. 21 km wraz z przyłączami oraz stacji redukcyjno-pomiarowej. Budowa przewidziana jest na lata 2012–2014.

W 2011 roku spółka podpisała umowy o dofinansowanie z funduszy unijnych czterech projektów inwestycyjnych.

W 2012 roku MSG będzie kontynuować rozbudowę gazociągów oraz budowę stacji regazyfikacji LNG.

	Jednostka	2011	2010
Przychody ze sprzedaży	mln zł	716,6	711,9
Zysk netto	mln zł	101,3	479,5
Kapitał własny	mln zł	2 259,9	2 262,6
Aktywa ogółem	mln zł	2 937,4	2 892,0
Długość sieci bez przyłączy	km	19 208,0	18 900,0
Zatrudnienie na dzień 31 grudnia	osoby	2 912	2 925

Pomorska Spółka Gazownictwa (PSG)

Zasięg terytorialny Pomorskiej Spółki Gazownictwa Sp. z o.o. obejmuje województwo pomorskie, kujawsko-pomorskie, część województwa warmińsko-mazurskiego oraz dwie gminy z województwa zachodnio-pomorskiego (Sławno i Postomino). Obszar działania spółki charakteryzuje się trudnymi warunkami geograficznymi w zakresie gazyfikacji terenów (duży udział jezior i lasów). Stopień gazyfikacji tych obszarów, w odniesieniu do sieci PSG, kształtuje się na poziomie około 40%.

W 2011 roku PSG przesłała poprzez system dystrybucyjny 0,92 mld m³ gazu, obsługując około 744,0 tys. odbiorców.

W 2011 roku PSG przyłączyła do sieci około 7,6 tys. nowych odbiorców. Ponadto spółka prowadziła prace związane z rozbudową i modernizacją sieci gazowej, jak również trzy projekty w zakresie gazyfikacji nowych obszarów, na które dostała dofinansowanie z funduszy unijnych w ramach Programu Operacyjnego Infrastruktura i Środowisko.

W 2012 roku PSG kontynuować będzie realizację projektów budowy i modernizacji sieci gazowej. Ponadto spółka planuje podpisać nowe umowy na dofinansowanie z funduszy unijnych dla czterech projektów inwestycyjnych.

Na obszarze działania PSG funkcjonują podmioty zajmujące się dystrybucją i obrotem paliwami gazowymi np. G.EN. GAZ ENERGIA SA, US.EN.EKO, KRI SA, ENERGO-EKO-INWEST Sp. z o.o., P.L. Energia SA, Amber Gaz.

	Jednostka	2011	2010
Przychody ze sprzedaży	mln zł	424,7	439,5
Zysk netto	mln zł	75,8	91,4
Kapitał własny	mln zł	1 153,4	1 038,7
Aktywa ogółem	mln zł	1 551,7	1 428,3
Długość sieci bez przyłączy	km	9 898,8	9 588,1
Zatrudnienie na dzień 31 grudnia	osoby	1 768	1 772

Wielkopolska Spółka Gazownictwa (WSG)

Wielkopolska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o. zarządza siecią gazociągów dystrybucyjnych na terenie województw: wielkopolskiego i zachodniopomorskiego oraz na terenie kilkunastu gmin województw: lubuskiego, łódzkiego i dolnośląskiego, a także jednej gminy województwa pomorskiego. Stopień gazyfikacji tych obszarów, w odniesieniu do sieci WSG, kształtuje się na poziomie około 45%, z czego dla miast na prawach powiatu wynosi około 78%, dla obszarów miejskich około 55%, dla obszarów wiejsko-miejskich około 29% i dla obszarów typowo wiejskich około 18%.

W 2011 roku WSG przesłała poprzez system dystrybucyjny 1,53 mld m³ gazu ziemnego. Łączna liczba odbiorców obsługiwanych przez spółkę na koniec 2011 roku wynosiła 918,5 tys.

W 2011 roku spółka przyłączyła do sieci 9,1 tys. nowych odbiorców. Ponadto WSG prowadziła prace związane z eksploatacją, rozbudową

	Jednostka	2011	2010
Przychody ze sprzedaży	mln zł	588,7	612,0
Zysk netto	mln zł	116,8	130,4
Kapitał własny	mln zł	1 830,2	1 787,3
Aktywa ogółem	mln zł	2 270,6	2 225,8
Długość sieci bez przyłączy	km	15 916,0	15 488,0
Zatrudnienie na dzień 31 grudnia	osoby	1 810	1 826

i modernizacją sieci gazowej. Spółka realizowała trzy projekty w zakresie gazyfikacji nowych obszarów, na które dostała dofinansowanie z funduszy unijnych w ramach Programu Operacyjnego Infrastruktura i Środowisko.

W 2012 roku WSG kontynuować będzie gazyfikację miejscowości Syców, północnej części gminy Pełczyce, powiatu gorzowskiego oraz gmin Lubasza, Witkowa, Włoszkowice i Lipno.



Segment Pozostała działalność

PGNiG Energia

Przedmiotem działalności PGNiG Energia SA jest realizacja projektów budowy bloków energetycznych, inwestycji w zasilane gazem ziemnym instalacje kogeneracyjne oraz pilotażowych projektów biogazowych. Spółka prowadzi również działalność handlową na hurtowym rynku energii elektrycznej oraz obrót uprawnieniami do emisji dwutlenku węgla i innych gazów.

Największym projektem realizowanym przez PGNiG Energia we współpracy z Elektrownią Stalowa Wola SA jest budowa bloku gazowo-parowego o mocy elektrycznej 400 MW i 229 MW energii cieplnej w Stalowej Woli. W 2011 roku spółka kontynuowała działania organizacyjne i inwestycyjne projektu, w ramach których podpisano

umowę o funkcjonowaniu spółki celowej (SPV) Elektrociepłownia Stalowa Wola SA, w której PGNiG Energia posiada 50% akcji, podwyższono kapitał zakładowy SPV oraz rozpoczęto wybór głównego wykonawcy.

Ponadto w 2011 roku podpisane zostały umowy: kompleksowa pomiędzy PGNiG a Elektrociepłownią Stalowa Wola SA na dostawy paliwa gazowego oraz umowa sprzedaży energii elektrycznej pomiędzy PGNiG Energia, Tauron Polska Energia SA a Elektrociepłownią Stalowa Wola SA. Wejście w życie wymienionych umów zależne jest od spełnienia warunku zawieszającego w postaci zawarcia umów zapewniających źródła finansowania budowy, rozruchu i rozpoczęcia eksploatacji bloku gazowo-parowego w Stalowej Woli.

W 2011 roku PGNiG Energia rozpoczęła kompleksową obsługę podmiotów Grupy PGNiG oraz jednego odbiorcy zewnętrznego w zakresie zakupów energii elektrycznej. W ramach handlu uprawnieniami do emisji CO₂ spółka podpisała trzy umowy na bazie standardu EFET (European Federation of Energy Traders).

31 stycznia 2012 roku PGNiG Energia rozpoczęła handel energią i uprawnieniami do emisji CO₂ na Towarowej Giełdzie Energii.

W 2012 roku spółka kontynuować będzie działania organizacyjne i inwestycyjne projektu „Budowa bloku gazowo-parowego w Stalowej Woli”, w ramach których planowany jest wybór głównego wykonawcy oraz podwyższenie kapitału zakładowego SPV. Ponadto spółka będzie prowadziła obrót hurtową energią elektryczną i produktami pochodnymi na giełdach i w obrocie pozagiełdowym.

	Jednostka	2011	2010
Przychody ze sprzedaży	mln zł	24,2	4,7
Zysk/strata netto	mln zł	-1,8	-0,6
Kapitał własny	mln zł	27,4	5,4
Aktywa ogółem	mln zł	32,4	7,5
Zatrudnienie na dzień 31 grudnia	osoby	48	20

PGNiG Technologie

PGNiG Technologie Sp. z o.o. została powołana w 2010 roku w celu konsolidacji spółek budowlano-montażowych segmentu Pozostała Działalność Grupy PGNiG. 22 grudnia 2011 roku zakończono proces konsolidacji poprzez połączenie PGNiG Technologie ze spółkami BUG Gazobudowa Sp. z o.o., ZUN Naftomet Sp. z o.o., BN Naftomontaż Sp. z o.o. i ZRUG Sp. z o.o. w Pogórskiej Woli. Majątek powyższych spółek został w całości przeniesiony do PGNiG Technologie. Konsolidacja spółek budowlano-montażowych w jeden silny podmiot pozwoli na skuteczniejszą konkurencję na rynkach krajowym i zagranicznym.

PGNiG Technologie specjalizuje się w usługach budowlano-montażowych z zakresu m.in.: budowy gazociągów przesyłowych i dystrybucyjnych, infrastruktury gazowniczej w postaci węzłów, tłoczni i stacji gazowych, zagospodarowania złóż i budowy kopalni ropy naftowej i gazu ziemnego, budowy i rozbudowy podziemnych magazynów gazu ziemnego oraz produkcji urządzeń i aparatów do wyposażenia złóż węglowodorów, części do platform wiertniczych, a także produkcji i remontów wyrobów dla górnictwa węglowego. Spółka zajmuje się również remontami urządzeń wiertniczych i eksploatacyjnych.

W 2012 roku i w najbliższych latach PGNiG Technologie planuje rozwój działalności w dotychczasowym segmencie rynku przy maksymalnym wykorzystaniu obecnego potencjału technicznego i produkcyjnego. Spółka planuje rozwój przede wszystkim w kierunku świadczenia kompleksowych usług projektowo-budowlano-montażowych w sektorze gazownictwa i górnictwa naftowego w kraju i za granicą. Głównym odbiorcą usług świadczonych przez PGNiG Technologie pozostanie PGNiG.

	Jednostka	2011	2010
Przychody ze sprzedaży	mln zł	409,2	469,9
Zysk/strata netto	mln zł	0,6	21,6
Kapitał własny	mln zł	165,4	116,3
Aktywa ogółem	mln zł	293,8	306,5
Zatrudnienie na dzień 31 grudnia	osoby	1 507	1 688

Gazoprojekt

Biuro Studiów i Projektów Gazownictwa „Gazoprojekt” SA specjalizuje się w kompleksowym projektowaniu instalacji do produkcji, magazynowania, przesyłu i rozdziału gazu oraz systemowych stacji gazowych i stacji rozdzielczych. Większościowym udziałowcem spółki jest PGNiG z 75% udziałem w kapitale zakładowym. 25% udziałów jest w posiadaniu osób fizycznych – pracowników Gazoprojektu.

W 2011 roku Gazoprojekt osiągnął przychody ze sprzedaży w wysokości 45,4 mln zł. Przychody z usług wykonanych na rzecz kontrahentów spoza Grupy PGNiG stanowiły 59% przychodów ze sprzedaży spółki. Głównymi odbiorcami usług spoza Grupy PGNiG były OGP Gaz-System SA i PBG SA. W 2011 roku Gazoprojekt opracował m.in. dokumentację projektową w zakresie budowy gazociągów wysokiego ciśnienia relacji Gustorzyn – Odolanów i Świnoujście – Szczecin oraz prowadził nadzór autorski nad budową PMG Wierzchowice.

W 2012 roku spółka planuje realizację kontraktów, z których największymi są m.in. opracowania dokumentacji projektowej w zakresie rozbudowy węzła Odolanów dla OGP Gaz-System SA, dokumentacji przedprojektowej i projektowej gazociągu wysokiego ciśnienia relacji KRNiGZ LMG-Paproc, oraz dokumentacji projektowej w zakresie budowy innych gazociągów i przyłączy.

	Jednostka	2011	2010
Przychody ze sprzedaży	mln zł	45,4	95,8
Zysk/strata netto	mln zł	4,5	4,3
Kapitał własny	mln zł	38,1	33,6
Aktywa ogółem	mln zł	48,7	55,0
Zatrudnienie na dzień 31 grudnia	osoby	243	246



Geovita

Geovita Sp. z o.o. prowadzi działalność hotelarsko-gastronomiczną na terenie kraju w 11 własnych ośrodkach i w 3 zarządzanych hotelach. Ośrodki spółki stanowią sieć obiektów o charakterze wypoczynkowo-rekreacyjnym, szkoleniowo-konferencyjnym i odnowy biologicznej. Ośrodki są zlokalizowane nad morzem, w górach i w centrum Polski. Spółka oferuje swoje usługi klientom krajowym i zagranicznym.

W 2011 roku Geovita rozszerzyła swoją działalność w zakresie zarządzania hotelami o kolejne obiekty. Od października 2011 roku spółka zarządza dwoma hotelami należącymi do PGNiG: hotelem Bukowy Dworek w Gronowie i hotelem Perła Bieszczadów w Czarnej. Umowa o zarządzanie powyższymi hotelami obowiązuje do września 2013 roku.

W 2011 roku Geovita osiągnęła przychody ze sprzedaży ogółem w wysokości 36 mln zł, w tym prawie 8 mln zł z tytułu zarządzania hotelami. Odbiorcami usług byli głównie klienci spoza Grupy PGNiG. Przychody z usług świadczonych na rzecz tej grupy klientów stanowiły 73% przychodów ze sprzedaży spółki.

W roku 2012 kontynuowana będzie restrukturyzacja spółki. Ponadto w 2012 roku planowane jest przekształcenie Geovita Sp. z o.o. w spółkę akcyjną. W kolejnych latach spółka planuje zwiększenie liczby klientów oraz wyrównanie standardów i zakresu oferowanych usług we wszystkich obiektach sieci Geovita.

	Jednostka	2011	2010
Przychody ze sprzedaży	mln zł	36	32,8
Zysk/strata netto	mln zł	-1,2	0,2
Kapitał własny	mln zł	77,9	79,1
Aktywa ogółem	mln zł	98,5	100,8
Zatrudnienie na dzień 31 grudnia	osoby	349	303

Skonsolidowane sprawozdanie finansowe za rok obrotowy 2011

Kompletne sprawozdanie finansowe zostało zamieszczone na www.pgnig.pl.

Opinia niezależnego biegłego rewidenta

Do Akcjonariuszy i Rady Nadzorczej
Polskiego Górnictwa Naftowego i Gazownictwa SA

Przeprowadziliśmy badanie załączonego skonsolidowanego sprawozdania finansowego Grupy Kapitałowej Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo SA, dla której Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo SA z siedzibą w Warszawie, ulica M. Kasprzaka 25 jest Spółką Dominującą, na które składa się skonsolidowane sprawozdanie z sytuacji finansowej sporządzone na dzień 31 grudnia 2011 roku, skonsolidowany rachunek zysków i strat oraz skonsolidowane sprawozdanie z całkowitych dochodów, sprawozdanie ze zmian w skonsolidowanym kapitale własnym, skonsolidowane sprawozdanie z przepływów pieniężnych za rok obrotowy od 1 stycznia 2011 roku do 31 grudnia 2011 roku oraz informacje dodatkowe, obejmujące informacje o przyjętej polityce rachunkowości i inne informacje objaśniające.

Za sporządzenie zgodnego z obowiązującymi przepisami skonsolidowanego sprawozdania finansowego oraz sprawozdania z działalności Grupy Kapitałowej odpowiedzialny jest Zarząd Spółki Dominującej.

Zarząd Spółki Dominującej oraz członkowie jej Rady Nadzorczej są zobowiązani do zapewnienia, aby skonsolidowane sprawozdanie finansowe oraz sprawozdanie z działalności Grupy Kapitałowej spełniały wymagania przewidziane w ustawie z dnia 29 września 1994 roku o rachunkowości (Dz. U. z 2009 roku Nr 152, poz. 1223 z późn. zm.), zwanej dalej „ustawą o rachunkowości”.

Naszym zadaniem było zbadanie i wyrażenie opinii o zgodności skonsolidowanego sprawozdania finansowego z przyjętymi przez Grupę Kapitałową zasadami (polityką) rachunkowości oraz czy rzetelnie i jasno przedstawia ono, we wszystkich istotnych aspektach, sytuację majątkową i finansową, jak też wynik finansowy Grupy Kapitałowej.

Badanie sprawozdania finansowego zaplanowaliśmy i przeprowadziliśmy stosownie do postanowień:

- rozdziału 7 ustawy o rachunkowości,
- krajowych standardów rewizji finansowej, wydanych przez Krajową Radę Biegłych Rewidentów w Polsce.

Badanie skonsolidowanego sprawozdania finansowego zaplanowaliśmy i przeprowadziliśmy w taki sposób, aby uzyskać racjonalną pewność pozwalającą na wyrażenie opinii o sprawozdaniu. W szczególności badanie obejmowało sprawdzenie poprawności zastosowanych przez Spółkę Dominującą oraz jednostki zależne zasad (polityki) rachunkowości i sprawdzenie – w przeważającej mierze w sposób wyrywkowy – podstaw, z których wynikają liczby i informacje zawarte w skonsolidowanym sprawozdaniu finansowym, jak i całościową ocenę skonsolidowanego sprawozdania finansowego. Uważamy, że badanie dostarczyło wystarczającej podstawy do wyrażenia opinii.

Naszym zdaniem zbadane skonsolidowane sprawozdanie finansowe we wszystkich istotnych aspektach:

- przedstawia rzetelnie i jasno informacje istotne dla oceny sytuacji majątkowej i finansowej Grupy Kapitałowej na dzień 31 grudnia 2011 roku, jak też jej wyniku finansowego za rok obrotowy 1 stycznia 2011 roku do 31 grudnia 2011 roku,
- zostało sporządzone zgodnie z Międzynarodowymi Standardami Rachunkowości, Międzynarodowymi Standardami Sprawozdawczości Finansowej oraz związanymi z nimi interpretacjami ogłoszonymi w formie rozporządzeń Komisji Europejskiej, a w zakresie nieuregulowanym w tych standardach – stosownie do wymogów ustawy o rachunkowości i wydanych na jej podstawie przepisów wykonawczych,
- jest zgodne z wpływającymi na treść skonsolidowanego sprawozdania finansowego przepisami prawa obowiązującymi Grupę Kapitałową.

Nie zgłaszając zastrzeżeń do prawidłowości i rzetelności zbadanego skonsolidowanego sprawozdania finansowego, zwracamy uwagę na:

- Notę nr 6.2 do skonsolidowanego sprawozdania finansowego, w której Zarząd Spółki Dominującej wskazał na czynniki powodujące niepewność założeń przyjętych do wyceny akcji spółki współzależnej SGT EuRoPol Gaz SA. Wycena wartości akcji została oparta o niezależne od Spółki Dominującej założenia i zdarzenia przyszłe, których rezultatu na dzień sporządzenia skonsolidowanego sprawozdania finansowego nie można było jednoznacznie przewidzieć. Zarząd Spółki Dominującej wyjaśnił także przyczyny, dla których dokonano odpisów z tytułu utraty wartości akcji tej spółki.
- Notę nr 37.8 do skonsolidowanego sprawozdania finansowego, w której to Zarząd Spółki Dominującej, wskazuje na niepewność związaną z aktualną sytuacją polityczną w Libii oraz na niepewność związaną z przyszłą działalnością w tym kraju.

Sprawozdanie z działalności Grupy Kapitałowej za rok obrotowy 2011 jest kompletne w rozumieniu art. 49 ust. 2 ustawy o rachunkowości oraz rozporządzenia Ministra Finansów z dnia 19 lutego 2009 roku w sprawie informacji bieżących i okresowych przekazywanych przez emitentów papierów wartościowych oraz warunków uznawania za równoważne informacji wymaganych przepisami prawa państwa niebędącego państwem członkowskim, a zawarte w nim informacje, pochodzące ze zbadanego skonsolidowanego sprawozdania finansowego, są z nim zgodne.

Piotr Sokołowski
Kluczowy biegły rewident
przeprowadzający badanie
nr ewid. 9752

Piotr Sokołowski Wiceprezes Zarządu Biegły rewident Nr ewid. 9752	Radosław Kuboszek Wiceprezes Zarządu Biegły rewident Nr ewid. 90029	Deloitte Audyt Sp. z o.o. al. Jana Pawła II 19 00-854 Warszawa
--	--	---

osoby reprezentujące podmiot

podmiot uprawniony do badania sprawozdań finansowych wpisany na listę podmiotów uprawnionych pod nr. ewidencyjnym 73 prowadzoną przez KRBR

Warszawa, 1 marca 2012 roku

Raport z badania skonsolidowanego sprawozdania finansowego Grupy Kapitałowej Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo SA za rok obrotowy 2011

Według statutu Spółki Dominującej przedmiotem jej działalności jest:

- wydobywanie ropy naftowej,
- wydobywanie gazu ziemnego,
- działalność usługowa związana z eksploatacją złóż ropy naftowej i gazu ziemnego,
- kopalnictwo surowców siarkonośnych,
- pozostałe górnictwo i kopalnictwo, gdzie indziej niesklasyfikowane,
- wytwarzanie produktów rafinacji ropy naftowej,
- przetwarzanie produktów rafinacji ropy naftowej,
- działalność usługowa w zakresie instalowania, naprawy i konserwacji maszyn dla górnictwa, kopalnictwa i budownictwa,
- wytwarzanie energii elektrycznej,
- przesyłanie energii elektrycznej,
- dystrybucja energii elektrycznej,
- wytwarzanie paliw gazowych,
- dystrybucja paliw gazowych w systemie sieciowym,
- produkcja ciepła (pary wodnej i gorącej wody),
- dystrybucja ciepła (pary wodnej i gorącej wody),
- wykonywanie wykopów i wierceń geologiczno – inżynierskich,
- wykonywanie robót ogólnobudowlanych w zakresie obiektów liniowych: rurociągów, linii elektroenergetycznych, elektrotrakcyjnych, i telekomunikacyjno-przesyłowych,
- wykonywanie instalacji centralnego ogrzewania i wentylacyjnych,
- wykonywanie instalacji gazowych,
- obsługa i naprawa pojazdów mechanicznych,
- sprzedaż detaliczna paliw,
- sprzedaż hurtowa paliw stałych, ciekłych i gazowych oraz produktów pochodnych,
- sprzedaż hurtowa półproduktów,
- pozostała sprzedaż hurtowa wyspecjalizowana,
- hotele i motele wraz z restauracjami,
- hotele i motele bez restauracji,
- towarowy transport drogowy pojazdami wyspecjalizowanymi,
- towarowy transport drogowy pojazdami uniwersalnymi,
- transport rurociągowy,
- magazynowanie i przechowywanie towarów w pozostałych składach,
- działalność biur turystycznych,
- telefonia stacjonarna i telegrafia,
- telefonia ruchoma,
- transmisja danych i teleinformatyka,
- radiokomunikacja,
- prace badawczo-rozwojowe w dziedzinie nauk technicznych,
- działalność geologiczno-poszukiwawcza,
- działalność geodezyjna i kartograficzna,
- wynajem nieruchomości na własny rachunek,
- zarządzanie nieruchomościami mieszkalnymi,
- zarządzanie nieruchomościami niemieszkalnymi,
- kupno i sprzedaż nieruchomości na własny rachunek,
- działalność bibliotek innych niż publicznych,
- działalność archiwów,
- działalność muzeów,
- badania i analizy techniczne,
- leasing składników majątku Spółki służącego przesyłowi energii i gazu,
- pośrednictwo finansowe pozostałe,
- działalność holdingów,
- działalność poligraficzna pozostała, gdzie indziej niesklasyfikowana,
- działalność usługowa związana z przygotowaniem druku,
- działalność graficzna pomocnicza,
- działalność usługowa w zakresie instalowania, naprawy i konserwacji instrumentów i przyrządów pomocniczych, kontrolnych, badawczych, testujących, nawigacyjnych,

I. Informacje ogólne

1. Dane identyfikujące badaną Spółkę Dominującą

Spółka Dominująca Grupy Kapitałowej działa pod firmą Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo SA („PGNiG”, „Spółka Dominująca”). Siedzibą Spółki Dominującej jest Warszawa, ul. M. Kasprzaka 25.

Spółka Dominująca prowadzi działalność w formie spółki akcyjnej, związanej aktem notarialnym w dniu 21 października 1996 roku przed notariuszem Pawłem Błaszczakiem w Warszawie (Repertorium A Nr 18871/96). Spółka została zarejestrowana w rejestrze handlowym prowadzonym przez Sąd Rejonowy XVI Wydział Gospodarczy-Rejestrowy w Warszawie, w dziale B pod numerem 48382, na podstawie postanowienia z dnia 27 grudnia 2001 roku. Aktualnie Spółka jest wpisana do rejestru przedsiębiorców prowadzonego przez Sąd Rejonowy XX Wydział Gospodarczy Rejestrowy w Warszawie pod numerem KRS 0000059492.

Spółka Dominująca posiada numer identyfikacji podatkowej NIP: 525-000-80-28 nadany przez Drugi Urząd Skarbowy Warszawa-Śródmieście w dniu 22 listopada 1996 roku.

Urząd Statystyczny nadał Spółce Dominującej w dniu 14 listopada 1996 roku REGON o numerze: 012216736.

Spółka działa na podstawie przepisów Kodeksu spółek handlowych.

- wykonywanie instalacji ciepłych, wodnych, wentylacyjnych i gazowych,
- działalność agentów zajmujących się sprzedażą paliw, rud, metali i chemikaliów przemysłowych,
- działalność agentów zajmujących się sprzedażą towarów różnego rodzaju,
- sprzedaż hurtowa wyrobów metalowych oraz sprzętu i dodatkowego wyposażenia hydraulicznego i grzejnego,
- sprzedaż detaliczna pozostała w niewyspecjalizowanych sklepach,
- leasing finansowy,
- działalność pomocnicza finansowa związana z ubezpieczeniami i funduszami emerytalno-rentowymi,
- wynajem maszyn i urządzeń,
- przetwarzanie danych,
- działalność związana z bazami danych,
- działalność związana z informatyką, pozostała,
- działalność rachunkowo-księgową,
- reklama,
- działalność centrów telefonicznych (CALL CENTER),
- działalność komercyjna pozostała, gdzie indziej niesklasyfikowana,
- zarządzanie nieruchomościami na zlecenie,
- miejsca krótkotrwałego zakwaterowania pozostałe, gdzie indziej niesklasyfikowane.

W badanym okresie Spółka Dominująca prowadziła działalność w zakresie obrotu gazem naturalnym oraz ropą naftową, poszukiwania i eksploatacji złóż ropy naftowej i gazu ziemnego, robót ogólnobudowlanych w zakresie rurociągów i kopalń, sprzedaży ropy naftowej i gazu ziemnego, leasingu składników majątku Spółki Dominującej służącego przesyłowi energii i gazu.

Kapitał zakładowy Spółki Dominująca według stanu na dzień 31 grudnia 2011 roku wynosił 5.900.000.000 zł i dzielił się na:

- akcje na okaziciela serii A w liczbie 4.250.000.000 o wartości nominalnej 1 złoty każda,
- akcje na okaziciela serii A1 w liczbie 750.000.000 o wartości nominalnej 1 złoty każda,
- akcje na okaziciela serii B w liczbie 900.000.000 o wartości nominalnej 1 złoty każda.

Według stanu na dzień 31 grudnia 2011 roku wśród akcjonariuszy Spółki Dominującej znajdowali się:

- Skarb Państwa – 72,41% akcji,
- pozostali – 27,59% akcji.

W roku obrotowym nie wystąpiły zmiany w strukturze własności oraz wielkości kapitału zakładowego Spółki Dominującej.

Po dniu bilansowym nie nastąpiły żadne zmiany w kapitale zakładowym Spółki Dominującej.

Kapitał własny Grupy Kapitałowej według stanu na dzień 31 grudnia 2011 roku wynosi 24.496.660 tys. zł.

Rokiem obrotowym Grupy Kapitałowej jest rok kalendarzowy.

W skład Zarządu Spółki na dzień wydania opinii wchodził:

- Radosław Dudziński – Wiceprezes Zarządu,
- Sławomir Hinc – Wiceprezes Zarządu,
- Mirosław Szkałuba – Wiceprezes Zarządu,
- Marek Karabuła – Wiceprezes Zarządu.

W badanym okresie wystąpiły następujące zmiany w składzie Zarządu Spółki Dominującej:

- W dniu 12 stycznia 2011 roku Rada Nadzorcza PGNiG SA dokonała wyboru Prezesa i Członków Zarządu PGNiG SA na nową kadencję rozpoczynającą się z dniem 13 marca 2011 roku. Na okres 3 lat zostali wybrani:
 - Michał Szubski – Prezes Zarządu,
 - Radosław Dudziński – Członek Zarządu,
 - Sławomir Hinc – Członek Zarządu,
 - Marek Karabuła – Członek Zarządu.
- W dniu 8 marca 2011 roku Rada Nadzorcza Spółki powołała Pana Mirosława Szkałubę, wybranego przez pracowników PGNiG na nową kadencję rozpoczynającą się z dniem 13 marca 2011 roku.
- W dniu 19 grudnia 2011 roku Pan Michał Szubski, Prezes Zarządu PGNiG SA, złożył rezygnację z pełnienia funkcji z ważnych powodów osobistych. Rada Nadzorcza PGNiG SA przyjęła rezygnację Prezesa Michała Szubskiego z dniem 31 grudnia 2011 roku. W związku z rezygnacją Pana Michała Szubskiego z funkcji Prezesa Zarządu PGNiG SA, decyzją Rady Nadzorczej PGNiG SA od 1 stycznia 2012 roku do czasu rozstrzygnięcia postępowania kwalifikacyjnego na stanowisko Prezesa Zarządu Spółki, sprawy należące do kompetencji Prezesa, w tym kierowanie pracami Zarządu PGNiG SA nadzoruje Pan Marek Karabuła, Wiceprezes ds. Górnictwa Naftowego.

Powyższe zmiany zostały zgłoszone i zarejestrowane we właściwym rejestrze sądowym. Do dnia opinii nie wystąpiły inne aniżeli powyższe wskazane zmiany w składzie Zarządu.

Na dzień 31 grudnia 2011 roku w skład Grupy Kapitałowej Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo SA wchodzi:

Podmiot Dominujący – Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo SA, oraz:

- spółki zależne:
 - Poszukiwania Nafty i Gazu Jasło SA – 100% udziałów,
 - Poszukiwania Nafty i Gazu Kraków Sp. z o.o. – 100% udziałów,
 - Poszukiwania Nafty i Gazu NAFTA Sp. z o.o. – 100% udziałów,
 - GEOFIZYKA Kraków Sp. z o.o. – 100% udziałów,
 - GEOFIZYKA Toruń Sp. z o.o. – 100% udziałów,
 - Poszukiwania Naftowe Diament Sp. z o.o. – 100% udziałów,
 - Zakład Robót Górniczych Krosno Sp. z o.o. – 100% udziałów,
 - PGNiG Norway AS – 100% udziałów,
 - Polish Oil and Gas Company Libya B.V. – 100% udziałów,
 - INVESTGAS SA – 100% udziałów,
 - Dolnośląska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o. – 100% udziałów,
 - Górnośląska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o. – 100% udziałów,
 - Karpacka Spółka Gazownictwa Sp. z o.o. – 100% udziałów,
 - Mazowiecka Spółka Gazownictwa Sp. z o.o. – 100% udziałów,
 - Pomorska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o. – 100% udziałów,
 - Wielkopolska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o. – 100% udziałów,
 - Geovita Sp. z o.o. – 100% udziałów,
 - PGNiG Technologie Sp. z o.o. – 100% udziałów,
 - PGNiG Energia SA – 100% udziałów,
 - BUD-GAZ P.P.U.H. Sp. z o.o. – 100% udziałów,
 - PGNiG Sales & Trading GmbH – 100% udziałów,
 - PGNiG Finance AB (publ) – 100% udziałów,
 - PGNiG SPV 1 Sp. z o.o. – 100% udziałów,
 - Operator Systemu Magazynowania Sp. z o.o. – 100% udziałów,
 - Polskie Elekrownie Gazowe Sp. z o.o. – 100% udziałów,
 - Biuro Studiów i Projektów Gazownictwa Gazoprojekt SA – 75% udziałów,
 - NYSAGAZ Sp. z o.o. – 66% udziałów,
- spółki pośrednio zależne:
 - Geofizyka Toruń Kish Ltd (Rial) – 100% udziałów,
 - Oil Tech International F.Z.E.– 100% udziałów,
 - Zakład Gospodarki Mieszkaniowej Sp. z o.o. (Piła) – 100% udziałów,
 - Biogazownia Ostrowiec Sp. z o.o. – 100% udziałów,
 - Powiśle Park Sp. z o.o. (Warszawa) – 100% udziałów,
 - Poltava Services LLC – 99% udziałów,
 - CHEMKOP Sp. z o.o. Kraków – 85% udziałów,
 - GAZ Sp. z o.o. (Błonie) – 51% udziałów,
 - GAZ MEDIA Sp. z o.o. (Wotomin) – 51% udziałów,
 - PT Geofizyka Toruń Indonezja – 55% udziałów.

Skonsolidowanym sprawozdaniem finansowym na dzień 31 grudnia 2011 roku objęte zostały następujące spółki:

a) Spółka Dominująca – Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo SA

Przeprowadziliśmy badanie sprawozdania finansowego Spółki Dominującej Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo SA za okres od 1 stycznia do 31 grudnia 2011 roku. W wyniku przeprowadzonego badania wydaliśmy w dniu 1 marca 2012 roku opinię bez zastrzeżeń ze zwróceniem uwagi.

b) Spółki objęte konsolidacją metodą pełną:

Nazwa i siedziba Spółki	Udział w kapitale (w %)	Podmiot przeprowadzający badanie sprawozdania finansowego i rodzaj wydanej opinii	Dzień bilansowy konsolidowanej jednostki	Data opinii
Geofizyka Kraków Sp. z o.o.	100,00%	Deloitte Audyt Sp. z o.o. opinia bez zastrzeżeń	31.12.2011	28.02.2012
Geofizyka Toruń Sp. z o.o.	100,00%	Deloitte Audyt Sp. z o.o. opinia bez zastrzeżeń	31.12.2011	06.02.2012
PNiG Jasło Sp. z o.o.	100,00%	Deloitte Audyt Sp. z o.o. opinia bez zastrzeżeń	31.12.2011	01.03.2012
GK PNiG Kraków	100,00%	Deloitte Audyt Sp. z o.o. opinia bez zastrzeżeń	31.12.2011	28.02.2012
PNiG NAFTA Sp. z o.o. w Pile	100,00%	Deloitte Audyt Sp. z o.o. opinia bez zastrzeżeń	31.12.2011	10.02.2012
ZRG Krosno Sp. z o.o.	100,00%	Deloitte Audyt Sp. z o.o. opinia bez zastrzeżeń	31.12.2011	29.02.2012
PN DIAMENT Sp. z o.o. w Zielonej Górze	100,00%	Deloitte Audyt Sp. z o.o. opinia bez zastrzeżeń	31.12.2011	01.03.2012
POGC Libya B.V.	100,00%	Deloitte Accountants B.V. (Holandia) odmowa wyrażenia opinii	31.12.2011	n. d.
PGNiG Norway AS	100,00%	Deloitte AS (Norwegia) opinia bez zastrzeżeń	31.12.2011	27.02.2012
Dolnośląska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o.	100,00%	Deloitte Audyt Sp. z o.o. opinia bez zastrzeżeń	31.12.2011	01.03.2012
Górnośląska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o.	100,00%	Deloitte Audyt Sp. z o.o. opinia bez zastrzeżeń	31.12.2011	01.03.2012
Karpacka Spółka Gazownictwa Sp. z o.o.	100,00%	Deloitte Audyt Sp. z o.o. opinia bez zastrzeżeń	31.12.2011	01.03.2012
GK Mazowiecka Spółka Gazownictwa	100,00%	Deloitte Audyt Sp. z o.o. opinia bez zastrzeżeń	31.12.2011	01.03.2012
Pomorska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o.	100,00%	Deloitte Audyt Sp. z o.o. opinia bez zastrzeżeń	31.12.2011	01.03.2012
Wielkopolska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o.	100,00%	Deloitte Audyt Sp. z o.o. opinia bez zastrzeżeń	31.12.2011	27.02.2012
BSiPG Gazoprojekt SA we Wrocławiu	75,00%	Deloitte Audyt Sp. z o.o. opinia bez zastrzeżeń	31.12.2011	01.03.2012
Geovita Sp. z o.o. w Warszawie	100,00%	Deloitte Audyt Sp. z o.o. opinia bez zastrzeżeń	31.12.2011	29.02.2012
PGNiG Energia SA	100,00%	Deloitte Audyt Sp. z o.o. opinia z zastrzeżeniem	31.12.2011	01.03.2012
PGNiG Technologie Sp. z o.o.	100,00%	Deloitte Audyt Sp. z o.o. opinia bez zastrzeżeń	31.12.2011	27.02.2012
PGNiG SPV1 Sp. z o.o.	100,00%	CHE Consulting Sp. z o.o. opinia bez zastrzeżeń	31.12.2011	20.02.2012
PGNiG Sales&Trading GmbH	100,00%	PricewaterhouseCoopers opinia bez zastrzeżeń	31.12.2011	01.03.2012
PGNiG Finance AB	100,00%	Deloitte AB opinia bez zastrzeżeń	31.12.2011	24.02.2012
Operator Systemu Magazynowania Sp. z o.o.	100,00%	CHE Consulting Sp. z o.o. opinia bez zastrzeżeń	31.12.2011	31.01.2012
INVESTGAS SA	100,00%	Deloitte Audyt Sp. z o.o. opinia bez zastrzeżeń	31.12.2011	29.02.2012

c) Spółki objęte konsolidacją metodą praw własności:

Nazwa i siedziba Spółki	Udział w kapitale (w %)	Podmiot przeprowadzający badanie sprawozdania finansowego i rodzaj wydanej opinii	Dzień bilansowy konsolidowanej jednostki	Data opinii
SGT EuRoPol Gaz SA	49,74%	Brak na dzień wydania opinii	31.12.2011	n. d.
Gas-Trading SA	43,41%	Brak na dzień wydania opinii	31.12.2011	n. d.

Spółka Dominująca sporządzająca sprawozdanie skonsolidowane nie stosowała istotnych uproszczeń i odstępstw od przyjętych zasad konsolidacji w stosunku do kontrolowanych jednostek.

W badanym roku obrotowym spółka włączyła do konsolidacji jednostkę, której udziały nabyto w roku 2011, tj. PGNiG SPV1 Sp. z o.o.

2. Informacje o skonsolidowanym sprawozdaniu finansowym za poprzedni rok obrotowy

Działalność Grupy Kapitałowej w 2010 roku zamknęła się zyskiem netto w wysokości 2 457 184 tys. zł. Skonsolidowane sprawozdanie finansowe Grupy Kapitałowej za rok obrotowy 2010 podlegało badaniu przez biegłego rewidenta. Badanie zostało przeprowadzone przez podmiot uprawniony Deloitte Audyt Sp. z o.o. Biegły rewident w dniu 3 marca 2011 roku wydał o tym sprawozdaniu opinię bez zastrzeżeń ze zwróceniem uwagi o następującej treści:

Nie zgłaszając zastrzeżeń do prawidłowości i rzetelności zbadanego skonsolidowanego sprawozdania finansowego, zwracamy uwagę na:

- Notę nr 6 do skonsolidowanego sprawozdania finansowego, w której Zarząd Spółki Dominującej wskazał na czynniki powodujące niepewność założeń przyjętych do wyceny akcji spółki współzależnej SGT EuRoPol Gaz SA. Wycena wartości akcji została oparta o niezależne od Spółki Dominującej założenia i zdarzenia przyszłe, których rezultatu na dzień sporządzenia skonsolidowanego sprawozdania finansowego nie można było jednoznacznie przewidzieć. Zarząd Spółki Dominującej wyjaśnił także przyczyny, dla których dokonano odpisów z tytułu utraty wartości akcji tej spółki.
- Notę nr 37.8 do skonsolidowanego sprawozdania finansowego, w której to Zarząd Spółki Dominującej, wskazuje na niepewność związaną z aktualną sytuacją polityczną w Libii oraz na niepewność związaną z przyszłą działalnością w tym kraju.

Walne Zgromadzenie Akcjonariuszy zatwierdzające skonsolidowane sprawozdanie finansowe za rok obrotowy 2010 odbyło się w dniu 20 kwietnia 2011 roku.

Skonsolidowane sprawozdanie finansowe za rok obrotowy 2010 zostało zgodnie z przepisami prawa złożone w Krajowym Rejestrze Sądowym w dniu 27 kwietnia 2011 roku i złożone do opublikowania w Monitorze Polskim B w dniu 29 kwietnia 2011 roku. Sprawozdanie to zostało opublikowane w Monitorze Polskim B nr 1652 w dniu 22 września 2011 roku.

3. Dane identyfikujące podmiot uprawniony oraz kluczowego biegłego rewidenta przeprowadzającego w jego imieniu badanie

Badanie skonsolidowanego sprawozdania finansowego zostało przeprowadzone na podstawie umowy z dnia 28 czerwca 2010 roku, zawartej pomiędzy Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo SA a firmą Deloitte Audyt Sp. z o.o. z siedzibą w Warszawie, al. Jana Pawła II 19, wpisaną na prowadzoną przez Krajową Radę Biegłych Rewidentów listę podmiotów uprawnionych do badania sprawozdań finansowych pod nr 73. W imieniu podmiotu uprawnionego badanie skonsolidowanego sprawozdania finansowego zostało przeprowadzone pod nadzorem kluczowego biegłego rewidenta Piotra Sokołowskiego (nr ewidencyjny 9752) w siedzibie Spółki Dominującej w dniach od 24 października do 10 listopada 2011 roku oraz od 30 stycznia do 1 marca 2012 roku.

Wyboru podmiotu uprawnionego dokonała Rada Nadzorcza uchwałą z dnia 12 maja 2010 roku na podstawie upoważnienia zawartego w par. 33 statutu Spółki Dominującej.

Deloitte Audyt Sp. z o.o. oraz kluczowy biegły rewident Piotr Sokołowski potwierdzają, iż są uprawnieni do badania sprawozdań finansowych oraz spełniają warunki określone w art. 56 ustawy o biegłych rewidentach i ich samorządzie, podmiotach uprawnionych do badania sprawozdań finansowych oraz nadzorze publicznym (Dz. U. z 2009 roku Nr 77, poz. 649 z późn. zm.) do wyrażenia bezstronnej i niezależnej opinii o skonsolidowanym sprawozdaniu finansowym Grupy Kapitałowej Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo SA

4. Dostępność danych i oświadczenia kierownictwa Spółki Dominującej

Nie wystąpiły ograniczenia zakresu naszego badania.

Podmiotowi uprawnionemu i kluczowemu biegłemu rewidentowi w trakcie badania udostępniono wszystkie żądane dokumenty i dane, jak również udzielono wyczerpujących informacji i wyjaśnień, co między innymi zostało potwierdzone pisemnym oświadczeniem Zarządu Spółki Dominującej z dnia 1 marca 2012 roku.

II. Sytuacja majątkowa i finansowa Grupy Kapitałowej

Poniżej zaprezentowane są podstawowe wielkości ze skonsolidowanego rachunku zysków i strat oraz wskaźniki finansowe opisujące wynik finansowy Grupy Kapitałowej, jej sytuację finansową i majątkową w porównaniu do analogicznych wielkości za lata ubiegłe.

Podstawowe wielkości z rachunku zysków i strat (w tys. zł)	2011	2010	2009
Przychody ze sprzedaży	23 003 534	21 281 161	19 331 527
Koszty działalności operacyjnej	21 318 008	18 394 472	17 956 668
Przychody finansowe	135 695	80 515	203 315
Koszty finansowe	151 997	30 410	94 626
Udział w wyniku finansowym jednostek wycenianych metoda praw własności	42 563	(695)	(359)
Podatek dochodowy	85 603	478 915	246 303
Zysk (strata) netto	1 626 184	2 457 184	1 236 886
Całkowity dochód ogółem	1 690 190	2 537 359	1 250 607
	2011	2010	2009

Wskaźniki rentowności	2011	2010	2009
– rentowność sprzedaży	7%	14%	7%
– rentowność sprzedaży netto	7%	12%	6%
– rentowność netto kapitału własnego	7%	12%	6%

Wskaźniki efektywności	2011	2010	2009
– wskaźnik rotacji majątku	0,61	0,63	0,62
– wskaźnik rotacji należności w dniach	47	54	61
– wskaźnik rotacji zobowiązań w dniach	20	20	24
– wskaźnik rotacji zapasów w dniach	27	23	30

Płynność/Kapitał obrotowy netto	2011	2010	2009
– stopa zadłużenia	35%	30%	31%
– stopień pokrycia majątku kapitałem własnym	65%	70%	69%
– kapitał obrotowy netto (w tys. zł)	(317.192)	1 059.935	518.083
– wskaźnik płynności	0,96	1,21	1,09
– wskaźnik podwyższonej płynności	0,69	1,00	0,87

Analiza powyższych wielkości i wskaźników wskazuje na wystąpienie w roku 2011 następujących tendencji:

- spadek wskaźników rentowności,
- spadek wskaźników rotacji należności w dniach,
- wzrost wskaźnika rotacji zapasów w dniach,
- pogorszenie wskaźników płynności i podwyższonej płynności.

III. Informacje szczegółowe

1. Informacje na temat badanego skonsolidowanego sprawozdania finansowego

Badane skonsolidowane sprawozdanie finansowe zostało sporządzone na dzień 31 grudnia 2011 roku i obejmuje:

- skonsolidowane sprawozdanie z sytuacji finansowej sporządzone na dzień 31 grudnia 2011 roku, które po stronie aktywów i pasywów wykazuje sumę 37 964 374 tys. zł,
- skonsolidowany rachunek zysków i strat za okres od 1 stycznia 2011 roku do 31 grudnia 2011 roku wykazujący zysk netto w kwocie 1 626 184 tys. zł,
- skonsolidowane sprawozdanie z całkowitych dochodów za okres od 1 stycznia 2011 roku do 31 grudnia 2011 roku wykazujący całkowity dochód ogółem w kwocie 1 690 190 tys. zł,
- sprawozdanie ze zmian w skonsolidowanym kapitale własnym za okres od 1 stycznia 2011 roku do 31 grudnia 2011 roku wykazujące zwiększenie kapitału własnego o kwotę 977 190 tys. zł,
- skonsolidowane sprawozdanie z przepływów pieniężnych za okres od 1 stycznia 2011 roku do 31 grudnia 2011 roku wykazujące zwiększenie stanu środków pieniężnych o kwotę 130 885 tys. zł,
- informacje dodatkowe, obejmujące informacje o przyjętej polityce rachunkowości i inne informacje objaśniające.

Struktura aktywów i pasywów oraz pozycji kształtujących wynik finansowy została przedstawiona w skonsolidowanym sprawozdaniu finansowym.

Badanie objęło okres od 1 stycznia 2011 roku do 31 grudnia 2011 roku i polegało głównie na:

- badaniu prawidłowości i rzetelności przygotowanego przez Zarząd Spółki Dominującej skonsolidowanego sprawozdania finansowego,
- badaniu dokumentacji konsolidacyjnej,
- ocenie prawidłowości zastosowanych w trakcie konsolidacji metod i procedur konsolidacyjnych,
- przeglądzie sporządzonych przez innych biegłych rewidentów opinii i raportów z badania sprawozdań finansowych spółek zależnych i stowarzyszonych, podlegających konsolidacji.

2. Dokumentacja konsolidacyjna

Spółka Dominująca przedstawiła dokumentację konsolidacyjną obejmującą:

- 1) sprawozdania finansowe jednostek objętych skonsolidowanym sprawozdaniem finansowym,
- 2) sprawozdania finansowe jednostek podporządkowanych dostosowane do zasad (polityki) rachunkowości obowiązujących przy konsolidacji,
- 3) sprawozdania finansowe jednostek podporządkowanych przeliczone na walutę polską,
- 4) wszelkie korekty i wyłączenia dokonywane w celu konsolidacji, niezbędne do sporządzenia skonsolidowanego sprawozdania finansowego,
- 5) obliczenia wartości godziwej aktywów netto jednostek podporządkowanych,
- 6) obliczenia wartości firmy oraz ujemnej wartości firmy i ich odpisów, w tym z tytułu trwałej utraty wartości,
- 7) obliczenia kapitałów mniejszości,
- 8) obliczenia różnic kursowych z przeliczenia sprawozdań finansowych jednostek podporządkowanych, wyrażonych w walutach obcych.

Podstawy sporządzenia skonsolidowanego sprawozdania finansowego

Skonsolidowane sprawozdanie finansowe Grupy Kapitałowej za rok obrotowy 2011 sporządzono zgodnie z Międzynarodowymi Standardami Sprawozdawczości Finansowej.

Określenie jednostek Grupy Kapitałowej

Przy określaniu zakresu i metod konsolidacji, jak również stosunku zależności, stosowano kryteria określone w Międzynarodowych Standardach Sprawozdawczości Finansowej.

Okres obrotowy

Skonsolidowane sprawozdanie finansowe zostało sporządzone na ten sam dzień bilansowy i za ten sam rok obrotowy, co sprawozdanie finansowe Spółki Dominującej – Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo SA. Jednostki zależne i stowarzyszona objęte konsolidacją sporządziły sprawozdania finansowe na ten sam dzień bilansowy, co Spółka Dominująca. Rok obrotowy wszystkich spółek zależnych i stowarzyszonej objętych konsolidacją został zakończony 31 grudnia 2011 roku.

Metoda konsolidacji

Konsolidacja sprawozdań Grupy Kapitałowej, w odniesieniu do jednostek zależnych, została przeprowadzona metodą pełną przez sumowanie w pełnej wysokości wszystkich odpowiednich pozycji sprawozdań finansowych Spółki Dominującej i jednostek zależnych objętych konsolidacją.

Po dokonaniu sumowań dokonano korekt i wyłączeń konsolidacyjnych, które dotyczyły:

- wartości nabycia udziałów posiadanych przez Spółkę Dominującą w jednostkach zależnych oraz części aktywów netto jednostek zależnych odpowiadającej udziałowi Spółki Dominującej we własności tych jednostek,
- wzajemnych zależności i zobowiązań jednostek objętych konsolidacją,
- istotnych przychodów i kosztów dotyczących operacji pomiędzy jednostkami objętymi konsolidacją.

W odniesieniu do jednostek stowarzyszonych zastosowano metodę praw własności. Wartość udziału Spółki Dominującej w jednostce stowarzyszonej skorygowano o przypadające na rzecz Spółki Dominującej zwiększenia lub zmniejszenia kapitału własnego jednostki stowarzyszonej, które nastąpiły w ciągu okresu objętego konsolidacją oraz pomniejszono o należne od tych jednostek dywidendy.

IV. Uwagi końcowe

Oświadczenia Zarządu

Deloitte Audit Sp. z o.o. oraz kluczowy biegły rewident otrzymali od Zarządu Spółki Dominującej pisemne oświadczenie, w którym Zarząd stwierdził, iż Grupa Kapitałowa przestrzegła przepisów prawa.

3. Kompletność i poprawność sporządzenia dodatkowych informacji i objaśnień oraz sprawozdania z działalności Grupy Kapitałowej

Spółka Dominująca potwierdziła zasadność zastosowania zasady kontynuacji działalności przy sporządzaniu skonsolidowanego sprawozdania finansowego. Zasady wyceny aktywów i pasywów, pomiaru wyniku finansowego oraz sposobu sporządzenia skonsolidowanego sprawozdania finansowego zostały prawidłowo i kompletnie opisane w dodatkowych informacjach i objaśnieniach do skonsolidowanego sprawozdania finansowego.

Spółka Dominująca sporządziła dodatkowe informacje i objaśnienia w postaci not tabelarycznych do poszczególnych pozycji skonsolidowanego sprawozdania z sytuacji finansowej i sprawozdania z całkowitych dochodów oraz opisów słownych zgodnie z zasadami zawartymi w Międzynarodowych Standardach Sprawozdawczości Finansowej.

Informacje objaśniające do pozycji: rzeczowe aktywa trwałe, wartości niematerialne i prawne, inwestycje, zobowiązania i rezerwy prawidłowo przedstawiają zwiększenia i zmniejszenia oraz tytuły tych zmian w ciągu roku obrotowego.

Dla poszczególnych aktywów wykazanych w skonsolidowanym sprawozdaniu z sytuacji finansowej przedstawiono możliwość dysponowania nimi z uwagi na zabezpieczenia poczynione na rzecz wierzycieli.

Spółka Dominująca dokonała prawidłowej prezentacji poszczególnych składników aktywów i pasywów oraz przychodów i kosztów w skonsolidowanym sprawozdaniu finansowym. Skonsolidowane sprawozdanie z sytuacji finansowej, skonsolidowane sprawozdanie z całkowitych dochodów, sprawozdanie ze zmian w skonsolidowanym kapitale własnym oraz skonsolidowane sprawozdanie z przepływów pieniężnych wraz z dodatkowymi informacjami i objaśnieniami, stanowiącymi ich integralną część, zawierają wszystkie pozycje, których ujawnienie w skonsolidowanym sprawozdaniu finansowym jest wymagane przepisami Międzynarodowych Standardów Sprawozdawczości Finansowej.

Zarząd sporządził i załączył do skonsolidowanego sprawozdania finansowego sprawozdanie z działalności Grupy Kapitałowej w roku obrotowym 2011. Sprawozdanie z działalności zawiera informacje wymagane przez art. 49 ust. 2 ustawy o rachunkowości oraz rozporządzenie Ministra Finansów z dnia 19 lutego 2009 roku w sprawie informacji bieżących i okresowych przekazywanych przez emitentów papierów wartościowych oraz warunków uznawania za równoważne informacji wymaganych przepisami prawa państwa niebędącego państwem członkowskim. Dokonaliśmy sprawdzenia tego sprawozdania w zakresie ujawnionych w nim informacji, których bezpośrednim źródłem jest zbadane skonsolidowane sprawozdanie finansowe.

Piotr Sokołowski
Kluczowy biegły rewident
przeprowadzający badanie
nr ewid. 9752

Piotr Sokołowski Wiceprezes Zarządu Biegły rewident Nr ewid. 9752	Radosław Kuboszek Wiceprezes Zarządu Biegły rewident Nr ewid. 90029	Deloitte Audit Sp. z o.o. al. Jana Pawła II 19 00-854 Warszawa
--	--	---

osoby reprezentujące podmiot

podmiot uprawniony do badania sprawozdań finansowych wpisany na listę podmiotów uprawnionych pod nr. ewidencyjnym 73 prowadzona przez KRBR

Warszawa, 1 marca 2012 roku

Wybrane dane finansowe

za okres zakończony 31 grudnia 2011 roku

(w tysiącach)	PLN		EUR	
	Okres od 1.01.2011 do 31.12.2011	Okres od 1.01.2010 do 31.12.2010	Okres od 1.01.2011 do 31.12.2011	Okres od 1.01.2010 do 31.12.2010
I Przychody ze sprzedaży	23 003 534	21 281 161	5 556 275	5 314 444
II Zysk/Strata z działalności operacyjnej	1 685 526	2 886 689	407 122	720 879
III Zysk/Strata przed opodatkowaniem	1 711 787	2 936 099	413 465	733 218
IV Zysk/Strata netto akcjonariuszy jednostki dominującej	1 626 778	2 453 741	392 932	612 761
V Zysk/Strata netto	1 626 184	2 457 184	392 789	613 621
VI Całkowite dochody przypisane akcjonariuszom jednostki dominującej	1 690 784	2 533 916	408 392	632 783
VII Całkowite dochody razem	1 690 190	2 537 359	408 249	633 643
VIII Środki pieniężne netto z działalności operacyjnej	2 467 905	3 843 312	596 098	959 772
IX Środki pieniężne netto z działalności inwestycyjnej	(4 019 238)	(3 558 839)	(970 807)	(888 732)
X Środki pieniężne netto z działalności finansowej	1 682 218	(107 871)	406 323	(26 938)
XI Środki pieniężne netto razem	130 885	176 602	31 614	44 102
XII Zysk/Strata netto i rozwodniony zysk/strata netto na jedną akcję, przypisane akcjonariuszom jednostki dominującej (w PLN / EUR)	0,28	0,42	0,07	0,10

(w tysiącach)	PLN		EUR	
	Stan na 31 grudnia 2011	Stan na 31 grudnia 2010	Stan na 31 grudnia 2011	Stan na 31 grudnia 2010
XIII Aktywa razem	37 964 374	33 642 407	8 595 448	8 494 914
XIV Zobowiązania i rezerwy na zobowiązania	13 467 714	10 122 937	3 049 202	2 556 104
XV Zobowiązania długoterminowe	5 621 501	4 973 340	1 272 754	1 255 799
XVI Zobowiązania krótkoterminowe	7 846 213	5 149 597	1 776 448	1 300 305
XVII Kapitał własny	24 496 660	23 519 470	5 546 246	5 938 810
XVIII Kapitał podstawowy (akcyjny)	5 900 000	5 900 000	1 335 809	1 489 786
XIX Liczba akcji (średnia ważona w tys. szt.)	5 900 000	5 900 000	5 900 000	5 900 000
XX Wartość księgowa i rozwodniona wartość księgowa na jedną akcję (w PLN / EUR)	4,15	3,99	0,94	1,01
XXI Zadeklarowana lub wypłacona dywidenda na jedną akcję (w PLN / EUR)	0,12	0,08	0,03	0,02

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

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

Średnie kursy wymiany złotego w stosunku do euro ustalone przez NBP

(w PLN)	31 grudnia 2011	31 grudnia 2010
Średni kurs w okresie	4,1401	4,0044
Kurs na koniec okresu	4,4168	3,9603

Skonsolidowany rachunek zysków i strat

za okres zakończony 31 grudnia 2011 roku

(w tysiącach PLN)	Okres od 1.01.2011 do 31.12.2011	Okres od 1.01.2010 do 31.12.2010
Przychody ze sprzedaży	23 003 534	21 281 161
Zużycie surowców i materiałów	(14 059 122)	(11 675 234)
Świadczenia pracownicze	(2 808 667)	(2 647 237)
Amortyzacja	(1 574 098)	(1 524 712)
Usługi obce	(3 240 888)	(3 148 800)
Koszt wytworzenia świadczeń na własne potrzeby	1 001 307	1 043 028
Pozostałe koszty operacyjne netto	(636 540)	(441 517)
Koszty operacyjne razem	(21 318 008)	(18 394 472)
Zysk/Strata z działalności operacyjnej	1 685 526	2 886 689
Przychody finansowe	135 695	80 515
Koszty finansowe	(151 997)	(30 410)
Udział w wyniku finansowym jednostek wycenianych metodą praw własności	42 563	(695)
Zysk/Strata przed opodatkowaniem	1 711 787	2 936 099
Podatek dochodowy	(85 603)	(478 915)
Zysk/Strata netto	1 626 184	2 457 184
Przypisany/a:		
Akcjonariuszom jednostki dominującej	1 626 778	2 453 741
Udziałom niekontrolującym	(594)	3 443

(w PLN)	2011	2010
Zysk/Strata i rozwodniony zysk/strata na jedną akcję, przypisany zwykłymi akcjonariuszom jednostki dominującej	0,28	0,42

Skonsolidowane sprawozdanie z całkowitego dochodu

za okres zakończony 31 grudnia 2011 roku

(w tysiącach PLN)	Okres od 1.01.2011 do 31.12.2011	Okres od 1.01.2010 do 31.12.2010
Zysk/Strata netto	1 626 184	2 457 184
Różnice kursowe z przeliczenia jednostek zagranicznych	(2 438)	(11 468)
Wycena instrumentów zabezpieczających	134 778	42 036
Wycena instrumentów finansowych	(52 748)	71 103
Podatek odroczony dotyczący innych całkowitych dochodów	(15 586)	(21 496)
Inne całkowite dochody netto	64 006	80 175
Całkowite dochody razem	1 690 190	2 537 359
Przypisane:		
Akcjonariuszom jednostki dominującej	1 690 784	2 533 916
Udziałom niekontrolującym	(594)	3 443

Skonsolidowane sprawozdanie z sytuacji finansowej

za okres zakończony 31 grudnia 2011 roku

(w tysiącach PLN)	31 grudnia 2011	31 grudnia 2010
AKTYWA		
Aktywa trwałe (długoterminowe)		
Rzeczowe aktywa trwałe	28 427 026	25 662 220
Nieruchomości inwestycyjne	7 136	9 915
Wartości niematerialne	275 437	246 710
Inwestycje w jednostkach stowarzyszonych wycenianych metodą praw własności	598 391	555 828
Aktywa finansowe dostępne do sprzedaży	56 410	170 442
Inne aktywa finansowe	9 339	39 868
Aktywo z tytułu podatku odroczonego	963 800	676 817
Pozostałe aktywa trwałe	97 814	71 075
Aktywa trwałe (długoterminowe) razem	30 435 353	27 432 875
Aktywa obrotowe (krótkoterminowe)		
Zapasy	2 082 386	1 049 567
Należności z tytułu dostaw i usług oraz pozostałe należności	3 378 136	3 387 355
Należności z tytułu podatku bieżącego	164 462	229 666
Rozliczenia międzyokresowe	83 911	78 801
Aktywa finansowe dostępne do sprzedaży	22 275	8 833
Aktywa z tytułu pochodnych instrumentów finansowych	284 629	77 873
Środki pieniężne i ich ekwiwalenty	1 504 792	1 373 292
Aktywa trwałe przeznaczone do sprzedaży	8 430	4 145
Aktywa obrotowe (krótkoterminowe) razem	7 529 021	6 209 532
Suma Aktywów	37 964 374	33 642 407

(w tysiącach PLN)	31 grudnia 2011	31 grudnia 2010
PASYWA		
Kapitał własny		
Kapitał podstawowy (akcyjny)	5 900 000	5 900 000
Różnice kursowe z przeliczenia jednostek zagranicznych	(22 967)	(57 320)
Nadwyżka ze sprzedaży akcji powyżej ich wartości nominalnej	1 740 093	1 740 093
Inne kapitały rezerwowe	14 149 226	12 268 163
Zyski/Straty zatrzymane	2 723 499	3 655 110
Kapitał własny, przypisany akcjonariuszom jednostki dominującej	24 489 851	23 506 046
Kapitał własny, przypisany udziałom niekontrolującym	6 809	13 424
Kapitał własny razem	24 496 660	23 519 470
Zobowiązania długoterminowe		
Kredyty, pożyczki i papiery dłużne	1 382 344	969 864
Rezerwy	1 625 802	1 501 164
Przychody przyszłych okresów	1 160 067	1 089 192
Rezerwa na podatek odroczonego	1 433 410	1 392 010
Inne zobowiązania długoterminowe	19 878	21 110
Zobowiązania długoterminowe razem	5 621 501	4 973 340
Zobowiązania krótkoterminowe		
Zobowiązania z tytułu dostaw i usług oraz inne zobowiązania	3 354 903	3 206 211
Kredyty, pożyczki i papiery dłużne	3 616 633	1 229 237
Zobowiązania z tytułu pochodnych instrumentów finansowych	416 836	104 443
Zobowiązania z tytułu podatku bieżącego	57 729	225 972
Rezerwy	305 171	289 647
Przychody przyszłych okresów	94 941	94 087
Zobowiązania krótkoterminowe razem	7 846 213	5 149 597
Suma Zobowiązań	13 467 714	10 122 937
Suma Pasywów	37 964 374	33 642 407

Skonsolidowane sprawozdanie ze zmian w kapitale własnym

za okres zakończony 31 grudnia 2011 roku

(w tysiącach PLN)	Okres od 1.01.2011 do 31.12.2011	Okres od 1.01.2010 do 31.12.2010
Przepływy środków pieniężnych z działalności operacyjnej		
Zysk/Strata netto	1 626 184	2 457 184
Korekty o pozycje:		
Udział w wyniku finansowym jednostek wycenianych metodą praw własności	(42 563)	695
Amortyzacja	1 574 098	1 524 712
Zysk/Strata z tytułu różnic kursowych netto	(193 404)	(64 525)
Odsetki i dywidendy netto	(24 617)	(4 837)
Zysk/Strata z działalności inwestycyjnej	85 536	(346 138)
Podatek dochodowy bieżącego okresu	85 603	478 915
Podatek dochodowy zapłacony	(396 400)	(216 075)
Pozostałe pozycje netto	526 970	(44 835)
Środki pieniężne netto z działalności operacyjnej przed zmianą stanu kapitału obrotowego	3 241 407	3 785 096
Zmiana stanu kapitału obrotowego:		
Zmiana stanu należności netto	12 427	(360 908)
Zmiana stanu zapasów	(1 031 357)	217 016
Zmiana stanu rezerw	35 350	49 586
Zmiana stanu zobowiązań krótkoterminowych	314 544	239 310
Zmiana stanu czynnych rozliczeń międzyokresowych kosztów	(23 967)	(23 388)
Zmiana stanu przychodów przyszłych okresów	(80 499)	(63 400)
Środki pieniężne netto z działalności operacyjnej	2 467 905	3 843 312
Przepływy środków pieniężnych z działalności inwestycyjnej		
Wpływy ze sprzedaży rzeczowego majątku trwałego oraz wartości niematerialnych	20 669	8 999
Wpływy ze sprzedaży udziałów w jednostkach nieobjętych konsolidacją	153 339	200
Wpływy ze sprzedaży krótkoterminowych papierów wartościowych	17 601	2 731
Nabycie rzeczowego majątku trwałego i wartości niematerialnych	(4 297 872)	(3 669 900)
Nabycie udziałów w jednostkach nieobjętych konsolidacją	(28 756)	(13 248)
Nabycie krótkoterminowych papierów wartościowych	(29 271)	(2 358)
Otrzymane odsetki	1 863	14 453
Otrzymane dywidendy	2 506	4 065
Wpływy z tytułu leasingu finansowego	2 274	15 865
Pozostałe pozycje netto	138 409	80 354
Środki pieniężne netto z działalności inwestycyjnej	(4 019 238)	(3 558 839)
Przepływy środków pieniężnych z działalności finansowej		
Wpływy z tytułu zaciągnięcia kredytów i pożyczek	384 352	1 028 544
Wpływy z emisji papierów dłużnych	3 283 988	1 090 517
Spłata kredytów i pożyczek	(59 407)	(1 947 576)
Wykup papierów dłużnych	(1 090 517)	–
Spłata zobowiązań z tytułu leasingu finansowego	(31 347)	(37 166)
Wypłacone dywidendy	(677 896)	(132 006)
Zapłacone odsetki	(110 615)	(61 477)
Pozostałe pozycje netto	(16 340)	(48 707)
Środki pieniężne netto z działalności finansowej	1 682 218	(107 871)
Zmiana stanu środków pieniężnych netto	130 885	176 602
Różnice kursowe netto	615	365
Środki pieniężne i ich ekwiwalenty na początek okresu	1 372 918	1 196 316
Środki pieniężne i ich ekwiwalenty na koniec okresu	1 503 803	1 372 918

Skonsolidowane sprawozdanie ze zmian w kapitale własnym

za okres zakończony 31 grudnia 2011 roku

(w tysiącach PLN)	Kapitał własny (przypisany akcjonariuszom jednostki dominującej)						Kapitał własny (przypisany udziałom niekontrolującym)	Kapitał własny razem
	Kapitał podstawowy (akcyjny)	Różnice kursowe z przeliczenia jednostek zagranicznych	Nadwyżka ze sprzedaży akcji powyżej ich wartości nominalnej	Inne kapitały rezerwowe	Zyski/Straty zatrzymane	Razem		
Stan na 1 stycznia 2011	5 900 000	(57 320)	1 740 093	12 268 163	3 655 110	23 506 046	13 424	23 519 470
Przeniesienia	–	36 791	–	1 814 619	(1 850 389)	1 021	(1 021)	–
Wykup akcji (udziałów) od udziałowców niekontrolujących	–	–	–	–	–	–	(5 000)	(5 000)
Wypłata dywidendy właścicielom	–	–	–	–	(708 000)	(708 000)	–	(708 000)
Zysk/Strata netto za 2011 rok	–	–	–	–	1 626 778	1 626 778	(594)	1 626 184
Inne całkowite dochody netto za 2011 rok	–	(2 438)	–	66 444	–	64 006	–	64 006
Stan na 31 grudnia 2011	5 900 000	(22 967)	1 740 093	14 149 226	2 723 499	24 489 851	6 809	24 496 660
Stan na 1 stycznia 2010	5 900 000	(51 162)	1 740 093	11 455 447	2 380 473	21 424 851	10 477	21 435 328
Przeniesienia	–	5 310	–	715 894	(721 211)	(7)	7	–
Włączenie do konsolidacji spółek zależnych	–	–	–	5 179	14 107	19 286	–	19 286
Wypłata dywidendy właścicielom	–	–	–	–	(472 000)	(472 000)	(503)	(472 503)
Zysk/Strata netto za 2010 rok	–	–	–	–	2 453 741	2 453 741	3 443	2 457 184
Inne całkowite dochody netto za 2010 rok	–	(11 468)	–	91 643	–	80 175	–	80 175
Stan na 31 grudnia 2010	5 900 000	(57 320)	1 740 093	12 268 163	3 655 110	23 506 046	13 424	23 519 470

Segmenty operacyjne

Segmenty sprawozdawcze

W poniższych tabelach przedstawione zostały dane dotyczące przychodów, kosztów, zysków/strat oraz aktywów i pasywów poszczególnych segmentów sprawozdawczych Grupy za okresy zakończone 31 grudnia 2011 roku i 31 grudnia 2010 roku.

Okres zakończony 31 grudnia 2011 roku	Poszukiwanie i Wydobywanie	Obrót i Magazynowanie	Dystrybucja	Pozostałe	Eliminacje	Razem
Rachunek zysków i strat						
Sprzedaż na rzecz klientów zewnętrznych	2 878 567	19 820 825	141 343	162 799	–	23 003 534
Sprzedaż między segmentami	1 202 022	224 133	3 329 378	341 344	(5 096 877)	–
Przychody segmentu razem	4 080 589	20 044 958	3 470 721	504 143	(5 096 877)	23 003 534
Amortyzacja	(609 436)	(127 152)	(823 198)	(14 312)	–	(1 574 098)
Pozostałe koszty	(2 345 001)	(20 101 580)	(1 863 849)	(494 224)	5 060 744	(19 743 910)
Koszty segmentu razem	(2 954 437)	(20 228 732)	(2 687 047)	(508 536)	5 060 744	(21 318 008)
Zysk/Strata z działalności operacyjnej segmentu	1 126 152	(183 774)	783 674	(4 393)	(36 133)	1 685 526
Koszty finansowe netto						(16 302)
Udział w wyniku finansowym jednostek wycenianych metodą praw własności		42 563				42 563
Zysk/Strata przed opodatkowaniem						1 711 787
Podatek dochodowy						(85 603)
Zysk/Strata netto						1 626 184
Sprawozdanie z sytuacji finansowej						
Aktywa segmentu	14 923 213	12 116 665	12 420 381	489 647	(3 889 126)	36 060 780
Inwestycje w jednostkach wycenianych metodą praw własności		598 391				598 391
Aktywa nieprzypisane						341 403
Aktywo z tytułu odroczonego podatku						963 800
Aktywa razem						37 964 374
Kapitał własny razem						24 496 660
Zobowiązania segmentu	2 177 279	2 774 227	1 915 303	95 042	(3 889 126)	3 072 725
Zobowiązania nieprzypisane						8 961 579
Rezerwa na podatek odroczonego						1 433 410
Pasywa razem						37 964 374
Pozostałe informacje dotyczące segmentu						
Wydatki na nabycie rzeczowych aktywów trwałych i wartości niematerialnych	(2 536 921)	(619 170)	(1 124 977)	(16 804)	–	(4 297 872)
Odpisy aktualizujące aktywa	(977 040)	(1 710 310)	(90 371)	(11 975)	–	(2 789 696)
Odpisy aktualizujące aktywa nieprzypisane						(37 817)

Okres zakończony 31 grudnia 2010 roku	Poszukiwanie i Wydobywanie	Obrót i Magazynowanie	Dystrybucja	Pozostałe	Eliminacje	Razem
Rachunek zysków i strat						
Sprzedaż na rzecz klientów zewnętrznych	2 244 777	18 701 376	126 464	208 544	–	21 281 161
Sprzedaż między segmentami	1 206 729	378 240	3 411 410	359 454	(5 355 833)	–
Przychody segmentu razem	3 451 506	19 079 616	3 537 874	567 998	(5 355 833)	21 281 161
Amortyzacja	(608 820)	(139 757)	(762 587)	(13 548)	–	(1 524 712)
Pozostałe koszty	(2 255 054)	(18 124 389)	(1 284 066)	(527 864)	5 321 613	(16 869 760)
Koszty segmentu razem	(2 863 874)	(18 264 146)	(2 046 653)	(541 412)	5 321 613	(18 394 472)
Zysk/Strata z działalności operacyjnej segmentu	587 632	815 470	1 491 221	26 586	(34 220)	2 886 689
Koszty finansowe netto						50 105
Udział w wyniku finansowym jednostek wycenianych metodą praw własności		(695)				(695)
Zysk/Strata przed opodatkowaniem						2 936 099
Podatek dochodowy						(478 915)
Zysk/Strata netto						2 457 184
Sprawozdanie z sytuacji finansowej						
Aktywa segmentu	12 797 364	9 773 536	12 227 593	414 579	(3 051 625)	32 161 447
Inwestycje w jednostkach wycenianych metodą praw własności		555 828				555 828
Aktywa nieprzypisane						248 315
Aktywo z tytułu odroczonego podatku						676 817
Aktywa razem						33 642 407
Kapitał własny razem						23 519 470
Zobowiązania segmentu	1 863 052	2 861 668	1 932 133	130 607	(3 051 625)	3 735 835
Zobowiązania nieprzypisane						4 995 092
Rezerwa na podatek odroczonego						1 392 010
Pasywa razem						33 642 407
Pozostałe informacje dotyczące segmentu						
Wydatki na nabycie rzeczowych aktywów trwałych i wartości niematerialnych	(2 193 179)	(505 599)	(957 873)	(13 249)	–	(3 669 900)
Odpisy aktualizujące aktywa	(1 103 992)	(2 060 351)	(78 363)	(8 448)	–	(3 251 154)
Odpisy aktualizujące aktywa nieprzypisane						(52 760)

Kontakt

Centrala PGNiG SA
ul. M. Kasprzaka 25
01-224 Warszawa
tel. 22 589 45 55
tel. 22 691 79 00
faks 22 691 82 73
www.pgnig.pl

Departament Marketingu i Komunikacji
tel. 22 691 79 55
faks 22 691 81 03
e-mail: pr@pgnig.pl

**Pełnomocnik ds. Strategii
Zrównoważonego Rozwoju
i Odpowiedzialnego Biznesu**
tel. 22 691 82 01
faks 22 691 81 03
www.odpowiedzialna-energia.pl

Pełnomocnik ds. Etyki
tel. 22 691 82 05
faks 22 691 81 03

Zespół Rzecznika Prasowego
tel. 22 691 79 30
faks 22 691 83 07
e-mail: rzecznik@pgnig.pl
www.bp.pgnig.pl

**Dział Relacji Inwestorskich
i Sprawozdawczości Zarządczej**
tel. 22 691 82 56, 22 589 46 71
faks 22 691 81 23
e-mail: ri@pgnig.pl
www.ri.pgnig.pl

**Oddział Centralne Laboratorium
Pomiarowo-Badawcze**
ul. M. Kasprzaka 25 B
01-224 Warszawa
tel. 22 691 87 53
faks 22 691 87 59
e-mail: clpb@pgnig.pl
www.clpb.pgnig.pl

Oddział w Sanoku
ul. H. Sienkiewicza 12
38-500 Sanok
tel. 13 465 21 11
faks 13 463 55 55
e-mail: sanok@pgnig.pl
www.sanok.pgnig.pl

Oddział w Odolanowie
ul. Krotoszyńska 148
63-430 Odolanów
tel. 62 736 44 41
faks 62 736 59 89
e-mail: odolanow@pgnig.pl
www.odolanow.pgnig.pl

Oddział w Zielonej Górze
ul. Bohaterów Westerplatte 15
65-034 Zielona Góra
tel. 68 329 14 00
faks 68 329 13 37
e-mail: zielonagora@pgnig.pl
www.zielonagora.pgnig.pl

Dolnośląski Oddział Obrotu Gazem
ul. Gazowa 3
50-513 Wrocław
tel. 71 364 94 05
faks 71 364 94 06
e-mail: gazownia.wroclawska@pgnig.pl

Górnośląski Oddział Obrotu Gazem
ul. Mikulczycka 5
41-800 Zabrze
tel. 32 373 50 05
faks 32 373 53 02

Karpacki Oddział Obrotu Gazem
ul. Wita Stwosza 7
33-100 Tarnów
tel. 14 632 38 00
faks 14 632 38 11
e-mail: gazownia.tarnow@pgnig.pl

Mazowiecki Oddział Obrotu Gazem
Al. Jerozolimskie 146 B
02-305 Warszawa
tel. 22 325 14 22
faks 22 325 14 66
e-mail: sekretariat.warszawa@pgnig.pl

Pomorski Oddział Obrotu Gazem
ul. Wałowa 41/43
80-858 Gdańsk
tel. 58 323 03 02
faks 58 323 03 01
e-mail: sekretariat.gdansk@pgnig.pl

Wielkopolski Oddział Obrotu Gazem
ul. Grobla 15
61-859 Poznań
tel. 61 885 42 00
faks 61 885 43 00
e-mail: sekretariat.poznan@pgnig.pl

Przedstawicielstwo PGNiG SA w Brukseli
Rond Point Schuman 6
1040 Brussels, Belgium
tel. +32 2 234 79 80
faks +32 2 234 79 12
e-mail: brussels@pgnig.pl

**Przedstawicielstwo PGNiG SA
w Republice Białorusi**
225081 obwód brzeski,
rejon kamieniecki,
wieś Makarowa, Białoruś
Stacja Pomiaru Gazu „Wysokoje”
tel./faks +375 163 171 368

Przedstawicielstwo PGNiG SA w Kijowie
ul. Sz. Rustaweli 31b, m. 16
вул. Ш. Руставелі 31 – б, кв. № 16
01 333 Кijów/м. Київ, Ukraina/Україна
tel./faks +380 44 284 34 01
e-mail: kiev@pgnig.pl

Przedstawicielstwo PGNiG SA w Moskwie
ul. Wawilowa dom 79, korpus 1, biuro nr 5-3
ул. Вавилова д. 79, кор. 1, офис № 5 – 3
117335 Moskwa/Moskwa, Rosja/Rossija
tel. +7 495 775 38 56
faks +7 495 775 38 57
e-mail: moscow@pgnig.pl

Oddział w Danii
St. Kongensgade 72
1472 Copenhagen, Dania
tel. +45 33 95 07 21
faks +45 33 93 85 50
e-mail: denmark@pgnig.pl

Oddział w Egipcie
13w/5 repeated
Elasylky Project – New Maadi Kair
Kair, Egipt
tel. +20 22 517 73 54
faks +20 22 517 73 53

Oddział Operatorski w Pakistanie
House No 321, Street 17, Sektor E-7
Islamabad 44000, Pakistan
tel. +92 51 265 45 91
faks +92 51 265 45 94