

SPRAWOZDANIE ZARZĄDU Z DZIAŁALNOŚCI
PGNiG S.A. ZA ROK 2015



Warszawa, 19 lutego 2016

Spis rozdziałów:

Spis rozdziałów:	2
Rozdział I: Podstawowe dane o Spółce.....	4
1. Przedmiot działalności	4
2. Struktura organizacyjna PGNiG S.A.	4
3. Powiązania kapitałowe.....	6
4. Zatrudnienie	9
5. Sprzedaż i wydobycie	9
Rozdział II: Organy Spółki.....	11
1. Zarząd.....	11
2. Rada Nadzorcza	13
Rozdział III: Akcjonariat.....	16
1. Struktura akcjonariatu	16
2. Kurs akcji	18
Rozdział IV: Otoczenie regulacyjne	21
1. Prawo energetyczne	21
1.1. Koncesje	21
1.2. Zmiany w taryfach na paliwo gazowe	22
2. Ustawa o zapasach ropy naftowej, produktów naftowych i gazu ziemnego	23
3. Prawo geologiczne i górnicze	23
4. Ustawa o specjalnym podatku węglowodorowym.....	24
5. Ryzyka regulacyjne.....	25
Rozdział V: Poszukiwanie i wydobycie.....	28
1. Poszukiwanie.....	28
2. Współpraca z innymi podmiotami	28
2.1. Współpraca w Polsce.....	28
2.2. Współpraca za granicą	30
3. Wydobycie	30
4. Sprzedaż podstawowych produktów	32

5. Planowane działania	32
6. Ryzyka poszukiwania i wydobycia.....	33
Rozdział VI: Obrót i magazynowanie.....	36
1. Zakupy gazu ziemnego	36
2. Sprzedaż gazu ziemnego.....	37
3. Energia elektryczna.....	39
4. Magazynowanie	40
5. Planowane działania	41
6. Ryzyka obrotu i magazynowania.....	41
Rozdział VII: Pozostała działalność.....	44
Rozdział VIII: Inwestycje	45
Rozdział IX: Ochrona środowiska	47
Rozdział X: Pozostałe informacje	48
Rozdział XI: Sytuacja finansowa.....	51
1. Wyniki finansowe w 2015 roku.....	51
1.1. Podstawowe wielkości ekonomiczno-finansowe	51
1.2. Omówienie sytuacji finansowej.....	55
2. Zarządzanie finansowe.....	58
2.1. Zasady zarządzania ryzykiem finansowym.....	58
2.2. Programy emisji obligacji.....	62
2.3. Umowy kredytów i pożyczek	63
2.4. Gwarancje i poręczenia	64
3. Przewidywana sytuacja finansowa	65

Załącznik:

Oświadczenie o stosowaniu przez Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo S.A. zasad ładu korporacyjnego w roku 2015

Rozdział I: Podstawowe dane o Spółce

Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo Spółka Akcyjna (PGNiG S.A.) z siedzibą w Warszawie, ul. Marcina Kasprzaka 25, powstała w wyniku przekształcenia przedsiębiorstwa państwowego pod nazwą Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo w jednoosobową spółkę Skarbu Państwa. Akt przekształcenia oraz statut Spółki zostały podpisane w formie aktu notarialnego (Repertorium A Nr 18871/96) dnia 21 października 1996 roku.

30 października 1996 roku Spółka została wpisana do rejestru handlowego pod firmą Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo S.A. z siedzibą w Warszawie pod numerem RHB 48382. Od dnia rejestracji Spółka nabyła osobowość prawną. 14 listopada 2001 roku została wpisana do rejestru przedsiębiorców Krajowego Rejestru Sądowego pod numerem 0000059492.

Kapitał zakładowy Spółki wynosi obecnie 5,9 mld zł i dzieli się na 5.900.000.000 akcji o wartości nominalnej 1 zł każda.

Debiut giełdowy PGNiG S.A. odbył się 23 września 2005 roku. Akcje PGNiG S.A. są notowane na Giełdzie Papierów Wartościowych w Warszawie od 20 października 2005 roku.

1. Przedmiot działalności

Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo S.A. jest największą spółką działającą na polskim rynku poszukiwania, wydobywania i obrotu gazem ziemnym. W 2015 roku PGNiG S.A. zajmowała wiodącą pozycję we wszystkich obszarach sektora gazowego w kraju, tj. w obszarze importu gazu ziemnego, poszukiwania złóż, wydobywania gazu ziemnego i ropy naftowej, magazynowania paliw gazowych oraz sprzedaży gazu ziemnego.

Zgodnie ze statutem Spółka realizuje zadania dla zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego kraju w zakresie:

- ciągłości dostaw gazu do odbiorców oraz utrzymania niezbędnych rezerw
- bezpiecznej eksploatacji sieci gazowych
- równoważenia bilansu paliw gazowych oraz dysponowania ruchem i mocą urządzeń energetycznych przyłączonych do wspólnej sieci gazowej
- działalności wydobywczej gazu.

2. Struktura organizacyjna PGNiG S.A.

Z dniem 31 grudnia 2014 roku został zlikwidowany Oddział PMG Wierzchowice w Czarnogózdnicach. Decyzją Zarządu PGNiG S.A. został on włączony do struktur Oddziału w Zielonej Górze.

1 marca 2015 roku, w efekcie przeprowadzenia reorganizacji obszaru kawernowych podziemnych magazynów gazu, został zlikwidowany Oddział KPMG Mogilno w Palędziu Dolnym.

7 kwietnia 2015 roku Oddział w Egipcie został zlikwidowany i wykreślony z egipskiego rejestru handlowego *GAFI (General Authorities For Investments)*. Decyzję o wygaszeniu koncesji Bahariya (Blok nr 3) i zamknięciu oddziału podjęto po zakończeniu prac poszukiwawczych na koncesji w 2013 roku.

PGNiG S.A. zorganizowana jest w strukturę wielodziałową, w skład której na dzień 31 grudnia 2015 roku wchodziły Centrala Spółki i 8 oddziałów. Przedmiot działalności jednostek organizacyjnych PGNiG S.A. przedstawiony jest w poniższej tabeli.

Przedmiot działalności jednostek organizacyjnych PGNiG S.A.

Jednostka organizacyjna	Przedmiot działalności
Centrala Spółki w Warszawie	Nadzór nad działalnością oddziałów w ramach struktury Spółki Nadzór nad działalnością Grupy Kapitałowej PGNiG w ramach uprawnień nadzoru właścicielskiego
Oddział Geologii i Eksploatacji w Warszawie	Poszukiwanie złóż ropy naftowej i gazu ziemnego w kraju i za granicą Nadzór nad działalnością podmiotów GK PGNiG prowadzących poszukiwanie i eksploatację złóż węglowodorów
Oddział w Sanoku	Eksploatacja złóż gazu ziemnego i ropy naftowej oraz podziemnych magazynów gazu Dostarczanie gazu ziemnego do odbiorców komunalnych i przemysłowych
Oddział w Zielonej Górze	Eksploatacja złóż gazu ziemnego i ropy naftowej oraz podziemnych magazynów gazu Dostarczanie gazu ziemnego do odbiorców komunalnych i przemysłowych
Oddział w Odolanowie	Przetwarzanie gazu ziemnego zaazotowanego na gaz wysokometanowy
Oddział Operatorski w Pakistanie	Poszukiwanie i eksploatacja złóż węglowodorów na obszarach koncesyjnych w Pakistanie
Oddział Ratownicza Stacja Górnicza Otworowego w Krakowie	Świadczenie usług w zakresie ratownictwa górniczego
Oddział Obrotu Hurtowego w Warszawie	Obrót gazem ziemnym, energią elektryczną, produktami powiązаныmi oraz ropą naftową i kondensatem Organizowanie i nadzorowanie obrotu hurtowego w ramach GK PGNiG
Oddział Centralne Laboratorium Pomiarowo-Badawcze w Warszawie	Świadczenie usług zapewniających poprawność i wiarygodność pomiarów gazu ziemnego

Na dzień 31 grudnia 2015 roku PGNiG S.A. posiadała również zagraniczne przedstawicielstwa w Moskwie (Rosja), Brukseli (Belgia), Kijowie (Ukraina) oraz Wysokoje (Białoruś).

Zmiany w zasadach zarządzania

W 2015 roku GK PGNiG przeprowadziła reorganizację obszaru kawernowych podziemnych magazynów gazu ziemnego. Czynności w zakresie eksploatacji, remontów i konserwacji KPMG Mogilno oraz czynności w ruchu zakładu górniczego zostały powierzone spółce Operator Sytemu Magazynowania Sp. z o.o. Pracowników Oddziału KPMG Mogilno w Pałędziu Dolnym do OSM Sp. z o.o. przeniesiono do OSM Sp. z o.o., a oddział został zlikwidowany.

W 2015 roku prowadzono również zmiany organizacyjne w obszarze obrotu GK PGNiG. Na bazie majątku działającej w Niemczech PGNiG Sales & Trading GmbH utworzona została nowa spółka PST Europe Sales GmbH. Podstawową działalnością nowej spółki jest sprzedaż gazu ziemnego i energii elektrycznej odbiorcom końcowym. Natomiast spółka PGNiG Sales & Trading GmbH (jej nazwę zmieniono na PGNiG Supply & Trading GmbH) zajmuje się hurtowym obrotem gazem ziemnym i energią elektryczną.

3. Powiązania kapitałowe

Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo S.A. posiada udziały lub akcje w spółkach o profilu produkcyjnym, handlowym i usługowym. Według stanu na dzień 31 grudnia 2015 roku PGNiG S.A. posiadała 38 podmiotów bezpośrednio i pośrednio powiązanych, w tym:

- 30 spółek zależnych (19 bezpośrednio)
- 8 pozostałych spółek powiązanych. (5 bezpośrednio)

Wykaz spółek powiązanych PGNiG S.A. według stanu na dzień 31 grudnia 2015 roku został przedstawiony w poniższych tabelach.

Wykaz spółek zależnych PGNiG S.A.

	Firma spółki	Kapitał zakładowy w zł	Udział PGNiG S.A. w zł	% PGNiG S.A.	% GK PGNiG
	Spółki zależne - I stopnia				
1	Exalo Drilling S.A.	981 500 000	981 500 000	100,00%	100,00%
2	GEOFIZYKA Kraków S.A.	64 400 000	64 400 000	100,00%	100,00%
3	GEOFIZYKA Toruń S.A.	66 000 000	66 000 000	100,00%	100,00%
4	PGNiG Upstream International AS (NOK) ¹⁾	1 092 000 000	1 092 000 000	100,00%	100,00%
5	Polish Oil and Gas Company - Libya B.V. (EUR) ¹⁾	20 000	20 000	100,00%	100,00%
6	PGNiG Supply & Trading GmbH (EUR) ¹⁾	10 000 000	10 000 000	100,00%	100,00%
7	Operator Systemu Magazynowania Sp. z o.o.	15 290 000	15 290 000	100,00%	100,00%
8	Polska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o.	10 454 206 550	10 454 206 550	100,00%	100,00%
9	Geovita S.A.	86 139 000	86 139 000	100,00%	100,00%
10	PGNiG Technologie S.A.	182 127 240	182 127 240	100,00%	100,00%
11	PGNiG TERMIKA SA	670 324 950	670 324 950	100,00%	100,00%
12	PGNiG Finance AB (SEK) ¹⁾	500 000	500 000	100,00%	100,00%
13	PGNiG Serwis Sp. z o.o.	9 995 000	9 995 000	100,00%	100,00%
14	PGNiG Obrót Detaliczny Sp. z o.o.	1 091 000 000	1 091 000 000	100,00%	100,00%
15	PGNiG SPV 5 Sp. z o.o.	250 000	250 000	100,00%	100,00%
16	PGNiG SPV 6 Sp. z o.o.	51 381 000	51 381 000	100,00%	100,00%
17	PGNiG SPV 7 Sp. z o.o.	250 000	250 000	100,00%	100,00%
18	GAS-TRADING S.A.	2 975 000	1 291 350	43,41%	79,58% ²⁾
19	B.S. i P.G. „Gazoprojekt” S.A.	4 000 000	900 000	22,50%	75,00% ³⁾
	Spółki zależne - II stopnia				
20	Powisłe Park Sp. z o.o.	81 131 000	81 131 000	-	100,00%
21	PST Europe Sales GmbH (EUR) ¹⁾	1 000 000	1 000 000	-	100,00%
22	Oil Tech International F.Z.E. (USD) ¹⁾	20 000	20 000	-	100,00%
23	Zakład Gospodarki Mieszkaniowej Sp. z o.o.	1 806 500	1 806 500	-	100,00%
24	„NYSAGAZ Sp. z o.o.”	9 881 000	9 881 000	-	100,00%
25	GAZ Sp. z o.o.	300 000	240 000 ⁴⁾	-	100,00%
26	Gas Assets Management Sp. z o.o.	20 000	20 000	-	100,00%
27	Poltava Services LLC (EUR) ¹⁾	20 000	19 800	-	99,00%
28	Ośrodek Badawczo - Rozwojowy Górnictwa Surowców Chemicznych CHEMKOP Sp. z o.o.	3 000 000	2 565 350	-	85,51%
29	Gas-Trading Podkarpacie Sp. z o.o.	6 670 627	5 257 524	-	78,82% ⁵⁾

	Firma spółki	Kapitał zakładowy w zł	Udział PGNiG S.A. w zł	% PGNiG S.A.	% GK PGNiG
	Spółki zależne - III stopnia				
30	XOOL GmbH (EUR) ¹⁾	500 000	500 000	-	100%

¹⁾ wartości podane w walutach obcych

²⁾ udział pośredni przez PGNiG SPV 6 Sp. z o.o. wynosi 36,17%

³⁾ udział pośredni 52,50% przez PGNiG Technologie SA, PGNiG SA ma prawo do powoływania większości członków Rady Nadzorczej spółki

⁴⁾ wyjaśnienie znajduje się w tekście poniżej

⁵⁾ udział pośredni przez spółkę GAS-TRADING S.A., która posiada 99,04% w kapitale zakładowym i głosach spółki Gas-Trading Podkarpacie Sp. z o.o.

W 2015 roku nastąpiły poniższe zmiany w spółkach zależnych PGNiG S.A.:

- 17 lutego 2015 roku została zarejestrowana w KRS spółka Gas Assets Management Sp. z o.o.
- 5 marca 2015 roku, w związku z zakończeniem procesu likwidacji, została wykreślona z KRS spółka „Polskie Elektrownie Gazowe” Sp. z o.o. w likwidacji
- 21 kwietnia 2015 roku została zawiązana spółka PST Europe Sales GmbH z kapitałem zakładowym w wysokości 500.000 EUR, w której PGNiG Sales & Trading GmbH objęła i pokryła gotówką 100% udziałów; rejestracja spółki w rejestrze handlowym prowadzonym przez sąd rejonowy w Monachium nastąpiła 23 czerwca 2015 roku; spółka została zawiązana w celu prowadzenia działalności handlowej polegającej na sprzedaży gazu ziemnego i innych produktów energetycznych odbiorcom końcowym
- w czerwcu 2015 roku w spółce GAZ Sp. z o.o. przeprowadzona została procedura związana z nabyciem przez spółkę udziałów własnych od wspólników mniejszościowych w celu ich umorzenia; 30 czerwca 2015 roku 40 udziałów umorzono i jedynym udziałowcem GAZ Sp. z o.o. pozostała spółka PSG Sp. z o.o.; kapitał zakładowy GAZ Sp. z o.o. (300 tys. zł) ani wartość nominalna 1 udziału (1.500 zł) nie uległy zmianie; obniżeniu uległa liczba udziałów (z 200 do 160)
- 15 lipca 2015 roku NZW spółki PGNiG SPV 6 Sp. z o.o. podjęło uchwałę o podwyższeniu kapitału zakładowego o 51.131.000 zł do poziomu 51.381.000 zł przez utworzenie 511.310 nowych udziałów o wartości nominalnej 100 zł każdy; wszystkie udziały zostały objęte przez PGNiG S.A.; podwyższenie kapitału zostało zarejestrowane w KRS 22 września 2015 roku
- 16 lipca 2015 roku Gas Assets Management Sp. z o. o. nabyła 21.523 akcje spółki GAS-TRADING S.A. od PHZ Bartimpex S.A, co stanowi 36,17% kapitału zakładowego i głosów na Walnym Zgromadzeniu GAS-TRADING S.A.; w wyniku tej transakcji GK PGNiG objęła w sumie 79,58% akcji i głosów na WZ GAS-TRADING S.A. i jednocześnie zwiększyła udział w kapitale zakładowym spółki Gas-Trading Podkarpacie Sp. z o.o. (spółki zależnej GAS-TRADING S.A.) do poziomu 78,82%; GAS-TRADING S.A. posiada 99,04% w kapitale zakładowym i głosach Gas-Trading Podkarpacie Sp. z o.o.
- 28 sierpnia 2015 roku NZW spółki PGNiG Obrót Detaliczny Sp. z o.o. podjęło uchwałę o obniżeniu kapitału zakładowego spółki o 490.950.000 zł (z 1.091.000.000 zł do 600.050.000 zł) przez zmniejszenie wartości nominalnej 10.910.000 udziałów (z 100 zł każdy do 55 zł każdy; obniżenie kapitału zostało zarejestrowane w KRS 4 stycznia 2016 roku
- 13 października 2015 roku zostało zarejestrowane w rejestrze handlowym prowadzonym przez sąd rejonowy w Monachium wydzielenie ze spółki PGNiG Sales & Trading GmbH majątku związanego ze sprzedażą gazu i energii elektrycznej odbiorcom końcowym i wniesienia go aportem do spółki PST Europe Sales GmbH; przedmiotem aportu było m.in. 100% udziałów w XOOL GmbH, spółce zależnej od PGNiG Sales & Trading GmbH; w wyniku przeprowadzonego wydzielenia majątku kapitał zakładowy PST Europe Sales GmbH został podwyższony z 500.000 EUR do 1.000.000 EUR; w rezultacie powyższych przekształceń spółka PGNiG Sales & Trading GmbH posiada 100% udziałów w PST Europe Sales GmbH, a PST Europe Sales GmbH posiada 100% udziałów w XOOL GmbH; spółka PST Europe Sales GmbH prowadzi działalność handlową polegającą na sprzedaży gazu ziemnego i energii elektrycznej

odbiorcom końcowym; spółka PGNiG Sales & Trading GmbH zajmuje się handlem hurtowym gazem ziemnym na rynku europejskim

- 13 października 2015 została zarejestrowana w rejestrze handlowym prowadzonym przez sąd rejonowy w Monachium zmiana nazwy spółki z PGNiG Sales & Trading GmbH na PGNiG Supply & Trading GmbH
- 26 października 2015 roku ZW GAZ Sp. z o.o. podjęło uchwałę w sprawie zmiany umowy spółki obejmującą zwiększenie wartości nominalnej udziałów, tak aby suma ich wartości nominalnej równała się kapitałowi zakładowemu; na wskutek tej zmiany kapitał zakładowy w wysokości 300.000 zł dzieli się na 160 udziałów o wartości nominalnej 1.875 zł; zmiana umowy spółki została zarejestrowana w KRS 9 lutego 2016 roku
- 28 października 2015 roku nastąpiło przeniesienie własności 21.523 akcji GAS-TRADING S.A. z Gas Assets Management Sp. z o.o. na PGNiG SPV 6 Sp. z o.o. w wyniku postępowania egzekucyjnego prowadzonego przez komornika sądowego z wniosku wierzyciela PGNiG SPV 6 Sp. z o.o. przeciwko dłużnikowi Gas Assets Management Sp. z o.o.
- 28 października 2015 roku nastąpiło podwyższenie kapitału zakładowego spółki Gas Assets Management Sp. z o.o. o 1.340.000 zł do poziomu 1.360.000 zł; udziały w podwyższonym kapitale zakładowym w ilości 6.700 objęła PGNiG SPV 6 Sp. z o.o. w ramach konwersji wierzytelności (pożyczki od PGNiG SPV 6 Sp. z o.o.) na kapitał zakładowy spółki; rejestracja w KRS nastąpiła 14 stycznia 2016 roku
- 28 października 2015 roku PGNiG S.A. sprzedała PGNiG TERMIKA SA wszystkie posiadane udziały (65.490) w spółce „NYSAGAZ Sp. z o.o.”; jednocześnie w dniu 28 października 2015 roku PGNiG TERMIKA SA kupiła od drugiego udziałowca „NYSAGAZ Sp. z o.o.” (spółki VNG Polska Sp. z o.o.) 33.320 udziałów; w wyniku tych transakcji PGNiG TERMIKA SA posiada 100% udziałów spółki „NYSAGAZ Sp. z o.o.”
- 30 grudnia 2015 roku, w związku z zakończeniem procesu likwidacji, została wykreślona z KRS spółka BUD-GAZ PPUH Sp. z o.o. w likwidacji.

Wykaz pozostałych spółek powiązanych PGNiG S.A.

	Firma spółki	Kapitał zakładowy w zł	Udział PGNiG S.A. w zł	% PGNiG S.A.	% GK PGNiG
Spółki powiązane z PGNiG S.A.					
1	System Gazociągów Tranzytowych „EUROPOL GAZ” S.A.	80 000 000	38 400 000	48,00%	51,18% ²⁾
2	„Dewon” Z.S.A. (UAH) ¹⁾	11 146 800	4 055 206	36,38%	36,38%
3	Sahara Petroleum Technology Ilc w likwidacji (OMR) ¹⁾	150 000	73 500	49,00%	49,00%
4	PFK GASKON S.A.	13 061 325	6 000 000	45,94%	45,94%
5	ZWUG „INTERGAZ” Sp. z o.o.	4 700 000	1 800 000	38,30%	38,30%
Spółki powiązane ze spółkami zależnymi PGNiG S.A.					
6	Elektrociepłownia Stalowa Wola S.A.	28 200 000	14 100 000	-	50,00%
7	Zakład Separacji Popiołów Siekierki Sp. z o.o.	10 000 000	7 000 000	-	70,00%
8	Geotermia Sp. z o.o.	4 000	1 000	-	25,00%

¹⁾ wartości podane w walutach obcych

²⁾ udział pośredni przez GAS-TRADING S.A. (3,18%); udział głosów GK PGNiG wynosi 52%

W 2015 roku nastąpiły poniższe zmiany w pozostałych powiązaniach kapitałowych PGNiG S.A.:

- 12 marca 2015 roku nastąpiło podwyższenie kapitału zakładowego spółki Zakład Separacji Popiołów Siekierki Sp. z o.o. o 9.000.000 złotych do poziomu 10.000.000 złotych, przez utworzenie równych niepodzielnych 90.000 nowych udziałów o wartości nominalnej 100 zł każdy; wszystkie nowo utworzone udziały zostały objęte przez dotychczasowych współników, proporcjonalnie do posiadanych udziałów, tym samym procentowy udział PGNiG TERMIKA SA

w kapitale oraz liczbie głosów pozostaje bez zmian; podwyższenie kapitału zostało zarejestrowane w KRS 23 kwietnia 2015 roku; PGNiG S.A. posiada 70 % udziałów w kapitale zakładowym spółki w sposób pośredni przez PGNiG TERMIKA SA

- 8 października 2015 roku została wykreślona z rejestru spółka InterTransGas GmbH w likwidacji z siedzibą w Lipsku
- 22 października 2015 roku PGNiG S.A. sprzedała pakiet 2.525 udziałów w spółce „ZRUG” Sp. z o.o. w Poznaniu o wartości nominalnej 1.515.000 zł.

Inwestycje poza grupą jednostek powiązanych

Łączna nominalna wartość zaangażowania kapitałowego PGNiG S.A. poza grupą jednostek powiązanych na koniec 2015 roku wyniosła 23,3 mln zł. W 2015 roku PGNiG S.A. nie dokonywała istotnych inwestycji kapitałowych poza grupą jednostek powiązanych.

4. Zatrudnienie

Stan zatrudnienia na dzień 31 grudnia 2015 roku w podziale na segmenty został przedstawiony w poniższej tabeli. Zatrudnienie Centrali PGNiG S.A. zostało ujęte w segmencie obrót i magazynowanie.

Stan zatrudnienia według segmentów (w osobach)

	2015	2014
Poszukiwanie i wydobywanie	3 849	4 080
Obrót i magazynowanie	988	1 072
Pozostała działalność	37	36
Razem	4 874	5 188

W 2015 roku PGNiG S.A. kontynuowała program poprawy efektywności, którego istotnym elementem była redukcja przerostów zatrudnienia. Redukcja zatrudnienia realizowana była ze szczególnym uwzględnieniem minimalizacji kosztów społecznych tego procesu. Zatrudnienie w PGNiG S.A. w stosunku do stanu z dnia 31 grudnia 2014 roku zmniejszyło się o 314 osoby (6%). Zmniejszenie zatrudnienia to w przeważającym stopniu rezultat wdrożenia w Spółce atrakcyjnego dla pracowników programu dobrowolnych odejść (PDO) oraz wydzielenia ze struktur działalności związanej z obsługą podziemnego magazynu gazu w Mogilnie. Z programu PDO skorzystały 224 osoby, a 43 osoby zostały przeniesione (w trybie artykułu 23¹ Kodeksu pracy) z Oddziału KPMG w Mogilnie do spółki OSM Sp. z o.o.

5. Sprzedaż i wydobywanie

W 2015 roku PGNiG S.A. osiągnęła przychody ze sprzedaży w wysokości 18,6 mld zł, z czego 83% stanowiła sprzedaż gazu ziemnego.

Przychody ze sprzedaży w mln zł

	2015	2014	2013	2012
Gaz ziemny, w tym:	15 383	19 729	23 416	23 548
- gaz ziemny wysokometanowy	14 215	18 404	21 978	22 154
- gaz ziemny zaazotowany	1 168	1 325	1 438	1 394
Ropa naftowa	1 057	1 789	2 058	1 263
Hel	74	120	184	161
Mieszanina propan-butan	53	83	76	67
Energia elektryczna	1 101	1 161	639	133
Pozostała sprzedaż	978	856	737	514
Razem	18 646	23 738	27 110	25 686

W 2015 roku PGNiG S.A. sprzedała 13,7 mld m³ gazu ziemnego (w przeliczeniu na gaz ziemny wysokometanowy), z czego 94% stanowiła sprzedaż z systemu przesyłowego i dystrybucyjnego, a pozostała część – sprzedaż gazu bezpośrednio ze złóż.

Sprzedaż gazu ziemnego w mln m³

	2015	2014	2013	2012
Obrót i magazynowanie	12 938	13 073	14 129	14 006
Poszukiwanie i wydobywanie	770	807	755	723
Razem	13 708	13 880	14 884	14 729

PGNiG S.A. wydobyla łącznie 4,1 mld m³ gazu ziemnego (w przeliczeniu na gaz ziemny wysokometanowy), z czego 99% stanowiło wydobywanie ze złóż krajowych, a pozostała część ze złóż w Pakistanie.

Wydobywanie gazu w mln m³

	2015	2014	2013	2012
Kraj	4 005	4 027	4 211	4 317
Zagranica	52	58	31	0
Razem	4 057	4 085	4 242	4 317

Rozdział II: Organy Spółki

1. Zarząd

Zgodnie ze Statutem Spółki Zarząd PGNiG S.A. liczy od dwóch do siedmiu osób. Liczbę członków Zarządu określa Rada Nadzorcza. Członków Zarządu lub cały Zarząd powołuje Rada Nadzorcza na okres wspólnej kadencji, która trwa trzy lata.

Powołanie na członka Zarządu następuje po przeprowadzeniu postępowania kwalifikacyjnego na podstawie rozporządzenia Rady Ministrów z dnia 18 marca 2003 roku w sprawie przeprowadzania postępowania kwalifikacyjnego na stanowisko członka Zarządu w niektórych spółkach handlowych (Dz. U. Nr 55, poz. 476 z późniejszymi zmianami). Przepis ten nie ma zastosowania do członka Zarządu wybranego przez pracowników.

Do czasu gdy Skarb Państwa jest akcjonariuszem Spółki, a Spółka zatrudnia średniorocznie powyżej 500 pracowników, Rada Nadzorcza powołuje w skład Zarządu jedną osobę wybraną przez pracowników Spółki na okres kadencji Zarządu. Rada Nadzorcza uchwała również regulamin wyboru i odwołania członka Zarządu wybieranego przez pracowników oraz przeprowadzania wyborów uzupełniających.

Każdy z członków Zarządu może być odwołany lub zawieszony w czynnościach przez Radę Nadzorczą lub Walne Zgromadzenie.

W skład Zarządu PGNiG S.A. na dzień 1 stycznia 2015 roku wchodziły następujące osoby:

- Mariusz Zawisza – Prezes Zarządu
- Jarosław Bauc – Wiceprezes Zarządu ds. Finansowych
- Zbigniew Skrzypkiewicz – Wiceprezes Zarządu ds. Poszukiwań i Wydobywania
- Waldemar Wójcik – Wiceprezes Zarządu.

11 grudnia 2015 roku Rada Nadzorcza PGNiG S.A. odwołała Mariusza Zawiszę – Prezesa Zarządu PGNiG S.A., Jarosława Bauca – Wiceprezesa Zarządu ds. Finansowych i Zbigniewa Skrzypkiewicza – Wiceprezesa Zarządu ds. Poszukiwań i Wydobywania ze składu Zarządu Spółki oraz pełnionych przez nich funkcji. Jednocześnie Rada Nadzorcza PGNiG S.A. delegowała do czasowego wykonywania czynności Prezesa Zarządu w okresie od 11 grudnia 2015 roku do 11 marca 2016 roku członka Rady Nadzorczej PGNiG S.A. Piotra Woźniaka.

Skład Zarządu PGNiG S.A. na dzień 31 grudnia 2015 roku był następujący:

- Piotr Woźniak – członek Rady Nadzorczej PGNiG S.A. delegowany do czasowego wykonywania czynności Prezesa Zarządu
- Waldemar Wójcik – Wiceprezes Zarządu.

Zmiany po zakończeniu okresu sprawozdawczego

Rada Nadzorcza PGNiG S.A. na posiedzeniu 10 lutego 2016 roku powołała w skład Zarządu PGNiG S.A. z dniem 11 lutego 2016 roku na wspólną kadencję kończącą się w dniu 30 grudnia 2016 roku:

- Piotra Woźniaka – na stanowisko Prezesa Zarządu
- Bogusława Marca – na stanowisko Wiceprezesa Zarządu ds. Finansowych
- Janusza Kowalskiego – na stanowisko Wiceprezesa Zarządu ds. Korporacyjnych
- Łukasza Kroplewskiego – na stanowisko Wiceprezesa Zarządu ds. Rozwoju
- Macieja Woźniaka – na stanowisko Wiceprezesa Zarządu ds. Handlowych.

Piotr Woźniak jest absolwentem geologii Uniwersytetu Warszawskiego z 1980 roku. Do 1989 roku był asystentem w Instytucie Geologicznym w Warszawie. W latach 1990-1991 był doradcą Ministra Rolnictwa i Ministra Przemysłu. Pełnił funkcję radcy handlowego w ambasadzie RP w Kanadzie w latach 1992-1996. Był doradcą premiera ds. infrastruktury w latach 1998-2000. W latach 1999-2000 w PGNiG S.A. był członkiem Rady Nadzorczej, a od czerwca 2000 roku piastował stanowisko wiceprezesa zarządu. W kadencji 2002-2006 pełnił funkcję radnego Warszawy. W latach 2005-2007 był Ministrem Gospodarki. Od grudnia 2011 do grudnia 2013 był wiceministrem w Ministerstwie Środowiska i Głównym Geologiem Kraju. Wykłada na Uczelni Łazarskiego oraz w Szkole Głównej Handlowej w Warszawie, jest członkiem Konwentu Akademii Pedagogiki Specjalnej im. Marii Grzegorzewskiej w Warszawie. Od 2009 roku jest przewodniczącym, a od marca 2014 roku wiceprzewodniczącym Rady Administracyjnej Agencji ds. Współpracy Organów Regulacji Energetyki.

Bogusław Marzec jest absolwentem Politechniki Szczecińskiej i Uniwersytetu Szczecińskiego. Posiada tytuł magistra inżyniera mechanika i doktora nauk ekonomicznych. Był senatorem Uniwersytetu Szczecińskiego. Ukończył liczne kursy i szkolenia, zdał egzamin dla członków rad nadzorczych, posiada certyfikat audytora wiodącego systemów zarządzania jakością. Kierował jako prezes zarządu m.in.: Morską Stocznia Remontową SA w Świnoujściu, Szczecińską Stocznia Remontową „Gryfia” SA, Hutą Bankową Sp. z o. o. Z PGNiG S.A. związany był dwukrotnie, jako wiceprezes zarządu ds. finansowych i jako prezes zarządu. Posiada stopień Dyrektora Górniczego I stopnia. Posiada doświadczenie w zakresie nadzoru właścicielskiego. Był członkiem rad nadzorczych m.in. spółek: „EUROPOL GAZ” S.A., „INVESTGAS” S.A., Polskie LNG, Walcownia „Dziedzice” SA, Centrostal Lublin SA. Był także wiceprzewodniczącym rady nadzorczej oraz członkiem komitetu kredytowego AmerBank SA.

Janusz Kowalski pełnił funkcję wiceprezydenta Opolą w latach 2014-2015. Z wykształcenia jest magistrem prawa oraz magistrem administracji. W latach 2006-2007 był analitykiem ds. bezpieczeństwa energetycznego w zespole pełnomocnika rządu ds. dywersyfikacji dostaw nośników energii w Ministerstwie Gospodarki. Pełnił funkcję członka rady nadzorczej Operatora Logistycznego Paliw Płynnych, „INVESTGAS” S.A. oraz Ostrołęckiego TBS sp. z o.o. Był także członkiem rady nadzorczej Energetyki Ciepłej Opolszczyzny SA w Opolu. W 2008 roku był analitykiem ds. bezpieczeństwa energetycznego w Biurze Bezpieczeństwa Narodowego. Od października 2008 do kwietnia 2010 roku był członkiem zespołu ds. bezpieczeństwa energetycznego w Kancelarii Prezydenta RP Lecha Kaczyńskiego. Jest współautorem książki pt. „Lech Kaczyński. Biografia polityczna”. W latach 2009-2014 pełnił funkcję członka zarządu agencji marketingu sportowego. Jest publicystą.

Łukasz Kroplewski posiada tytuły magistra prawa oraz magistra administracji. Doświadczenie zawodowe zdobywał w administracji państwowej: w Urzędzie Skarbowym, Samorządowym Kolegium Odwoławczym oraz Kancelarii Prezesa Rady Ministrów. Od 2009 roku jest członkiem Samorządowego Kolegium Odwoławczego. W latach 2014-2015 zajmował się doradztwem prawnym oraz doradztwem biznesowym. Był również wykładowcą na Politechnice Koszalińskiej. Blisko związany z branżą HR, w której z przerwami pracował w okresie od 2005 do 2011 roku, zajmując m.in. stanowiska menadżerskie i doradcze. Jest współtwórcą oraz mediatorem Ośrodka Mediacyjnego przy Zrzeszeniu Kupców i Przedsiębiorców w Koszalinie, gdzie zajmuje się prowadzeniem mediacji gospodarczych.

Maciej Woźniak jest absolwentem Uniwersytetu Ekonomicznego w Krakowie (tytuł magistra ekonomii) i Krajowej Szkoły Administracji Publicznej oraz studiów podyplomowych w zakresie wyceny nieruchomości na Politechnice Warszawskiej. Jest członkiem Korpusu Służby Cywilnej RP. W 2011 roku uczestniczył w *International Visitor Leadership Program* organizowanym przez Departament Stanu USA. W latach 2003-2008 pracował w Ministerstwie Finansów i Ministerstwie Gospodarki. W tym ostatnim kierował Departamentem Ropy i Gazu. Był odpowiedzialny za wdrożenie ustawy o zapasach obowiązkowych ropy, paliw i gazu ziemnego oraz za uzyskanie przez Polskę członkostwa w Międzynarodowej Agencji Energii przy OECD w Paryżu. Później wielokrotnie

reprezentował Polskę na posiedzeniach Rady Zarządzającej MAE. Przygotowywał również wdrożenie do polskiego porządku prawnego II pakietu liberalizacyjnego UE dla rynku gazu i w pracach na forum unijnym nad III pakietem. W latach 2008-2010 był głównym doradcą Prezesa Rady Ministrów ds. Bezpieczeństwa Energetycznego oraz sekretarzem międzyresortowego zespołu ds. polityki bezpieczeństwa energetycznego przy Prezesie Rady Ministrów. Reprezentował Polskę w Grupie Wysokiego Szczebla ds. Energii Państw Grupy Wyszehradzkiej oraz w Grupie ds. Planu Połączeń Między Bałtyckimi Rynkami Energetycznymi przy Komisji Europejskiej. Nadzorował przygotowania do budowy terminalu LNG w Świnoujściu. Brał udział w zespole negocjacyjnym polsko-rosyjskiej umowy międzyrządowej na dostawę gazu – zrezygnował z funkcji doradcy premiera po podpisaniu tej umowy w listopadzie 2010 roku. W latach 2011-2013 był doradcą Ministra Środowiska i Głównego Geologa Kraju odpowiedzialnym za reformę prawa geologicznego i górniczego. Pełnił funkcję członka rad nadzorczych Operatora Logistycznego Paliw Płynnych, Wielkopolskiej Spółki Gazownictwa oraz przewodniczącego rady nadzorczej Wojewódzkiego Funduszu Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej w Warszawie.

Umowy z osobami zarządzającymi

W 2015 roku członkowie Zarządu PGNiG S.A. – Prezes Zarządu Mariusz Zawisza oraz Wiceprezesi Zarządu: Jarosław Bauc, Zbigniew Skrzyplikiewicz oraz Waldemar Wójcik pełnili swoje funkcje w oparciu o zawarte umowy o świadczenie usług zarządzania i zakazie konkurencji.

Piotr Woźniak pełniący czasowo obowiązki Prezesa Zarządu wykonywał swoje funkcje w oparciu o uchwałę delegującą Radę Nadzorczą PGNiG S.A.

Piotr Woźniak, Bogusław Marzec, Janusz Kowalski, Łukasz Kroplewski oraz Maciej Woźniak, powołani w skład Zarządu PGNiG S.A. z dniem 11 lutego 2016 roku, do dnia sporządzenia sprawozdania pełnili swoje funkcje na podstawie powołania. Waldemar Wójcik pełni funkcję w oparciu o umowę o świadczenie usług zarządzania i zakazie konkurencji.

2. Rada Nadzorcza

Zgodnie ze Statutem Spółki Rada Nadzorcza PGNiG S.A. liczy od pięciu do dziewięciu członków, powoływanych przez Walne Zgromadzenie na okres wspólnej kadencji, która trwa trzy lata.

Do czasu gdy Skarb Państwa pozostaje akcjonariuszem Spółki, Skarb Państwa reprezentowany przez ministra właściwego do spraw Skarbu Państwa jest uprawniony do powoływania i odwoływania jednego członka Rady Nadzorczej (zmiana Statutu zarejestrowana 11 maja 2015 roku).

Zgodnie ze Statutem Walne Zgromadzenie powołuje jednego niezależnego członka Rady Nadzorczej. Wybór niezależnego członka Rady Nadzorczej następuje w oddzielnym głosowaniu.

Prawo pisemnego zgłaszania na ręce Przewodniczącego Walnego Zgromadzenia kandydatów na niezależnego członka Rady Nadzorczej przysługuje akcjonariuszom obecnym na Walnym Zgromadzeniu, którego przedmiotem jest jego wybór. Pisemne zgłoszenie składa się wraz z pisemnym oświadczeniem danego kandydata o zgodzie na kandydowanie oraz o spełnieniu warunków członka niezależnego. Jeżeli kandydatury na niezależnego członka Rady Nadzorczej nie zostaną zgłoszone przez akcjonariuszy, kandydatów do Rady Nadzorczej zgłasza Rada Nadzorcza.

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

Skład Rady Nadzorczej PGNiG S.A. na dzień 1 stycznia 2015 roku przedstawiał się następująco:

- Wojciech Chmielewski – przewodniczący Rady Nadzorczej
- Agnieszka Woś – wiceprzewodnicząca Rady Nadzorczej
- Magdalena Zegarska – sekretarz Rady Nadzorczej
- Sławomir Borowiec – członek Rady Nadzorczej
- Andrzej Janiak – członek Rady Nadzorczej
- Janusz Pilitowski – członek Rady Nadzorczej
- Ryszard Wąsowicz – członek Rady Nadzorczej.

16 kwietnia 2015 roku Zwyczajne Walne Zgromadzenie PGNiG S.A. powołało w skład Rady Nadzorczej PGNiG S.A. Irenę Ożóg i Macieja Mazurkiewicza.

22 lipca 2015 roku Wojciech Chmielewski złożył rezygnację z funkcji i członkostwa w Radzie Nadzorczej PGNiG S.A.

28 lipca 2015 roku Rada Nadzorcza PGNiG S.A. wybrała na stanowisko przewodniczącego Rady Nadzorczej Agnieszkę Woś, która dotychczas pełniła funkcję wiceprzewodniczącego Rady Nadzorczej. Wiceprzewodniczącym Rady Nadzorczej został wybrany Andrzej Janiak.

19 października 2015 roku Nadzwyczajne Walne Zgromadzenie PGNiG S.A. odwołało ze składu Rady Nadzorczej PGNiG S.A. Agnieszkę Woś i powołało w skład Rady Nadzorczej PGNiG S.A. Grzegorza Nakoniecznego.

29 października 2015 roku Rada Nadzorcza PGNiG S.A. wybrała na stanowisko przewodniczącego Rady Nadzorczej Grzegorza Nakoniecznego.

4 grudnia 2015 roku Minister Skarbu Państwa powołał w skład Rady Nadzorczej PGNiG S.A. Piotra Woźniaka.

11 grudnia 2015 roku Rada Nadzorcza PGNiG S.A. delegowała Piotra Woźniaka do czasowego wykonywania czynności Prezesa Zarządu PGNiG S.A. począwszy od 11 grudnia 2015 roku do 11 marca 2016 roku.

29 grudnia 2015 roku Nadzwyczajne Walne Zgromadzenie PGNiG S.A. odwołało ze składu Rady Nadzorczej PGNiG S.A. Andrzeja Janiaka, Janusza Pilitowskiego, Macieja Mazurkiewicza i Irenę Ożóg oraz powołało w skład Rady Nadzorczej PGNiG S.A. Mateusza Boznańskiego, Andrzeja Goneta, Krzysztofa Rogalę i Wojciecha Bieńkowskiego.

Na dzień 31 grudnia 2015 roku w skład Rady Nadzorczej PGNiG S.A. wchodziło 9 osób:

- Grzegorz Nakonieczny – przewodniczący Rady Nadzorczej
- Magdalena Zegarska – sekretarz Rady Nadzorczej
- Sławomir Borowiec – członek Rady Nadzorczej
- Mateusz Boznański – członek Rady Nadzorczej
- Andrzej Gonet – członek Rady Nadzorczej
- Ryszard Wąsowicz – członek Rady Nadzorczej
- Krzysztof Rogala – członek Rady Nadzorczej
- Wojciech Bieńkowski – członek Rady Nadzorczej
- Piotr Woźniak – członek Rady Nadzorczej, delegowany do czasowego wykonywania czynności Prezesa Zarządu PGNiG S.A.

Zmiany po zakończeniu okresu sprawozdawczego

7 stycznia 2016 roku Rada Nadzorcza PGNiG S.A. wybrała na stanowisko wiceprzewodniczącego Rady Nadzorczej Wojciecha Bieńkowskiego.

Zarząd PGNiG S.A. i Rada Nadzorcza PGNiG S.A. przyjęły rezygnację Piotra Woźniaka z funkcji członka Rady Nadzorczej PGNiG S.A. z dniem 10 lutego 2016 roku.

Wynagrodzenia osób zarządzających i nadzorujących

Wynagrodzenia osób zarządzających i nadzorujących zostały zaprezentowane w Rocznym jednostkowym sprawozdaniu finansowym za rok zakończony 31 grudnia 2015 roku (nota 37.4).

Rozdział III: Akcjonariat

Kapitał zakładowy PGNiG S.A. wynosi 5,9 mld zł i dzieli się na 5.900.000.000 akcji o wartości nominalnej 1 zł każda. Akcje Spółki notowane są na Giełdzie Papierów Wartościowych w Warszawie od 23 września 2005 roku.

1. Struktura akcjonariatu

2 grudnia 2015 roku, w związku z objęciem przez Ministra Skarbu Państwa nowych udziałów w podwyższonym kapitale zakładowym spółki Towarzystwo Finansowe Silesia Sp. z o.o. oraz nabyciem 92.936.803 akcji Spółki przez TF Silesia Sp. z o.o. zmniejszeniu uległ udział Skarbu Państwa w ogólnej liczbie głosów oraz w kapitale zakładowym PGNiG S.A.

Przed zmianą udziału Skarb Państwa posiadał 4.271.708.411 akcji Spółki, co stanowiło 72,40% w ogólnej liczbie głosów oraz w kapitale zakładowym PGNiG S.A. W wyniku pokrycia nowych udziałów TF Silesia Sp. z o.o. akcjami Spółki udział Skarbu Państwa obniżył się do poziomu 4.178.771.608 akcji dających prawo do 70,83% w ogólnej liczbie głosów oraz w kapitale zakładowym PGNiG.

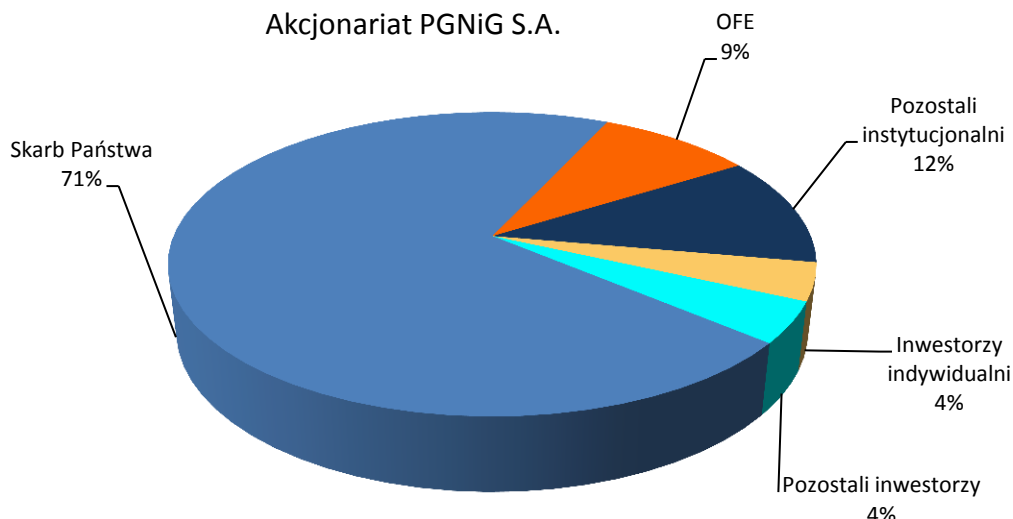
Na dzień 31 grudnia 2015 roku kapitał zakładowy PGNiG S.A. wynosił 5.900.000.000 zł i składało się na niego 5.900.000.000 akcji o wartości nominalnej 1 zł każda. Jedynym akcjonariuszem posiadającym znaczny pakiet akcji PGNiG S.A. w sposób bezpośredni był Skarb Państwa. Akcje wszystkich serii, tj. A, A1 oraz B, są akcjami zwykłymi na okaziciela i uprawniają do jednego głosu na Walnym Zgromadzeniu. Struktura akcjonariatu PGNiG S.A. na dzień 31 grudnia 2015 roku została przedstawiona w poniższej tabeli.

Struktura akcjonariatu

Akcjonariusz	Liczba akcji na dzień 31.12.2015	Udział % w kapitale zakładowym na dzień 31.12.2015	Liczba głosów wynikająca z akcji	Udział % w liczbie głosów na WZA na dzień 31.12.2015
Skarb Państwa	4 178 771 608	70,83%	4 178 771 608	70,83%
Pozostali	1 721 228 392	29,17%	1 721 228 392	29,17%
Razem	5 900 000 000	100,0%	5 900 000 000	100,0%

Właścicielami 85% akcji PGNiG S.A. są krajowi akcjonariusze, 15% akcji posiadają inwestorzy zagraniczni – głównie inwestorzy instytucjonalni z Europy (w tym niespełna 50% inwestorów z Wielkiej Brytanii).

Największym akcjonariuszem PGNiG S.A. jest Skarb Państwa. Inwestorzy instytucjonalni posiadają ponad 20% akcji, z czego ponad 60% stanowią inwestorzy z Polski. Poniższy wykres przedstawia strukturę akcjonariatu PGNiG S.A. na koniec 2015 roku.



Znaczny pakiet akcji PGNiG S.A. znajduje się w portfelach otwartych funduszy emerytalnych, które na koniec 2015 roku posiadały ponad 9% udział w kapitale PGNiG S.A., wyceniony na prawie 3 mld zł. Udział OFE w akcjonariacie PGNiG S.A. wzrósł znacznie od debiutu giełdowego w 2005 roku (wtedy 3,5% kapitału, wycenione na 711 mln zł), ale w porównaniu do roku 2014 liczba posiadanych przez OFE akcji zmalała o 17%. Wpływ na sprzedaż akcji Spółki mogły mieć opublikowane w listopadzie (słabsze od oczekiwań rynku) wyniki finansowe GK PGNiG za trzeci kwartał 2015 roku i negatywne rekomendacje analityków (z 19 wydanych rekomendacji 13 było „sprzedaj”). Najwięcej akcji PGNiG S.A. posiadały OFE, które zarządzają także największym portfelem przyszłych emerytur, tj. ING, Aviva oraz PZU Złota Jesień. Fundusze emerytalne to zazwyczaj inwestorzy długoterminowi o niewielkiej fluktuacji portfela akcji, zwłaszcza dużych spółek dywidendowych, jaką jest PGNiG S.A. Ich udział stabilizuje akcjonariat Spółki, jednak zarazem ogranicza liczbę akcji pozostającą w wolnym obrocie (*free float*), co może przekładać się na wielkość obrotów na akcjach. W przypadku PGNiG S.A. ta ostatnia wartość wyniosła średnio w 2015 roku 28 mln zł dziennie, co jest bardzo dobrym wynikiem zważywszy na niski poziom *free float*.

Akcje PGNiG S.A. oraz akcje i udziały w jednostkach powiązanych z PGNiG S.A. w posiadaniu osób zarządzających i nadzorujących

Stan posiadania akcji PGNiG S.A. przez osoby zarządzające i nadzorujące na dzień 31 grudnia 2015 roku został przedstawiony w poniższej tabeli.

Akcje PGNiG S.A. w posiadaniu osób zarządzających i nadzorujących

Imię i nazwisko	Funkcja	Liczba akcji	Wartość nominalna akcji w zł
Waldemar Wójcik	Wiceprezes Zarządu	19 500	19 500
Ryszard Wąsowicz	Członek RN	19 500	19 500

Umowy, w wyniku których w przyszłości mogą nastąpić zmiany w proporcjach posiadanych akcji przez dotychczasowych akcjonariuszy i obligatariuszy

Na dzień sporządzenia sprawozdania PGNiG S.A. nie posiada informacji o umowach, w wyniku których w przyszłości mogą nastąpić istotne zmiany w proporcjach posiadanych akcji przez dotychczasowych akcjonariuszy.

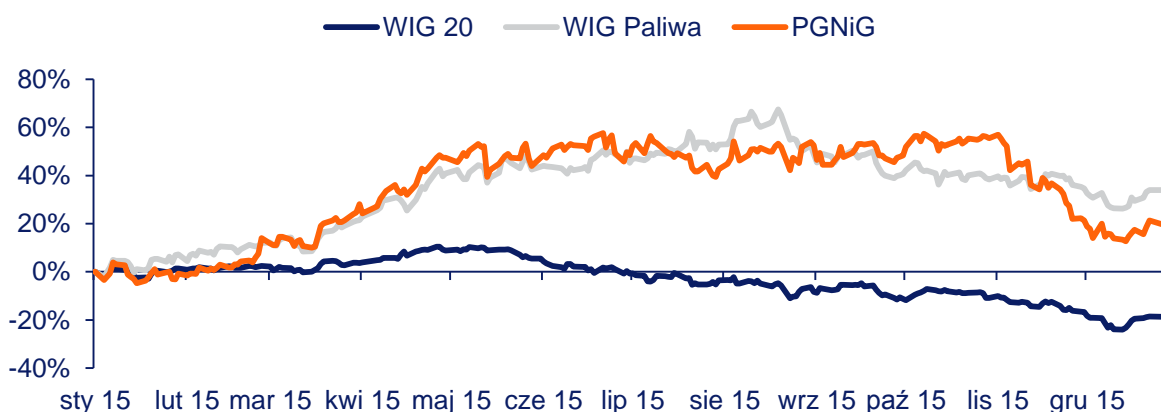
2. Kurs akcji

Na dzień 31 grudnia 2015 roku Spółka wchodziła w skład następujących indeksów giełdowych notowanych na GPW:

- WIG – indeks spółek giełdowych
- WIG20 – indeks 20 największych i najpłynniejszych spółek giełdowych
- WIG-Paliwa – indeks spółek z sektora paliw
- WIG-div – indeks spółek z najwyższą stopą dywidendy, które w ostatnich 5-ciu latach wypłaciły dywidendę co najmniej trzykrotnie
- Respect Index – indeks spółek odpowiedzialnych społecznie.

Poniżej przedstawiony został wykres kursu akcji PGNiG S.A. w odniesieniu do indeksów WIG20 i WIG-Paliwa w okresie 2015 roku.

Kurs akcji PGNiG S.A. w odniesieniu do indeksu WIG20 i WIG-Paliwa



Notowania akcji PGNiG S.A. w 2015 roku ulegały wahaniom w zakresie od -6% do +56% od cen zamknięcia z 2014 roku, podczas gdy indeks WIG20 był kwotowany w widełkach od -24% do +10%. Głównymi przyczynami zmienności kursu PGNiG S.A. były pogłębiający się spadek cen ropy naftowej od lipca 2015 roku, spadek cen gazu na Towarowej Giełdzie Energii od kwietnia 2015 roku i zwiększająca się liberalizacja rynku gazu w Polsce.

Kurs akcji PGNiG S.A. w trakcie całego roku kształtował się w zakresie od 4,20 do 6,95 zł. Początek roku charakteryzował się dużą zmiennością – cena baryłki ropy na giełdzie w Nowym Jorku spadła poniżej 50 USD i był to pierwszy taki spadek od kwietnia 2009 roku. 16 stycznia 2015 roku cena akcji Spółki osiągnęła roczne minimum 4,20 zł. Następnie rozpoczął się trend wzrostowy, który podtrzymały znacznie lepsze od oczekiwań analityków wyniki finansowe GK PGNiG w 2014 roku (opublikowane 5 marca 2015 roku). Pozytywnie przez inwestorów została odebrana również decyzja ZWZ PGNiG S.A. z dnia 16 kwietnia 2015 roku o wypłacie dywidendy w rekordowej wysokości 1,18 mld zł (0,20 zł/akcję). 6 maja 2015 roku kurs akcji PGNiG S.A. wyniósł 6,59 zł i osiągnął nowe maksimum od momentu szczytu w sierpniu 2013 roku, kiedy to kurs akcji wyniósł 6,55 zł. Kurs akcji utrzymały opublikowane 8 maja 2015 wyniki za I kwartał 2015 roku, w tym 7% wzrost wyniku EBITDA rok do roku i przekazana przez Spółkę 13 maja 2015 roku informacja o skierowaniu do PAO Gazprom i OOO „Gazprom eksport” wezwania na arbitraż przed Trybunałem Arbitrażowym w Sztokholmie. PGNiG S.A. rozpoczęła tym samym przewidzianą kontraktem jamalskim procedurę arbitrażową warunków cenowych kontraktu długoterminowego na zakup gazu ziemnego z 25 września 1996 roku. Inwestorzy mogli wkalkulować w cenę akcji porozumienie z PAO Gazprom i OOO „Gazprom eksport” przewidując jednorazową kompensatę, podobną do otrzymanej w 2013

roku i nadal kupowali akcje PGNiG S.A. 22 czerwca 2015 roku akcje Spółki osiągnęły historyczne maksimum na zamknięciu – 6,95 zł.

Do 16 listopada 2015 roku kurs akcji Spółki utrzymywał się na poziomie powyżej 6,00 zł. 6 listopada 2015 roku, po publikacji wyników finansowych za trzeci kwartał 2015 roku kurs akcji spadł o blisko 7% do 6,27 zł zaznaczając tym samym trend spadkowy kontynuowany do końca roku. Słabsze od oczekiwań rynku wyniki finansowe GK PGNiG były pochodną spadku cen gazu i ropy naftowej, co w konsekwencji doprowadziło do obniżki taryfy detalicznej oraz dwukrotnej obniżki taryfy hurtowej przez Prezesa URE w roku 2015. Dodatkowo, w celu utrzymania liczby klientów i sprzedawanych wolumenów zarówno PGNiG S.A., jak i PGNiG Obrót Detaliczny Sp. z o.o. wprowadziły w maju i czerwcu 2015 roku programy rabatowe. Efekt udzielonych rabatów widoczny był w wynikach za trzeci kwartał 2015 roku.

Na zamknięciu ostatniej sesji w 2015 roku (30 grudnia 2015 roku) kurs akcji PGNiG S.A. wyniósł 5,14 zł. Taka cena akcji PGNiG S.A. oznacza wzrost o blisko 73% wobec ceny emisyjnej z 2005 roku oraz o prawie 35% w porównaniu do ceny zamknięcia z pierwszego dnia notowań. W 2015 roku stopa zwrotu z akcji PGNiG S.A. wyniosła 15,51%. Po uwzględnieniu wypłaconych w latach 2005-2015 dywidend na poziomie 1,28 zł na akcję inwestorzy, którzy nabyli akcje PGNiG S.A. za cenę emisyjną i posiadali je do końca 2015 roku, uzyskali stopę zwrotu na poziomie 115%.

W poniższych tabelach zaprezentowane zostały notowania indeksów GPW oraz akcji PGNiG S.A. w 2015 roku, a także stopy zwrotu indeksów GPW oraz akcji PGNiG S.A. w 2015 roku i od dnia debiutu PGNiG S.A.

Notowania indeksów GPW oraz akcji PGNiG S.A.

Indeks	Wartość na dzień 30.12.2014	Wartość maksymalna w 2015 roku	Wartość minimalna w 2015 roku	Wartość na dzień 30.12.2015	Waga PGNiG S.A. w indeksach na dzień 7.01.2016
WIG (pkt.)	51 416	57 379	43 887	46 467	3,27%
WIG20 (pkt.)	2 316	2 549	1 755	1 859	5,11%
WIG-Paliwa (pkt.)	3 381	5 626	3 289	4 468	25,50%
WIG-div	1 152	1 277	897	959	9,75%
Respect Index (pkt.)	2 674	3 055	2 145	2 269	9,81%
PGNiG S.A. (zł)	4,45	6,95	4,20	5,14	-

Źródło: gpwinfostrefa.pl

Stopy zwrotu indeksów GPW oraz akcji PGNiG S.A.

Indeks	Stopa zwrotu w 2015 roku w %	Stopa zwrotu od debiutu PGNiG S.A. ¹⁾ do 31.12.2015 roku w %
WIG	-9,62	39,90
WIG20	-19,72	-24,30
WIG-Paliwa	32,15	25,50 ²⁾
WIG-div	-16,76	-4,13 ³⁾
Respect Index	-15,15	126,90 ⁴⁾
PGNiG S.A.	15,51	34,90 ⁵⁾

Źródło: GPW

¹⁾ kurs zamknięcia z 23 września 2005 roku²⁾ dane wyliczone w stosunku do wartości bazowej indeksu (data bazowa 30.12.2005)³⁾ dane wyliczone w stosunku do wartości bazowej indeksu (data bazowa 31.12.2010)⁴⁾ dane wyliczone w stosunku do wartości bazowej indeksu (data bazowa 31.12.2008)⁵⁾ w stosunku do ceny emisyjnej 2,98 zł, stopa zwrotu PGNiG S.A. od dnia debiutu wynosi 68,5%

Rozdział IV: Otoczenie regulacyjne

Podstawowymi aktami prawnymi regulującymi działalność PGNiG S.A. są:

- Ustawa z dnia 10 kwietnia 1997 roku Prawo energetyczne (tekst jednolity: Dz. U. z 2012 roku, poz. 1059) wraz z aktami wykonawczymi – w zakresie obrotu paliwami gazowymi, obrotu gazem ziemnym z zagranicą, dystrybucji paliw gazowych oraz magazynowania paliw gazowych
- Ustawa z dnia 16 lutego 2007 roku o zapasach ropy naftowej, produktów naftowych i gazu ziemnego oraz zasadach postępowania w sytuacjach zagrożenia bezpieczeństwa paliwowego państwa i zakłóceń na rynku naftowym (tekst jednolity: Dz. U. z 2014 roku, poz. 1695) wraz z aktami wykonawczymi – w zakresie obrotu gazem ziemnym z zagranicą oraz magazynowania paliw gazowych
- Ustawa z dnia 9 czerwca 2011 roku Prawo geologiczne i górnicze (Dz. U. z 2011 roku, nr 163, poz. 981 z późniejszymi zmianami) – w zakresie działalności wydobywczej i prowadzonej w jej ramach sprzedaży gazu
- Ustawa z dnia 25 lipca 2014 roku o specjalnym podatku węglowodorowym (Dz. U. z 2014 roku, poz. 1215) – w zakresie wprowadzenia specjalnego podatku węglowodorowego oraz rozszerzenia przedmiotu opodatkowania podatkiem od wydobycia niektórych kopalin o wydobycie gazu ziemnego i ropy naftowej.

1. Prawo energetyczne

Działalność podmiotów z GK PGNiG w zakresie obrotu paliwami gazowymi, dystrybucji paliw gazowych, magazynowania paliw gazowych, obrotu energią elektryczną, wytwarzania energii elektrycznej oraz wytwarzania, przesyłania i dystrybucji ciepła jest w znacznym stopniu działalnością regulowaną. Do jej prowadzenia konieczne jest uzyskanie koncesji od Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki.

Nowelizacja ustawy Prawo energetyczne z 2013 roku wprowadziła obowiązek publicznej sprzedaży określonej części wolumenu gazu ziemnego wysokometanowego (wprowadzonego w danym roku do systemu przesyłowego) na giełdach towarowych tzw. obligo giełdowe. Od 1 stycznia 2015 roku obligo giełdowe obowiązuje na poziomie 55%. Przedmiotowa regulacja jest jednym z najbardziej istotnych czynników determinujących politykę handlową Spółki. W celu umożliwienia realizacji obligo giełdowego 26 czerwca 2014 roku uchwalona została nowelizacja ustawy Prawo energetyczne wprowadzająca tzw. sukcesję generalną umów. W wyniku wejścia w życie ustawy, 1 sierpnia 2014 roku działalność operacyjną rozpoczęła spółka PGNiG Obrót Detaliczny Sp. z o.o., która przejęła część portfela odbiorców detalicznych PGNiG S.A.

11 września 2015 roku uchwalona została ustawa o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw, która implementuje regulacje Rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) nr 1227/2011 z dnia 25 października 2011 roku w sprawie integralności i przejrzystości hurtowego rynku energii – tzw. rozporządzenie *REMIT*. Ustawa nadała Prezesowi URE formalny status krajowego organu regulacyjnego w rozumieniu tego aktu, wyposażając go w szereg uprawnień umożliwiających monitoring i nadzorowanie hurtowych rynków energii (prowadzenie postępowania wyjaśniającego, kontrola z przeszukaniem), w tym możliwość wymierzenia uczestnikom rynku kary pieniężnej w przypadku zachowania sprzecznego z regulacjami rozporządzenia *REMIT*.

1.1. Koncesje

5 maja 2015 roku Prezes URE udzielił PGNiG S.A. koncesji na skraplanie gazu ziemnego i regazyfikację skroplonego gazu ziemnego w instalacjach skroplonego gazu ziemnego w miejscowościach Ełk i Olecko na okres od 8 maja 2015 roku do 8 maja 2025 roku. Natomiast 26

maja 2015 roku Prezes URE wyznaczył PGNiG S.A. operatorem systemu skraplania gazu ziemnego na okres od 1 czerwca 2015 roku do 20 kwietnia 2025 roku.

Według stanu na dzień 31 grudnia 2015 roku PGNiG S.A. posiadała niżej wymienione koncesje, udzielone przez Prezesa URE na podstawie ustawy Prawo energetyczne:

- 1 koncesję na obrót paliwami gazowymi
- 1 koncesję na obrót gazem ziemnym z zagranicą
- 1 koncesję na obrót paliwami ciekłymi
- 1 koncesję na wytwarzanie energii elektrycznej
- 1 koncesję na obrót energią elektryczną
- 1 koncesję na skraplanie gazu ziemnego i regazyfikację skroplonego gazu ziemnego w instalacjach skroplonego gazu ziemnego.

1.2. Zmiany w taryfach na paliwo gazowe

W 2015 roku zasadnicza część obrotu gazem ziemnym wysokometanowym i zaazotowanym realizowana przez PGNiG S.A. podlegała administracyjnej kontroli cen. Z obowiązku przedkładania do zatwierdzenia taryf zwolniony był jedynie obrót gazem ziemnym wysokometanowym na Towarowej Giełdzie Energii.

W okresie od 1 stycznia 2015 roku do 30 kwietnia 2015 roku obowiązywała „Taryfa w zakresie dostarczania paliw gazowych nr 7/2015 PGNiG S.A.” zatwierdzona decyzją Prezesa URE w dniu 17 grudnia 2014 roku.

16 kwietnia 2015 roku Prezes URE zatwierdził zmianę „Taryfy w zakresie dostarczania paliw gazowych nr 7/2015 PGNiG S.A.” oraz wydłużył okres jej obowiązywania do 31 lipca 2015 roku. Średnia cena gazu wysokometanowego (cena paliwa gazowego i abonament) została obniżona średnio o 7,1%, natomiast gazu zaazotowanego o 3,2%. Cena gazu wysokometanowego za 1 kWh została ostatecznie zrównana z ceną gazu zaazotowanego za 1 kWh.

17 lipca 2015 roku Prezes URE zatwierdził nową „Taryfę w zakresie dostarczania paliw gazowych nr 8/2015 PGNiG S.A.” na okres od 1 sierpnia 2015 roku do 31 grudnia 2015 roku. Średnia cena gazu wysokometanowego została obniżona o 5%, natomiast gazu zaazotowanego o 4,9%. Ponadto nowa taryfa wprowadziła odrębne ceny paliwa gazowego dla odbiorców odsprzedających paliwo gazowe.

16 grudnia 2015 roku Prezes URE zatwierdził nową „Taryfę w zakresie dostarczania paliw gazowych nr 9/2016 PGNiG S.A.” na okres od 1 stycznia 2016 roku do 31 marca 2016 roku. Średnia cena gazu wysokometanowego została obniżona o 6,6%, natomiast gazu zaazotowanego o 6,1%.

Wnioski o zwolnienie z taryf

19 lutego 2013 roku Prezes URE wydał komunikat w sprawie zwolnienia przedsiębiorstw energetycznych, posiadających koncesję na obrót paliwami gazowymi, z obowiązku przedkładania do zatwierdzenia taryf w zakresie hurtowego obrotu gazem ziemnym. Przedsiębiorstwo energetyczne musi indywidualnie wystąpić do Prezesa URE z wnioskiem o zwolnienie z ww. obowiązku. PGNiG S.A. wystąpiła do Prezesa URE z powyższym wnioskiem. Do dnia sporządzenia sprawozdania za 2015 rok postępowanie nie zostało zakończone.

Ponadto w 2013 roku PGNiG S.A. wystąpiła do Prezesa URE z wnioskiem o zwolnienie z obowiązku przedkładania taryf do zatwierdzenia w zakresie obrotu oraz sprzedaży gazu ziemnego wysokometanowego (E) w punkcie wirtualnym na rynku pozagiełdowym (rynek *OTC*). Do dnia sporządzenia sprawozdania za 2015 rok postępowanie nie zostało zakończone.

10 sierpnia 2015 roku PGNiG S.A. wystąpiła do Prezesa URE z wnioskiem o zwolnienie z obowiązku przedkładania taryf do zatwierdzenia w zakresie sprzedaży gazu ziemnego wysokometanowego do przedsiębiorstw energetycznych nabywających gaz ziemny wysokometanowy na potrzeby wykonywania działalności w zakresie przesyłania, dystrybucji, magazynowania, skraplania lub regazyfikacji gazu ziemnego. Do dnia sporządzenia sprawozdania za 2015 rok postępowanie nie zostało zakończone.

2. Ustawa o zapasach ropy naftowej, produktów naftowych i gazu ziemnego

Ustawa o zapasach ropy naftowej, produktów naftowych i gazu ziemnego oraz zasadach postępowania w sytuacjach zagrożenia bezpieczeństwa paliwowego państwa i zakłóceń na rynku naftowym reguluje zagadnienia związane z zapewnieniem bezpieczeństwa paliwowego państwa, w tym zasady tworzenia, utrzymywania i finansowania zapasów gazu ziemnego przez przedsiębiorstwa energetyczne, wykonujące działalność gospodarczą w zakresie obrotu gazem ziemnym z zagranicą lub przywożące gaz na własne potrzeby. W obszarze działalności PGNiG S.A. ustawa m.in.:

- określa wielkość zapasów obowiązkowych, która od 1 października 2012 roku odpowiada 30 dniom średniego dziennego przywozu gazu (w okresie od dnia 1 kwietnia roku ubiegłego do dnia 31 marca danego roku, na podstawie danych zawartych w sprawozdaniach statystycznych sporządzonych przez spółkę)
- ustala zwrot na kapitale zaangażowanym w działalność magazynową na poziomie co najmniej 6%
- zapewnia, że koszty związane z utrzymywaniem, uruchamianiem oraz uzupełnianiem zapasów są kosztami uzasadnionymi działalności w rozumieniu art. 3 pkt 21 ustawy Prawo energetyczne
- wprowadza możliwość utrzymywania zapasów obowiązkowych na terytorium innego państwa członkowskiego EFTA lub UE, po spełnieniu warunków określonych w ustawie
- wprowadza możliwość zwolnienia przedsiębiorstwa energetycznego wykonującego działalność gospodarczą w zakresie obrotu gazem ziemnym z zagranicą lub podmiotu dokonującego przywozu gazu ziemnego z obowiązku tworzenia i utrzymywania zapasów obowiązkowych, jeżeli liczba jego odbiorców nie jest większa niż 100 tys., a przywóz gazu ziemnego w roku kalendarzowym nie przekracza 100 mln m³.

3. Prawo geologiczne i górnicze

Ustawa Prawo geologiczne i górnicze z dnia 9 czerwca 2011 roku określa zasady i warunki:

- wykonywania prac geologicznych
- wydobywania kopalin ze złóż
- składowania odpadów w górotworze, w tym w podziemnych wyrobiskach górniczych
- ochrony złóż kopalin, wód podziemnych i innych składników środowiska w związku z wykonywaniem prac geologicznych i wydobywaniem kopalin.

Działalność gospodarcza w zakresie poszukiwania lub rozpoznawania złóż kopalin, wydobywania kopalin ze złóż, bezzbiornikowego magazynowania substancji oraz składowania odpadów w górotworze, w tym w podziemnych wyrobiskach górniczych wymaga uzyskania koncesji.

Działalność geologiczna i górnicza nadzorowana jest przez organy administracji geologicznej i organy nadzoru górniczego. Ustawa zawiera przepisy karne w zakresie niestosowania się do ustawy oraz wielkości graniczne opłat eksploatacyjnych.

1 stycznia 2015 roku weszła w życie ustawa o zmianie ustawy Prawo geologiczne i górnicze z dnia 11 lipca 2014 roku, a po upływie ponad sześciu miesięcy zaczęły obowiązywać nowe oraz zmienione

akty wykonawcze do ustawy. Nowelizacja ustawy wprowadziła szereg istotnych zmian otoczenia regulacyjnego segmentu poszukiwanie i wydobywanie. Do najważniejszych z nich należą:

- wprowadzenie obligatoryjnych postępowań kwalifikacyjnych w celu zabezpieczenia interesów państwa w procesie udzielania koncesji na poszukiwanie, rozpoznawanie i wydobywanie węglowodorów oraz zwiększenia bezpieczeństwa energetycznego kraju
- wprowadzenie koncesji zintegrowanej obejmującej poszukiwanie, rozpoznawanie i wydobywanie węglowodorów
- zmiana w procesie udzielania koncesji; udzielenie koncesji możliwe jest wyłącznie w trybie przetargu ogłaszanego z urzędu (na 2016 rok Minister Środowiska przewidział jedynie 10 obszarów przetargowych)
- możliwość ubiegania się konsorcjów o udzielenie koncesji
- sporządzanie nowego rodzaju dokumentacji geologiczno-inwestycyjnej, która wymaga zatwierdzenia przez Ministra Środowiska
- istotne podwyższenie stawek opłat eksploatacyjnych (przy jednoczesnym zachowaniu dotychczasowego systemu stawek dla tzw. złóż marginalnych).

Na mocy nowej ustawy przeprowadzone zostało postępowanie kwalifikacyjne PGNiG S.A. W jego trakcie Spółka została sprawdzona i oceniona, zarówno pod kątem bezpieczeństwa państwa, jak również pod względem posiadanego doświadczenia. Na koniec 2015 roku jedynie PGNiG S.A. i LOTOS Petrobaltic S.A., jako jedyni przedsiębiorcy w Polsce, uzyskali decyzję o pozytywnej ocenie z postępowania kwalifikacyjnego. Decyzja ta jest niezbędna do ubiegania się o nowe koncesje na poszukiwanie i rozpoznawanie złóż węglowodorów oraz wydobywanie węglowodorów ze złoża, które mają być udzielane w 2016 roku w trybie przetargu ogłaszanego z urzędu przez Ministra Środowiska, a także do postępowań o przekształcenie posiadanych przez Spółkę koncesji poszukiwawczo-rozpoznawczych złóż węglowodorów w koncesje zintegrowane.

W 2015 roku Ministerstwo Środowiska nie przedłużyło na wniosek PGNiG S.A. 6 koncesji na poszukiwanie i rozpoznawanie złóż ropy naftowej i gazu ziemnego. Ponadto Spółka zrezygnowała z 10 koncesji (przed upływem terminu ich ważności). Ministerstwo Środowiska przyznało również Spółce 6 koncesji na wydobywanie ropy naftowej i gazu ziemnego, natomiast 6 koncesji zostało wygaszonych.

Według stanu na dzień 31 grudnia 2015 roku PGNiG S.A. posiadała następujące koncesje, udzielone na podstawie ustawy Prawo geologiczne i górnicze:

- 60 koncesji na poszukiwanie i rozpoznawanie złóż ropy naftowej i gazu oraz 1 koncesję zawieszoną, która jest w trakcie postępowania o przekształcenie w koncesję na poszukiwanie, rozpoznawanie oraz wydobywanie złóż ropy naftowej i gazu ziemnego
- 227 koncesji na wydobywanie ropy naftowej i gazu ziemnego ze złóż
- 9 koncesji na podziemne magazynowanie gazu (PMG)
- 3 koncesje na składowanie odpadów.

4. Ustawa o specjalnym podatku węglowodorowym

Ustawa z 25 lipca 2014 roku wprowadza do polskiego systemu fiskalnego specjalny podatek węglowodorowy oraz rozszerza katalog przedmiotów opodatkowania podatkiem od wydobywania niektórych kopaliny o wydobywanie gazu ziemnego i ropy naftowej. Ustawa wprowadza następujące stawki nowych podatków:

- w specjalnym podatku węglowodorowym: 0-25% zysków z działalności wydobywczej w zależności od stosunku przychodów do wydatków kwalifikowanych poniesionych przez przedsiębiorcę

- w podatku od wydobycia niektórych kopalin: w przypadku gazu ze złóż konwencjonalnych wyniesie on 3%, w przypadku gazu ze złóż niekonwencjonalnych – 1,5%, natomiast w przypadku ropy ze złóż konwencjonalnych – 6%, a ze złóż niekonwencjonalnych – 3%.

Ustawa weszła w życie 1 stycznia 2016 roku. Obowiązek zapłaty specjalnego podatku węglowodorowego powstaje od przychodów uzyskanych od dnia 1 stycznia 2020 roku, a obowiązek zapłaty podatku od wydobycia niektórych kopalin, w zakresie wydobycia gazu ziemnego i ropy naftowej, powstaje od dnia 1 stycznia 2020 roku.

5. Ryzyka regulacyjne

Ustawa Prawo energetyczne

Zmiana ustawy Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw (tzw. „mały trójpak energetyczny”) z 11 września 2013 roku wprowadziła m.in. obbligo giełdowe. Celem nałożonego na PGNiG S.A. obliga giełdowego jest liberalizacja rynku gazu w Polsce, a co za tym idzie, rozwój konkurencji. Mechanizm ten wiąże się z wysoką transparentnością rynku i umożliwi uczestnikom rynku nabywanie produktów na równych warunkach. Rozwiązanie to może oznaczać dla PGNiG S.A. ryzyko stopniowej utraty rynku. Dynamika ewentualnej utraty udziałów rynkowych przez PGNiG S.A. zależna jednak będzie od liczby i wielkości podmiotów wchodzących na rynek gazu oraz relacji cenowych pomiędzy cenami oferowanymi przez PGNiG S.A. oraz cenami oferowanymi przez innych uczestników rynku.

Realizacja obliga giełdowego

Z powodu braku odpowiedniego popytu na gaz na rynku giełdowym w latach 2013-2014 PGNiG S.A. nie wywiązała się z ustawowego poziomu obliga giełdowego. Dla zapewnienia realizacji obliga giełdowego w kolejnych latach, w sierpniu 2014 roku działalność operacyjną rozpoczęła spółka PGNiG Obrót Detaliczny Sp. z o.o., która pozyskuje w zdecydowanej większości gaz na Towarowej Giełdzie Energii, a następnie sprzedaje go odbiorcom. Umożliwiło to znaczący wzrost sprzedaży gazu za pośrednictwem giełdy towarowej, a tym samym realizację w 2015 roku obliga giełdowego na wymaganym ustawowo poziomie tj. 55%. Przy utrzymaniu takiej tendencji rynkowej ryzyko regulacyjne związane z brakiem realizacji obliga giełdowego w kolejnych latach jest niskie.

W związku z brakiem realizacji obliga giełdowego w 2013 i 2014 roku Prezes URE ma możliwość nałożenia kary pieniężnej w wysokości do 15% rocznego przychodu przedsiębiorstwa osiągniętego w ubiegłym roku podatkowym z tytułu prowadzonej działalności koncesjonowanej. W 2015 roku wszczęte zostały dwa postępowania.

13 stycznia 2015 roku Prezes URE wszczął postępowanie w sprawie wymierzenia kary pieniężnej PGNiG S.A. za brak realizacji obliga giełdowego w 2013 roku. PGNiG S.A. wniosła zażalenie do Sądu Okręgowego w Warszawie – Sądu Ochrony Konkurencji i Konsumentów na jedno z rozstrzygnięć incydentalnych Prezesa URE, które zapadło w postępowaniu. W związku z powyższym Prezes URE zawiesił postępowanie administracyjne do czasu rozstrzygnięcia zażalenia przez Sąd Okręgowy w Warszawie – Sąd Ochrony Konkurencji i Konsumentów. Do dnia sporządzenia sprawozdania Sąd Okręgowy nie rozstrzygnął przedmiotowej sprawy.

28 października 2015 roku Prezes URE wszczął postępowanie w sprawie wymierzenia kary pieniężnej PGNiG S.A. za brak realizacji obliga giełdowego w 2014 roku. Do dnia sporządzenia sprawozdania postępowanie nie zostało zakończone.

Kalkulacja taryf

Kluczowym czynnikiem wpływającym na działalność regulowaną GK PGNiG jest uzależnienie przychodów Grupy m.in. od taryf zatwierdzanych przez Prezesa URE. Poziom taryf decyduje o możliwości uzyskania przychodów pokrywających ponoszone koszty uzasadnione wraz ze zwrotem z zaangażowanego kapitału. W obecnych warunkach, wielkość tych przychodów, jest zależna od cen sprzedaży paliwa gazowego, które, podlegają regulacji. Poziom cen sprzedaży gazu jest bezpośrednio związany ze stosowaną metodologią kształtowania taryf. Zasady ustalania taryf określane są przez przepisy wykonawcze do ustawy Prawo energetyczne, przede wszystkim przez tzw. rozporządzenie taryfowe. Stosowana metodyka kształtowania taryf bazuje na określaniu cen i stawek opłat przy prognozowanych kosztach oraz planowanych wielkościach sprzedaży gazu ziemnego. W związku z powyższym przychody obarczone są ryzykiem prognozowania. Nietrafność oszacowania przez odbiorców wolumenu zapotrzebowania na gaz (przenosząca się na wielkość prognozowanych zakupów i dostaw), a także wysokość kosztów, które były podstawą do ustalania cen i opłat taryfowych, mogą niekorzystnie wpłynąć na wyniki finansowe PGNiG S.A.

Deregulacja

10 września 2015 roku ogłoszony został wyrok Trybunału Sprawiedliwości Unii Europejskiej w sprawie taryfikacji cen paliw gazowych w Polsce. Trybunał uznał, że obowiązek stosowanie w Polsce systemu interwencji państwa w postaci nałożenia obowiązku stosowania przez przedsiębiorstwa energetyczne cen dostaw gazu ziemnego zatwierdzanych przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki, bez ograniczenia w czasie oraz bez rozróżnienia względem grup odbiorców (segmentów rynku), jest niezgodne z przepisami unijnymi. Wyrok jest konsekwencją wniesionej w styczniu 2014 roku przez Komisję Europejską przeciwko Polsce skargi odnośnie regulacji cen gazu w Polsce. Trybunał nie nałożył na Polskę kary pieniężnej za naruszenie prawa unijnego, jednakże z wyroku wynika konieczność dokonania szybkich zmian w obowiązujących przepisach. Brak zmian w przepisach spowoduje kolejne wystąpienie Komisji Europejskiej do Trybunału z wnioskiem o nałożenie na Polskę wysokich kar pieniężnych.

W 2015 roku rząd zapowiedział podjęcie w 2016 roku prac legislacyjnych nad „ustawą deregulacyjną”. Podstawowe zmiany planowane przez rząd obejmują stopniowe znoszenie regulowania cen gazu ziemnego w odniesieniu do poszczególnych grup odbiorców danego przedsiębiorstwa obrotu, w zależności od wielkości zużycia. W pierwszej kolejności zwolnieni zostaną najwięksi odbiorcy. Takie podejście ma na celu minimalizację ryzyka niekontrolowanego wzrostu cen gazu ziemnego. Uwolnienie cen gazu ziemnego dla gospodarstw domowych ma nastąpić (zgodnie z zapowiedziami Rady Ministrów) 1 stycznia 2023 roku. Ustawowa deregulacja cen może powodować konieczność wprowadzenia zmian w umowach handlowych.

Ustawa o zapasach ropy naftowej, produktów naftowych i gazu ziemnego

Spełnienie wymagań ustawowych związanych z utrzymaniem zapasu obowiązkowego powoduje dla PGNiG S.A. ryzyka bilansowe, technologiczne oraz stwarza zagrożenie w realizacji zobowiązań kontraktowych.

Ryzyko bilansowe związane jest z zagrożeniem braku możliwości pokrycia szczytowego zapotrzebowania odbiorców na gaz ziemny w sezonie jesienno-zimowym. Oznacza to, że pomimo maksymalizacji dostaw gazu z kontraktów długoterminowych, wykorzystania dostępnych mocy na interkonektorach zachodnich i południowych oraz dostaw gazu z PMG (pozostających w gestii PGNiG S.A.), w przypadku utrzymywania się niskich temperatur powietrza w dłuższym okresie, zapotrzebowanie odbiorców może przekraczać poziom dostaw gazu jaki jest w stanie zapewnić Spółka. Moce przesyłowe na interkonektorach dostępne są dla wszystkich uczestników rynku na równoprawnych zasadach. Należy podkreślić, że wymagane ustawowo parametry techniczne dostarczenia zapasu obowiązkowego do systemu gazowego powodują, że blisko 1/3 zapasu została umieszczona w szczytowych magazynach gazu, tj. KPMG Mogilno i KPMG Kosakowo. W rezultacie obowiązek utrzymania zapasu istotnie ogranicza możliwość handlowego wykorzystania pojemności

magazynowych i istniejących mocy dostaw gazu do systemu przesyłowego. Biorąc pod uwagę tryb uruchamiania zapasów obowiązkowych gazu ziemnego, który wymaga uzyskania zgody ministra właściwego ds. gospodarki, poprzedzonej wprowadzeniem ograniczeń handlowych w dostawach gazu do odbiorców, powstaje ryzyko niezapewnienia ciągłości dostaw gazu do odbiorców końcowych. Niezależnie od powyższego uruchomienie odbioru gazu z zapasu powoduje sytuację, w której przy wysokim stanie gazu w magazynach zachodzi konieczność wprowadzenia ograniczeń handlowych w dostawach gazu do odbiorców.

Ryzyko technologiczne jest związane z negatywnym wpływem utrzymywania zapasu obowiązkowego na parametry pracy podziemnych magazynów gazu. Nieodbieranie gazu z magazynów pracujących w reżimie wodno-aporowym (np. PMG Husów) w dłuższym okresie, może powodować migrację gazu do części złoża o gorszych parametrach przepuszczalności i porowatości, a w konsekwencji doprowadzić do zmniejszenia mocy odbioru gazu z magazynu. Może to utrudniać odbiór gazu w końcowej fazie, a także powodować obniżenie mocy odbioru w następnych cyklach pracy PMG. Przywrócenie pierwotnych parametrów pracy magazynu może trwać kilka lat oraz wiązać się z koniecznością dotłoczenia bufora gazu i poniesienia dodatkowych kosztów.

Ustawa Prawo geologiczne i górnicze

W 2015 roku weszły w życie zmiana ustawy Prawo geologiczne i górnicze oraz niektórych innych ustaw oraz ustawa o specjalnym podatku węglowodorowym. Zmiana ustawy Prawo geologiczne i górnicze oraz niektórych innych ustaw wprowadziła nowy system koncesyjny, m.in. system przekształcenia koncesji na poszukiwanie i rozpoznawanie w koncesje łączną obejmującą również wydobywanie węglowodorów. Zmiana ta jest korzystna, lecz może w etapie przejściowym (do końca 2016 roku) spowodować znaczne spowolnienie działań administracyjnych organu koncesyjnego. Dodatkowo nowelizacja ustawy wprowadziła podwyższenie stawek opłat eksploatacyjnych dla złóż innych niż marginalne, które obowiązują od 1 stycznia 2016 roku. Zmienione stawki opłat niekorzystnie wpłyną na wyniki finansowe PGNiG S.A.

Rozdział V: Poszukiwanie i wydobywanie

Podstawową działalnością segmentu jest pozyskanie węglowodorów ze złóż i przygotowanie produktów do sprzedaży. Segment obejmuje cały proces poszukiwania oraz wydobywania gazu ziemnego i ropy naftowej ze złóż, poczynając od przeprowadzenia analiz geologicznych, badań geofizycznych i wierceń, po zagospodarowanie i eksploatację złóż. Prace ten segment prowadzi we własnym zakresie oraz we współpracy z partnerami na podstawie umów o wspólnych operacjach. Ponadto segment na swoje potrzeby wykorzystuje pojemności magazynów gazu PMG Daszewo i PMG Bonikowo.

1. Poszukiwanie

W 2015 roku PGNiG S.A. zajmowała się poszukiwaniem i rozpoznawaniem złóż ropy naftowej i gazu ziemnego na terenie Karpat, Pogórza Karpackiego i na Niżu Polskim zarówno we własnym zakresie, jak i we współpracy z partnerami. Na obszarach koncesyjnych PGNiG S.A. prace wiertnicze w kraju prowadzone były w 26 otworach, w tym: 13 poszukiwawczych, 3 badawczych oraz 10 otworach rozpoznawczych.

W 2015 roku 11 otworów zakwalifikowano jako otwory pozytywne, w tym: 2 otwory poszukiwawcze na Niżu Polskim (w tym jeden odwiercony w 2014 roku), 4 otwory poszukiwawcze na Pogórzu Karpackim (w tym jeden odwiercony w 1999 roku) i 5 otworów rozpoznawczych na Pogórzu Karpackim. W 9 odwiertach nie uzyskano przemysłowego przyływu węglowodorów i odwierty te zostały zlikwidowane.

Stan zasobów wydobywalnych na dzień 31 grudnia 2015 roku (wg informacji na dzień sporządzenia sprawozdania – zgodnie z Prawem geologicznym i górniczym ostateczny bilans zasobów powstaje w marcu) wynosił:

- 77,7 mld m³ gazu ziemnego (w przeliczeniu na gaz wysokometanowy)
- 17,8 mln ton ropy naftowej (łącznie z kondensatem).

Ponadto, na koncesji Kirthar w Pakistanie, PGNiG S.A. zakończyła wiercenie pozytywnego odwiertu Rizq-1, którym dokonano odkrycia złoża niekonwencjonalnego typu *tight gas*.

2. Współpraca z innymi podmiotami

W 2015 roku PGNiG S.A. współpracowała z innymi podmiotami na obszarach koncesyjnych PGNiG S.A., FX Energy Poland Sp. z o.o., San Leon Energy PLC, LOTOS Petrobaltic S.A. i ORLEN Upstream sp. z o.o. Ponadto we współpracy z innymi podmiotami PGNiG S.A. prowadziła prace poszukiwawcze w Pakistanie i Norwegii.

2.1. Współpraca w Polsce

4 maja 2015 roku PGNiG S.A. i Chevron Polska Energy Resources Sp. z o.o. rozwiązały umowę pierwszej fazy współpracy przy poszukiwaniu niekonwencjonalnych złóż gazu. Przedmiotem współpracy była wspólna ocena zasobów gazu ze złóż niekonwencjonalnych na 4 koncesjach poszukiwawczych w południowo-wschodniej Polsce, tj. Zwierzyniec i Grabowiec (koncesje należące do Chevron Polska Energy Resources Sp. z o.o.) oraz Tomaszów Lubelski i Wisznów – Tarnoszyn (koncesje należące do PGNiG S.A.). Rozwiązanie umowy nastąpiło wskutek wykonania (w poprzednim roku) prac przewidzianych w umowie i podjęcia przez Chevron Polska Energy

Resources Sp. z o.o. decyzji o wycofaniu się z poszukiwania niekonwencjonalnych złóż gazu w Polsce.

Na koncesjach PGNiG S.A. kontynuowane były prace na obszarach:

- „Płotki” na podstawie umowy o wspólnych operacjach z dnia 12 maja 2000 roku; udziały wynoszą: PGNiG S.A. (operator) – 51%, FX Energy Poland Sp. z o.o. – 49%
- „Płotki” – „PTZ” tzw. Poszerzony Teren Zaniemyśla na podstawie umowy operacyjnej użytkowników górniczych z dnia 26 października 2005 roku; udziały wynoszą: PGNiG S.A. (operator) – 51%, FX Energy Poland Sp. z o.o. – 24,5%, „Calenergy Resources Poland” Sp. z o.o. – 24,5%
- „Poznań” na podstawie umowy o wspólnych operacjach z dnia 1 czerwca 2004 roku; udziały wynoszą: PGNiG S.A. (operator) – 51%, FX Energy Poland Sp. z o.o. – 49%
- „Bieszczady” na podstawie umowy o wspólnych operacjach z dnia 1 czerwca 2007 roku; udziały wynosiły: PGNiG S.A. (operator) – 51%, Eurogas Polska Sp. z o.o. – 24% i Energia Bieszczady Sp. z o.o. – 25%; 20 lipca 2015 roku ORLEN Upstream sp. z o.o. objęła 49% udziałów w blokach koncesyjnych numer: 437, 438, 456, 457, 458 oraz we fragmentach bloków 416, 417 i 436 należących do Eurogas Polska Sp. z o.o. i Energia Bieszczady Sp. z o.o. i tym samym została stroną umowy o wspólnych operacjach
- „Sieraków” na podstawie umowy o wspólnych operacjach z dnia 22 czerwca 2009 roku; udziały wynoszą: PGNiG S.A. (operator) – 51%, ORLEN Upstream sp. z o.o. – 49%
- „Kamień Pomorski” na podstawie umowy z dnia 14 sierpnia 2013 roku; udziały wynoszą: PGNiG S.A. (operator) – 51%, LOTOS Petrobaltic S.A. – 49%
- „Górowo Iławieckie” na podstawie umowy o wspólnych operacjach z dnia 31 grudnia 2014 roku; udziały wynoszą: PGNiG S.A. (operator) – 51%, LOTOS Petrobaltic S.A. – 49%.

Na obszarze „Płotki” – „PTZ”, na złożu gazu ziemnego Zaniemyśl, wykonano otwór eksploatacyjny boczny Zaniemyśl-3K. Z uwagi na dopływ do otworu wody złożowej odwiert zlikwidowano i rozpoczęto likwidację infrastruktury napowierzchniowej kopalni gazu Zaniemyśl. Na obszarze „Poznań” wykonano otwór poszukiwawczy Miłosław-4K, w którym uzyskano przemysłowy przyływ gazu o maksymalnej wydajności ok. 160 m³/min i rozpoczęto prace formalno-prawne związane z zagospodarowaniem odkrytego złoża. Ponadto rozpoczęto wiercenie otworu poszukiwawczego Paruchów-1K oraz kontynuowano zagospodarowanie złoża Karmin. Na obszarze „Bieszczady” rozpoczęto prace rekonstrukcyjne w odwiercie Niebieszczany-1. Na obszarze „Sieraków” prowadzono przygotowania do modernizacji odwiertu Sieraków-1.

W 2015 roku nie wykonano żadnych prac na koncesji należącej do FX Energy Poland Sp. z o.o. na obszarze „Warszawa-Południe” (blok 255). Umowa o wspólnych operacjach z dnia 26 maja 2011 roku nadal obowiązywała. Udziały FX Energy Poland Sp. z o.o. (operator) wynoszą 51%, a PGNiG S.A. – 49%.

Prace na koncesjach należących do San Leon Energy PLV prowadzone były na obszarze „Karpaty Zachodnie” na podstawie umowy o wspólnych operacjach z dnia 17 grudnia 2009 roku z firmą Energia Karpaty Zachodnie Sp. z o.o. Sp. k. (spółką zależną od San Leon Energy PLC); udziały wynoszą: Energia Karpaty Zachodnie Sp. z o.o. Sp. k. (operator) – 60%, PGNiG S.A. – 40%. W związku z tym, że zaproponowane przez operatora obiekty do wiercenia obarczone są dużym ryzykiem poszukiwawczym, w maju 2015 roku umowa o wspólnych operacjach została wypowiedziana.

2.2. Współpraca za granicą

Niemcy

4 sierpnia 2015 roku PGNiG S.A. przejęła udziały od firmy Central European Petroleum GmbH i została stroną umowy o wspólnych operacjach na wydzielonej części koncesji Lubben we wschodnich Niemczech w landzie Brandenburgia. Przedmiotem współpracy jest poszukiwanie, rozpoznawanie i eksploatacja złóż ropy naftowej oraz gazu ziemnego. PGNiG S.A. objęła 36% udziałów w przyszłych przychodach z potencjalnej produkcji ropy naftowej i gazu ziemnego. Partnerami PGNiG S.A. w przedsięwzięciu są Central European Petroleum GmbH (39% udziałów i operatorstwo koncesji) oraz austriacka firma Rohöl-Aufsuchungs AG (25% udziałów). W grudniu 2015 roku rozpoczęto wiercenie otworu poszukiwawczego Markische Heide-1.

Pakistan

W I półroczu 2015 roku zakończono wiercenie otworu Rizq-1 i przeprowadzono zabieg szczelinowania. Podczas testów uzyskano przyływ gazu w maksymalnej wysokości 206,5 m³/min. We wrześniu zakończono budowę instalacji napowierzchniowej umożliwiającej zwiększenie wydobywania do 800 m³/min. Otworem Rizq-1 dokonano odkrycia kolejnego złoża niekonwencjonalnego typu *tight gas* o zasobach 4,5 mld m³. W celu wykorzystania potencjału nowo odkrytego złoża opracowano koncepcję wspólnego zagospodarowania złóż Rehman i Rizq, która w pierwszym etapie uwzględnia podłączenie do eksploatacji otworu Rizq-1 oraz wykonanie dwóch kolejnych otworów: Rehman-2 i Rehman-3 (rozpoczęcie wiercenia zaplanowano na pierwszą połowę 2016 roku). W 2015 roku prowadzono również budowę gazociągu, za pomocą którego otwór Rizq-1 zostanie podłączony do kopalni na złożu Rehman. Równocześnie w ramach dalszych prac poszukiwawczo-dokumentacyjnych rozpoczęto realizację nowego zdjęcia sejsmicznego 3D. Ponadto Spółka kontynuowała eksploatację odwiertów Rehman-1 i Hallel X-1.

Kopalnia na złożu Rehman została otwarta w listopadzie 2015 roku. Jest to pierwsza kopalnia PGNiG S.A. za granicą. Po raz pierwszy w historii, poza granicami Polski, Spółka przeprowadziła projekt od momentu pozyskania koncesji, przez poszukiwanie i rozpoznanie złóż, do podłączenia złoża do produkcji. Wybudowanie kopalni jest jednym z etapów prac zmierzających do pełnego zagospodarowania złóż Rehman i Rizq.

3. Wydobywanie

W 2015 roku PGNiG S.A. prowadziła eksploatację złóż węglowodorów na terenie Polski oraz w Pakistanie. Eksploatacja złóż gazu ziemnego i ropy naftowej na terenie Polski prowadzona jest przez dwa oddziały PGNiG S.A.: Oddział w Zielonej Górze oraz Oddział w Sanoku. Oddział w Zielonej Górze wydobywa ropę naftową i gaz ziemny zaazotowany w 21 kopalniach (12 gazowych, 6 ropno-gazowych oraz 3 ropnych), natomiast Oddział w Sanoku pozyskuje gaz ziemny wysokometanowy i zaazotowany oraz ropę naftową w 36 kopalniach (18 gazowych, 13 ropno-gazowych i 5 ropnych).

W 2015 roku PGNiG S.A. wydobyła łącznie 4.057 mln m³ gazu ziemnego (w przeliczeniu na gaz ziemny wysokometanowy), z czego wydobyte ze złóż krajowych wyniosło 4.005 mln m³, a z zagranicznych 52 mln m³. Natomiast wydobyte ropy naftowej wraz z innymi frakcjami osiągnęło poziom 765 tys. ton ropy naftowej. Wolumeny wydobywania gazu ziemnego i ropy naftowej zostały przedstawione w poniższej tabeli.

Wielkość wydobycia gazu ziemnego

Produkt	2015		2014	
	GWh	mln m ³	GWh	mln m ³
Gaz ziemny, w tym:	44 083	4 057	44 891	4 085
wysokometanowy, w tym	15 952	1 458	15 983	1 457
- Oddział w Zielonej Górze		-	-	-
- Oddział w Sanoku	15 952	1 458	15 983	1 457
zaazotowany, w tym:	28 131	2 599	28 908	2 628
- Oddział w Zielonej Górze	26 778	2 476	27 393	2 490
- Oddział w Sanoku	788	71	879	80
- Oddział w Pakistanie	565	52	636	58

Wielkość wydobycia ropy naftowej

Produkt	Jednostka	2015	2014
Ropa naftowa, w tym:	tys. ton	765	789
- Oddział w Zielonej Górze	tys. ton	719	742
- Oddział w Sanoku	tys. ton	46	47

W 2015 roku na terenie działania Oddziału PGNiG S.A. w Sanoku włączono do eksploatacji 6 odwiertów na złożach już eksploatowanych, 1 odwiert w ramach próbnej eksploatacji oraz 2 nowe złoża: Załęże i Białoboki. Łączny przyrost zdolności wydobywczych wyniósł około 7 tys. m³/h (w przeliczeniu na gaz wysokometanowy).

Na terenie działania Oddziału PGNiG S.A. w Zielonej Górze podłączono 2 odwierty gazowe i 2 odwierty ropne na złożach już eksploatowanych, a także włączono do eksploatacji nowe złożo Grodzisk 26. Łączny przyrost zdolności wydobywczych wyniósł około 4,3 tys. m³/h (w przeliczeniu na gaz wysokometanowy).

Podziemne magazyny gazu

W 2015 roku segment poszukiwanie i wydobycie na własne potrzeby wykorzystywał pojemności czynne podziemnych magazynów gazu zaazotowanego Daszewo i Bonikowo. Pojemności magazynowe wykorzystywane na potrzeby wydobycia są wyłączone z definicji instalacji magazynowej w rozumieniu ustawy Prawo energetyczne.

Pojemności czynne magazynów segmentu poszukiwanie i wydobycie na dzień 31 grudnia 2015 roku przedstawia poniższa tabela.

Pojemności czynne magazynów segmentu poszukiwanie i wydobycie

Gaz zaazotowany	GWh*	mln m ³
Daszewo (Ls)	250	30
Bonikowo (Lw)	1 667	200

*przeliczenie dla gazu o cieple spalania 30 MJ/m³

4. Sprzedaż podstawowych produktów

Podstawowymi produktami sprzedawanymi przez segment jest ropa naftowa oraz gaz ziemny wysokometanowy i gaz ziemny zaazotowany. W wyniku oczyszczania ropy naftowej do parametrów handlowych uzyskiwane są produkty: kondensat ropny, siarka oraz mieszanina propan-butan. Część wydobywanego gazu zaazotowanego podlega dalszemu przetworzeniu na gaz wysokometanowy w odazotowniach w Odolanowie oraz Grodzisku Wielkopolskim. W wyniku kriogenicznego przetwarzania gazu zaazotowanego Spółka, oprócz gazu wysokometanowego, uzyskuje takie produkty jak: skroplony gaz ziemny LNG, gazowy i ciekły hel oraz ciekły azot.

W 2015 roku segment poszukiwanie i wydobycie sprzedał 770 mln m³ gazu ziemnego, z czego 719 mln m³ na rynku krajowym i 51 mln m³ w Pakistanie. Ponadto Spółka sprzedała 772 tys. ton ropy naftowej wraz z innymi frakcjami. Poniższe tabele przedstawiają sprzedaż gazu ziemnego bezpośrednio ze złóż (w przeliczeniu na gaz wysokometanowy) oraz sprzedaż ropy naftowej wraz z innymi frakcjami.

Sprzedaż gazu ziemnego

	2015		2014	
	GWh	mln m ³	GWh	mln m ³
Gaz ziemny, w tym:	8 438	770	8 953	807
- gaz ziemny wysokometanowy	939	86	769	69
- gaz ziemny zaazotowany	7 499	684	8 184	738

Sprzedaż ropy naftowej

	Jednostka	2015	2014
Polska	tys. t.	518	360
Zagranica	tys. t.	254	420
Razem	tys. t.	772	780

Głównymi odbiorcami gazu ziemnego w Polsce byli odbiorcy przemysłowi, których udział w wolumenie sprzedaży stanowił ok. 78%. Sprzedaż ropy naftowej realizowana była do odbiorców w Polsce i Niemczech. Głównymi odbiorcami byli Rafinerii Trzebinia S.A., Rafinerii Nafty Jedlicze S.A. (w 2015 roku rafinerie zostały połączone w jeden podmiot – ORLEN Południe S.A.) oraz TOTSA TOTAL OIL TRADING S.A. i BP Europa SE. Ponadto zgodnie z umową z 2013 roku zawartą pomiędzy PGNiG S.A. a Grupą LOTOS S.A., w styczniu 2015 roku rozpoczęły się dostawy ropy naftowej do rafinerii w Gdańsku. Surowiec odbierany jest kolejną z terminali kolejowych PGNiG S.A. zlokalizowanych na terenie Oddziału w Zielonej Górze.

5. Planowane działania

Prace poszukiwawcze w Polsce

W 2016 roku PGNiG S.A. prowadzić będzie prace poszukiwawcze, geofizyczne i wiertnicze obejmujące obiekty poszukiwawcze rozmieszczone na obszarze Karpat, Pogórza Karpackiego i Niżu Polskiego. Prace te prowadzone będą zarówno we własnym zakresie, jak i we współpracy z innymi podmiotami.

Ponadto Spółka planuje m.in. realizację zadań pozwalających otworzyć nowe, słabo rozpoznane obszary poszukiwania. Na Pomorzu Spółka planuje zabiegi szczelinowania w dwóch otworach odwierconych w 2015 roku. W ramach poszukiwania złóż typu *tight gas* Spółka planuje odwiercenie otworów na Niziu Polskim oraz w Karpatach i Pogórzu Karpat.

Prace poszukiwawcze za granicą

W 2016 roku w Pakistanie, PGNiG S.A. rozpocznie wiercenie otworów Rehamn-2 i Rehman-3. Ponadto Spółka prowadzi będzie prace sejsmiczne na obszarze złoża Rizq. W kolejnych latach, w ramach koncesji Kirthar, Spółka prowadzi będzie prace związane ze stopniową rozbudową mocy instalacji wydobywczych i rozwiercaniem złóż Rehman i Rizq. Ponadto PGNiG S.A. planuje prace poszukiwawcze na obszarze 3 potencjalnych złóż: N2, W1 i W2.

Wydobycie węglowodorów

W 2016 roku PGNiG S.A. będzie prowadziła eksploatację złóż węglowodorów na terenie Polski i w Pakistanie. Spółka realizuje program inwestycyjny mający na celu osiągnięcie w dłuższej perspektywie utrzymania zdolności wydobywczych gazu ziemnego. W ramach programu planuje się zagospodarowanie nowych złóż i odwiertów, modernizację i rozbudowę istniejących kopalni gazu ziemnego oraz budowę i rozbudowę już istniejących podziemnych magazynów gazu.

W 2016 roku na obszarze działania Oddziału w Sanoku planuje się włączyć do eksploatacji nowe złoża Markowice oraz podłączyć do eksploatacji odwierty na złożach: Przemyśl, Pruchnik-Pantalowice, Przeworsk, Lubliniec, Kielanówka-Rzeszów, Smolarzyny, Blizna-Ocieka, Draganowa i odwierty na polu Siedlecza. Na obszarze działania Oddziału w Zielonej Górze planuje się włączyć do eksploatacji nowe złoża: Karmin oraz podłączyć odwierty na złożach: Gajewo, Brońsko i Połęcko.

6. Ryzyka poszukiwania i wydobywania

Odkrycia 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.

Wielkości zasobów i prognozy wydobywania są obarczone błędami wynikającymi z niedoskonałości sprzętu oraz technologii, które wpływają na jakość uzyskiwanych informacji geologiczno-złożowych. Niezależnie od stosowanych metod, dane w zakresie ilości i jakości ekonomicznie opłacalnych do eksploatacji zasobów gazu ziemnego i ropy naftowej mają zawsze charakter szacunkowy. Rzeczywista produkcja, przychody i koszty w odniesieniu do złóż mogą różnić się w poważnym stopniu od dokonanych szacunków. Powyższe ryzyko ma szczególne znaczenie z tego względu, że w cyklu produkcji ze złoża okres od rozpoczęcia poszukiwania do udostępnienia złoża do eksploatacji trwa 6-8 lat, a wydobywanie z tego złoża zamyka się w okresie 10-40 lat. Określone w trakcie dokumentowania parametry złóż są weryfikowane podczas eksploatacji. Każda ujemna korekta wielkości zasobów czy wielkości wydobywania może prowadzić do zmniejszenia przychodów, a przez to wpłynąć negatywnie na wyniki ekonomiczne GK PGNiG.

Poszukiwanie niekonwencjonalnych złóż gazu

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 wydobywania gazu oraz wysokich nakładów inwestycyjnych na wiercenia otworów i budowę kopalni. Ponadto istotnym czynnikiem jest utrudniony dostęp do obszarów występowania niekonwencjonalnych złóż gazu, ze względu na

przepisy prawa w zakresie ochrony środowiska oraz możliwości uzyskania zgód właścicieli gruntów na wejście w teren.

Opóźnienia prac

Uzyskanie koncesji na poszukiwanie i rozpoznawanie złóż ropy naftowej i gazu ziemnego, przy uwzględnieniu 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 przeprowadzania przetargów na wykonawcę prac, co powoduje, że do momentu podpisania umowy z wykonawcą upływa kolejnych kilka miesięcy. Nierzadkie są również przypadki długiego oczekiwania na odprawy celne importowanego sprzętu. Powyższe czynniki stwarzają ryzyko opóźnień prac poszukiwawczych.

Przeszkody w aspekcie formalno-prawnym, niezależne od PGNiG S.A., są związane między innymi z:

- brakiem lub zmianą uchwalonych miejscowych planów zagospodarowania przestrzennego (MPZP) przez jednostki samorządu terytorialnego
- problemami z wprowadzeniem inwestycji do MPZP
- uzyskiwaniem decyzji administracyjnych (w tym środowiskowych) lub innych formalno-prawnych (pozwolenie na budowę)
- zmianami aktualnej koncepcji projektu inwestycyjnego
- trudnościami z uzyskiwaniem zgód właścicieli gruntów na wejście w teren.

Są to czynniki istotnie opóźniające działania inwestycyjne i wejście w teren z pracami budowlanymi. Ponadto obowiązek stosowania przez PGNiG S.A. ustawy Prawo zamówień publicznych często wpływa na wydłużenie procedury przetargowej. Odwołania lub skargi oferentów skutkują długotrwałym postępowaniem sądowym, co w konsekwencji powoduje opóźnienie realizacji całego projektu inwestycyjnego. Przedłużający się proces inwestycyjny zwiększa ryzyko związane z szacowaniem nakładów na prace inwestycyjne.

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 wydobywczych, 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 wahania kursów walutowych. W celu obniżenia kosztów prac wiertniczych w 2011 roku PGNiG S.A. wprowadziła system *daily rate* przy wyborze wykonawców tych prac.

Konkurencja

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 PGNiG S.A., zwłaszcza działający globalnie, posiadają silną pozycję rynkową oraz większe niż PGNiG S.A. zasoby finansowe. W rezultacie istnieje prawdopodobieństwo, że firmy te przystąpią do przetargów i będą w stanie nabyć koncesje o dobrych perspektywach poszukiwawczych, oferując lepsze warunki, niż pozwalają na to zasoby finansowe i ludzkie Spółki. Przewaga ta jest szczególnie istotna na arenie międzynarodowej.

Sytuacja polityczno-gospodarcza w rejonach działalności GK PGNiG

W państwach, w których GK PGNiG prowadzi działalność poszukiwawczą, istnieje szereg ryzyk mogących bezpośrednio wpłynąć na ograniczenie, zawieszenie lub nawet zaprzestanie działalności poszukiwawczo-wydobywczej. Należą do nich: ryzyko konfliktów zbrojnych oraz ataków

terrorystycznych, ryzyko destabilizacji społecznej i politycznej, ryzyko wybuchu konfliktów wewnętrznych i niepokoїв społecznych.

W Pakistanie, w 2014 roku z powodu ataków w rejonie wiercenia otworu poszukiwawczego Rizq-1, PGNiG S.A. dwukrotnie przerywała prace i zgłaszała wystąpienie siły wyższej. Prace na otworze Rizq-1 zostały wznowione w grudniu 2014 roku.

W niektórych krajach działalność firm poszukiwawczych utrudnia brak odpowiedniej infrastruktury, co stwarza potencjalne problemy z dostarczaniem sprzętu, ludzi i materiałów w rejon działalności poszukiwawczej. Ponadto częste zmiany w przepisach prawnych mogą wpłynąć na ograniczenie lub zawieszenie działalności poszukiwawczej.

Nieprzewidziane zdarzenia

Eksploatowane przez PGNiG S.A. złoża węglowodorów znajdują się często na dużych głębokościach, co związane jest z występowaniem w nich bardzo wysokich ciśnień, dodatkowo wiele złóż w składzie chemicznym zawiera siarkowodor. Powyższe czynniki stanowią podwyższone ryzyko wystąpienia erupcji lub wycieku węglowodorów, co z kolei może powodować zagrożenie dla ludzi (pracowników i okolicznych mieszkańców) i środowiska naturalnego, a także urządzeń produkcyjnych.

Przepisy w zakresie bezpieczeństwa, ochrony środowiska i zdrowia

Dostosowanie do regulacji ochrony środowiska w Polsce i za granicą może znacząco zwiększyć koszty działalności PGNiG S.A. Aktualnie PGNiG S.A. ponosi znaczne nakłady kapitałowe i koszty w celu dostosowania swojej działalności do coraz bardziej skomplikowanych i wymagających regulacji odnoszących się do ochrony zdrowia i bezpieczeństwa oraz ochrony środowiska naturalnego. Ustawa z dnia 18 maja 2005 roku o zmianie ustawy Prawo ochrony środowiska oraz niektórych innych ustaw (Dz. U. Nr 113, poz. 954 z dnia 27 czerwca 2005 roku) spowodowała zaostrenie przepisów ograniczających realizację przedsięwzięcia mogącego mieć wpływ na obszar Natura 2000 oraz zwiększyła wymagania w dziedzinie ochrony środowiska naturalnego w zakresie wchodzenia na tereny występowania chronionych gatunków roślin oraz siedlisk chronionych zwierząt.

Rozdział VI: Obrót i magazynowanie

Podstawową działalność segmentu stanowi obrót gazem ziemnym. Segment sprzedaje gaz wydobywany ze złóż krajowych oraz pozyskiwany głównie poza granicami kraju. Sprzedaż gazu ziemnego realizowana z sieci przesyłowej i dystrybucyjnej regulowana jest przez Prawo energetyczne, a ceny gazu ustalane są na podstawie taryf zatwierdzanych przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki (wyjątek stanowi obrót gazem ziemnym na Towarowej Giełdzie Energii). Ponadto segment prowadzi działalność handlową na rynkach energii elektrycznej, świadectw pochodzenia energii oraz uprawnień do emisji CO₂. Segment wykorzystuje siedem podziemnych magazynów gazu, które zlokalizowane są w Mogilnie, Kosakowie, Wierzchowicach, Husowie, Strachocinie, Swarzowie i Brzeźnicy.

1. Zakupy gazu ziemnego

W 2015 roku PGNiG S.A. dokonywała zakupów gazu ziemnego z zagranicy oraz w niewielkim stopniu od dostawców krajowych. Spółka kupowała gaz ziemny głównie w ramach niżej wymienionych umów:

- „Kontraktu kupna-sprzedaży gazu ziemnego do Rzeczypospolitej Polskiej” z dnia 25 września 1996 roku z OOO „Gazprom eksport”, obowiązującego do 31 grudnia 2022 roku
- transakcji indywidualnych z PGNiG Supply & Trading GmbH na dostawy gazu ziemnego m.in. przez wykorzystanie *reverse flow* na gazociągu jamalskim oraz innych połączeń międzysystemowych
- „Umowy sprzedaży gazu Lasów” z dnia 17 sierpnia 2006 roku z VNG-Verbundnetz Gas AG, obowiązującej do 1 października 2016 roku.

Poniższa tabela przedstawia strukturę zakupów gazu ziemnego od dostawców w przeliczeniu na gaz wysokometanowy.

Struktura zakupów gazu ziemnego

	2015			2014		
	GWh	mln m ³	%	GWh	mln m ³	%
Dostawcy zagraniczni, w tym:	102 364	9 330	97%	108 711	9 700	96%
- OOO "Gazprom eksport"	89 476	8 155	87%	90 733	8 097	83%
- pozostali dostawcy zagraniczni	12 888	1 175	13%	17 978	1 603	17%
Dostawcy krajowi, w tym:	3 005	274	3%	4 082	368	4%
- giełda	1 695	155	56%	409	37	10%
- pozostali dostawcy krajowi	1 310	119	44%	3 673	331	90%
Razem	105 369	9 604	100%	112 793	10 068	100%

13 maja 2015 roku PGNiG S.A. skierowała do PAO Gazprom i OOO „Gazprom eksport” wezwanie na arbitraż przed Trybunałem Arbitrażowym w Sztokholmie. Przedmiotem sporu jest zmiana warunków cenowych kontraktu kupna-sprzedaży gazu ziemnego do Rzeczypospolitej Polskiej z dnia 25 września 1996 roku. Rozpoczęcie postępowania arbitrażowego zostało poprzedzone sześciomiesięcznymi negocjacjami warunków cenowych kontraktu. Przekazanie sporu do rozstrzygnięcia przez Trybunał Arbitrażowy nie wyklucza możliwości prowadzenia rozmów na poziomie handlowym i polubownego porozumienia z dostawcą. Zgodnie z harmonogramem

postępowania przed Trybunałem Arbitrażowym 1 lutego 2016 roku został złożony pozew przeciwko PAO Gazprom i OOO „Gazprom eksport”.

Nowe umowy

21 października 2015 roku PGNiG S.A. i Qatar Liquefied Gas Company Limited (3) zawarły nowe porozumienie dodatkowe do umowy sprzedaży skroplonego gazu ziemnego (LNG) z dnia 29 czerwca 2009 roku. Porozumienie przedłuża obowiązywanie zmienionych w 2015 roku zasad wykonywania umowy. Ilości gazu przewidziane do dostarczenia PGNiG S.A. w I połowie 2016 roku Qatar Liquefied Gas Company Limited (3) ulokuje na innych rynkach. PGNiG S.A. pokryje ewentualną różnicę pomiędzy ceną gazu LNG określoną w umowie, a jego ceną rynkową uzyskaną przez Qatar Liquefied Gas Company Limited (3). Jeśli cena ta miałaby być niższa niż satysfakcjonująca PGNiG S.A., wówczas odbiór niesprzedanego gazu LNG będzie przesunięty na kolejne lata wykonywania umowy. Podpisane porozumienie eliminuje ryzyko zapłaty przez PGNiG S.A. kary za nieodebrane ilości gazu LNG zgodnie z klauzulą kontraktową *take or pay* w I półroczu 2016 roku.

Pierwsze ładunki gazu LNG niezbędne do przeprowadzenia operacji schładzania i rozruchu terminalu LNG w Świnoujściu zostały dostarczone w grudniu 2015 roku i w lutym 2016 roku. W styczniu 2016 roku PGNiG S.A., Operator Gazociągów Przesyłowych GAZ-SYSTEM S.A. i Polskie LNG S.A. rozpoczęły testy odbioru gazu ziemnego z terminalu LNG do krajowego systemu przesyłowego. Zgodnie z umową z 28 grudnia 2015 roku zawartej ze spółką Polskie LNG S.A., PGNiG S.A. kupuje gaz powstały w procesie rozruchu terminalu LNG i wprowadza go do systemu przesyłowego.

2. Sprzedaż gazu ziemnego

Podstawowymi produktami sprzedawanymi przez segment obrót i magazynowanie jest gaz ziemny wysokometanowy oraz gaz ziemny zaazotowany. PGNiG S.A. sprzedawała gaz odbiorcom na rynku krajowym. W 2015 roku sprzedaż segmentu obrót i magazynowanie wyniosła 12.938 mln m³ gazu i była o ok. 1% niższa w stosunku do 2014 roku. W tabeli została przedstawiona sprzedaż gazu ziemnego segmentu obrót i magazynowanie (w przeliczeniu na gaz wysokometanowy).

Sprzedaż gazu ziemnego

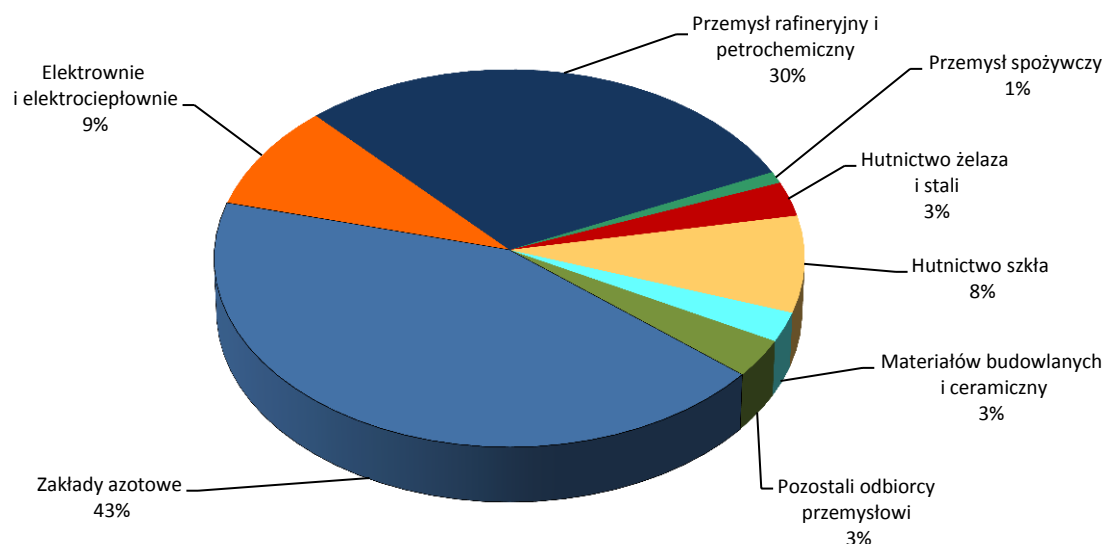
	2015		2014	
	GWh	mln m ³	GWh	mln m ³
Gaz ziemny, w tym:	141 960	12 938	145 713	13 073
- gaz ziemny wysokometanowy	135 280	12 330	139 850	12 543
- gaz ziemny zaazotowany	6 680	608	5 863	530

W 2015 roku największy udział w wolumenie sprzedaży miała giełda. PGNiG S.A. sprzedała 8.088 mln m³ gazu na Towarowej Giełdzie Energii, co oznacza wzrost o ok. 116% w stosunku do 2014 roku. Tak duży wzrost spowodowany został rozpoczęciem w sierpniu 2014 roku działalności operacyjnej przez PGNiG Obrót Detaliczny Sp. z o.o., która jest głównym podmiotem nabywającym gaz na Towarowej Giełdzie Energii. W 2014 roku działała ona jedynie przez 5 miesięcy, podczas gdy w 2015 roku przez pełne 12 miesięcy. Kolejną grupę odbiorców stanowili odbiorcy przemysłowi (głównie z grup: przemysł chemiczny oraz rafineryjny i petrochemiczny). W tabeli została zaprezentowana struktura sprzedaży gazu ziemnego (w przeliczeniu na gaz wysokometanowy) w podziale na grupy odbiorców.

Sprzedaż gazu ziemnego w podziale na grupy odbiorców

	2015		2014	
	GWh	mln m ³	GWh	mln m ³
Odbiorcy przemysłowi	44 812	4 084	66 582	5 972
Handel, usługi	732	67	9 214	825
Odbiorcy domowi	0	0	23 852	2 132
Odbiorcy hurtowi	7 669	699	4 331	403
Giełda	88 747	8 088	41 734	3 741
Razem	141 960	12 938	145 713	13 073

Struktura sprzedaży gazu ziemnego w 2015 roku do odbiorców przemysłowych

Programy promocyjne

W maju 2015 roku PGNiG S.A. uruchomiła dla klientów strategicznych program rabatowy „Uwolnienie cen”. Oferta stanowiła odpowiedź Spółki na oczekiwania klientów, a także była reakcją na intensyfikację działań podmiotów konkurencyjnych oraz zmian na rynku gazu. Program rabatowy obejmował zakupy gazu w okresie od 1 maja 2015 roku do 31 grudnia 2015 roku, jednak nie dłużej niż do momentu ewentualnego zwolnienia PGNiG S.A. przez Prezesa URE z obowiązku przedkładania taryf do zatwierdzenia. Przystąpienie do programu było dobrowolne, zaś odbiorcy, którzy się nie zdecydowali na przystąpienie byli w dalszym ciągu rozliczani za zakupione paliwo gazowe zgodnie z obowiązującą taryfą PGNiG S.A. Klienci przystępujący do programu otrzymali rabat w stosunku do ceny taryfowej. Wysokość rabatu odnosiła się do aktualnych cen na Towarowej Giełdzie Energii i była uzależniona od odbieranych wolumenów gazu ziemnego oraz równomierności poboru. Odbiorcy odbierający duże wolumeny gazu przy zachowaniu równego wskaźnika poboru otrzymali największe upusty. Warunkiem przystąpienia do programu było złożenie przez odbiorcę oświadczenia o przystąpieniu oraz realizacja zamówionych ilości paliwa gazowego na poziomie co najmniej 80%.

Program rabatowy „Uwolnienie cen” spotkał się z dużym zainteresowaniem klientów strategicznych PGNiG S.A. Do programu zgłosiło się ponad 30 klientów, których zamówienia stanowią 85% łącznego wolumenu gazu sprzedawanego przez Spółkę.

1 lipca 2015 roku PGNiG S.A. wdrożyła kolejną edycję programu rabatowego „Uwolnienie cen 2015/2016”. Program obejmuje zakupy gazu w okresie od 1 sierpnia 2015 roku do 31 grudnia 2016 roku, jednak nie dłużej niż do momentu zwolnienia PGNiG S.A. przez Prezesa URE z obowiązku przedkładania do zatwierdzenia taryf na paliwa gazowe. Podobnie jak w poprzedniej edycji programu przystąpienie jest dobrowolne, a klienci uzyskują rabat w stosunku do ceny taryfowej. Istotne zmiany obejmują: zasady rozliczenia obowiązku odbioru ilości minimalnych, możliwość uzyskania stałej lub indeksowanej ceny (w oparciu o cenę produktu giełdowego wskazanego przez odbiorcę), a także wprowadzenie produktów typu elastyczny i *base*.

W wyniku wprowadzenia programów rabatowych oraz zawierania przez klientów PGNiG S.A. nowych umów z wyceną indywidualną, pod koniec 2015 roku przeważająca część wolumenu gazu wysokometanowego sieciowego rozliczana była przez Spółkę po cenach rynkowych.

3. Energia elektryczna

W 2015 roku PGNiG S.A. prowadziła obrót hurtowy energią elektryczną i produktami powiązаныmi na rynku polskim i niemieckim. W Polsce obrót realizowany był na rynku pozagiełdowym w ramach transakcji *OTC* oraz na Towarowej Giełdzie Energii. Na rynku niemieckim Spółka uczestniczyła w handlu kontraktami terminowymi na giełdzie *EEEX (European Energy Exchange)*. Ponadto PGNiG S.A. realizowała usługi w ramach umowy bilansowania handlowego na rzecz PGNiG Obrót Detaliczny Sp. z o.o. i PGNiG TERMIKA SA, tj. występowała jako podmiot odpowiedzialny za bilansowanie i współpracujący bezpośrednio z operatorem systemu przesyłowego elektroenergetycznego.

Sprzedaż energii elektrycznej

W 2015 roku, na rynku krajowym PGNiG S.A. sprzedawała energię elektryczną do klientów biznesowych (grupy taryfowe A, B i C) oraz do klientów indywidualnych (grupa taryfowa G). Spółka oferuje klientom gwarancję stałej ceny (nawet do roku 2018) oraz pełne bilansowanie klienta w ramach zużycia energii elektrycznej.

W 2015 roku PGNiG S.A. dokonywała zakupów energii elektrycznej od PGNiG TERMIKA SA, na Towarowej Giełdzie Energii oraz na rynku pozagiełdowym (umowy *EFET*). Sprzedaż energii elektrycznej wyniosła 6.573 GWh, i była o ok. 10% niższa niż w roku 2014. Spadek ten spowodowany został przejściem części klientów z PGNiG S.A. do PGNiG Obrót Detaliczny Sp. z o.o. oraz cieplejszą zimą, która miała wpływ na niższą produkcję energii w PGNiG TERMIKA SA. W poniższej tabeli została zaprezentowana struktura sprzedaży energii elektrycznej w podziale na grupy odbiorców.

Sprzedaż energii elektrycznej (GWh)

	2015	%	2014	%
Odbiorcy końcowi	156	2%	260	4%
Przedsiębiorstwa obrotu	874	13%	2 869	39%
Rynek bilansujący	353	5%	425	6%
Giełda	5 190	79%	3 728	51%
Razem	6 573	100%	7 282	100%

4. Magazynowanie

Segment obrót i magazynowanie wykorzystuje na swoje potrzeby pojemności czynne PMG Wierzchowice, PMG Husów, KPMG Mogilno, PMG Strachocina, PMG Swarzędów, PMG Brzeźnica oraz KPMG Kosakowo. Część pojemności czynnej KPMG Mogilno, która została udostępniona na potrzeby OGP GAZ-SYSTEM S.A. w rozumieniu ustawy Prawo energetyczne, wyłączona jest z definicji instalacji magazynowej.

Krótkookresowe zmiany zapotrzebowania odbiorców na gaz ziemny mogą być regulowane przy wykorzystaniu KPMG Mogilno i KPMG Kosakowo – magazynów w kawernach solnych o szczytowym charakterze pracy. Kompensacja nierównomierności zapotrzebowania na gaz ziemny w sezonie letnim i zimowym, jak również realizacja zobowiązań wynikających z kontraktów importowych zawierających klauzulę *take or pay*, zapewnienie ciągłości i bezpieczeństwa dostaw gazu oraz wywiązanie się z zawartych z odbiorcami umów sprzedaży *loco* brama odbiorcy, prowadzone są w oparciu o pojemności PMG Wierzchowice, PMG Husów, PMG Strachocina, PMG Swarzędów oraz PMG Brzeźnica.

KPMG Mogilno, KPMG Kosakowo, PMG Wierzchowice, PMG Husów oraz PMG Strachocina wykorzystywane są także na potrzeby wywiązania się z obowiązku utrzymania zapasów obowiązkowych nałożonych Ustawą z dnia 16 lutego 2007 roku o zapasach ropy naftowej, produktów naftowych, gazu ziemnego oraz zasadach postępowania w sytuacjach zagrożenia bezpieczeństwa paliwowego państwa i zakłóceń na rynku naftowym. Wielkość utrzymywanego zapasu obowiązkowego w okresie od 1 października 2014 roku do 30 września 2015 roku wynosiła 9.130 GWh, tj. 836 mln m³. Natomiast w okresie od 1 października 2015 roku do 30 września 2016 roku PGNiG S.A. obowiązana jest utrzymywać zapas obowiązkowy w wysokości 8.919 GWh, tj. ok. 817 mln m³.

Zarządzanie zdolnościami instalacji magazynowych należących do PGNiG S.A. prowadzone jest przez spółkę Operator Systemu Magazynowania Sp. z o.o.

14 maja 2015 roku Prezes URE rozszerzył koncesję Operatora Systemu Magazynowania Sp. z o.o. na magazynowanie paliw gazowych w zakresie oznaczenia pojemności czynnych PMG Husów (zwiększenie do 500 mln m³) i KPMG Kosakowo (zwiększenie do 112,4 mln m³). Następnie 6 lipca 2015 roku Prezes URE rozszerzył koncesję w zakresie oznaczenia pojemności czynnej KPMG Mogilno (zwiększenie do 468,2 mln m³).

Świadczenie usług magazynowania w oparciu o nowe zdolności magazynowe w PMG Husów i KPMG Kosakowo rozpoczęło się 1 lipca 2015 roku, natomiast świadczenie usług w KPMG Mogilno – 10 lipca 2015 roku. Pojemności czynne instalacji magazynowych na dzień 31 grudnia 2015 roku i na dzień 31 grudnia 2014 roku przedstawia poniższa tabela.

Pojemności czynne instalacji magazynowych segmentu w mln m³

	2015	2014
GIM Kawerna, w tym:	580,6	459,1
- KPMG Mogilno	468,2	407,9
- KPMG Kosakowo	112,4	51,2
PMG Wierzchowice	1 200,0	1 200,0
GIM Sanok, w tym:	1 015,0	865,0
- PMG Husów	500,0	350,0
- PMG Strachocina	360,0	360,0
- PMG Swarzów	90,0	90,0
- PMG Brzeźnica	65,0	65,0
Razem	2 795,6	2 524,1

5. Planowane działania

Zakup gazu ziemnego

W 2016 roku PGNiG S.A. kontynuować będzie zakupy gazu ziemnego z zagranicy w ramach długoterminowego kontraktu z OOO „Gazprom eksport” oraz umów średnio i krótkoterminowych z dostawcami europejskimi. W związku z zakończeniem budowy terminalu regazyfikacyjnego w Świnoujściu planowane jest rozpoczęcie dostaw gazu LNG w ramach kontraktu zawartego z Qatar Liquefied Gas Company Limited (3).

Magazynowanie

W 2016 roku PGNiG S.A. będzie kontynuowała rozbudowę KPMG Mogilno i PMG Brzeźnica oraz budowę magazynu gazu wysokometanowego KPMG Kosakowo.

6. Ryzyka obrotu i magazynowania

Uwolnienie cen gazu ziemnego

Liberalizacja rynku gazu w Polsce spowoduje w kolejnych latach istotne zmiany na rynku gazu ziemnego oraz w otoczeniu prawnym. W 2012 roku uruchomiono rynek gazu ziemnego na Towarowej Giełdzie Energii. Na podstawie decyzji Prezesa URE obrót gazem ziemnym prowadzony na giełdowym rynku gazu ziemnego zwolniony jest z obowiązku taryfowania. W związku z postępującym procesem liberalizacji rynku gazu w Polsce oczekiwane jest stopniowe uwolnienie cen gazu dla odbiorców. W pierwszej kolejności mają być zwolnieni odbiorcy hurtowi oraz najwięksi odbiorcy biznesowi. W reakcji na zachodzące zmiany na rynku gazu ziemnego PGNiG S.A. wprowadziła szereg programów rabatowych.

W przypadku sprzedaży paliwa gazowego za pośrednictwem Towarowej Giełdy Energii lub bezpośrednio do odbiorców po cenach zbliżonych do notowań na Towarowej Giełdzie Energii, istnieje ryzyko uzyskania przychodów ze sprzedaży gazu ziemnego niższych od kosztów jego nabycia. Spowodowane jest to nasilającą się tendencją odchodzenia rynkowych cen gazu od cen produktów ropopochodnych, które nadal wpływają na kształtowanie się cen w długoterminowych kontraktach importowych.

Konkurencja

Niezależnie od procesu uwalniania cen gazu, w 2015 roku część dotychczasowych klientów PGNiG S.A. korzystała z alternatywnych dostawców paliwa gazowego. Szczególnie w grupie największych odbiorców przemysłowych nasiliło się zainteresowanie zakupami bezpośrednio w punktach wejścia na granicy, m.in. z uwagi na brak obowiązku pozyskania i przedstawienia do umorzenia świadectw efektywności energetycznej lub uiszczenia opłaty zastępczej. Utrzymanie tej tendencji w 2016 roku spowoduje wzrost ryzyka utraty wolumenu gazu sprzedawanego przez PGNiG S.A.

Kontrakty na dostawę gazu na zasadach *take or pay*

PGNiG S.A. jest stroną 3 kontraktów długoterminowych na dostawę paliwa gazowego do Polski posiadających tzw. klauzulę *take or pay*. Najważniejsze z nich to kontrakty z OOO „Gazprom eksport” oraz z Qatar Liquefied Gas Company Limited (3). Przy założeniu utrzymania portfela klientów PGNiG S.A. na dotychczasowym poziomie realizacja tychże kontraktów w ilościach określonych w odpowiednich klauzulach *take or pay* oznaczać będzie minimalizowanie zakupów gazu spotowego, aktualnie najbardziej atrakcyjnego cenowo. W przypadku utraty rynku przez PGNiG S.A. istnieje ryzyko, że PGNiG S.A. zmuszona będzie do poszukiwania nowych możliwości zagospodarowania nadwyżek gazu w portfelu. Wiązać się to będzie z potrzebą uniknięcia zapłaty za nieodebrany gaz (wynikająca z klauzuli *take or pay*).

Porozumienie dodatkowe do umowy sprzedaży skroplonego gazu ziemnego (LNG), zawarte w 2015 roku przez PGNiG S.A. i Qatar Liquefied Gas Company Limited (3), eliminuje ryzyko zapłaty przez PGNiG S.A. kary za nieodebrane ilości gazu LNG zgodnie z klauzulą kontraktową *take or pay* w I półroczu 2016 roku.

Zakłócenia w dostawach gazu z kierunku wschodniego

W okresie od września 2014 roku do marca 2015 roku dostawca OOO „Gazprom eksport” redukował dostawy gazu ziemnego w stosunku do zamówień składanych przez PGNiG S.A. Poziom ograniczeń w ramach kontraktu wahał się od 6% do 46% na dobę. W celu pokrycia zapotrzebowania odbiorców na gaz brakujące wolumeny Spółka sprowadzała z kierunku zachodniego (Mallnow, Lasów) i południowego (Cieszyn). Ponadto w okresie od października 2014 roku do kwietnia 2015 roku Spółka odbierała gaz z podziemnych magazynów gazu w ramach dostępnych pojemności handlowych. Pomimo ograniczeń w dostawach gazu ziemnego, PGNiG S.A. zagwarantowała stabilność dostaw gazu do swoich odbiorców. W związku z utrzymującą się niestabilną sytuacją na Ukrainie istnieje ryzyko wystąpienia kolejnych ograniczeń w dostawach gazu ziemnego.

Obowiązek dywersyfikacji dostaw gazu z zagranicy

Rozporządzenie Rady Ministrów z dnia 24 października 2000 roku w sprawie minimalnego poziomu dywersyfikacji dostaw gazu z zagranicy określa poziomy maksymalnego udziału gazu importowanego z jednego kraju pochodzenia, w stosunku do całkowitej wielkości gazu importowanego w danym roku. W latach 2015-2018 poziom ten nie może być wyższy niż 59%. PGNiG S.A. jest stroną kontraktu długoterminowego z dnia 25 września 1996 roku z OOO „Gazprom eksport” posiadającego klauzulę *take or pay*. Obowiązujące rozporządzenie nie uwzględnia specyfiki działalności PGNiG S.A. związanej z koniecznością realizacji ww. kontraktu. W 2015 roku Ministerstwo Gospodarki dostrzegło konieczność zmian w rozporządzeniu i rozpoczęło prace nad nowym projektem rozporządzenia.

W poprzednich latach Prezes URE wszczął postępowania administracyjne w sprawie wymierzenia kary pieniężnej PGNiG S.A. za nieprzestrzeganie obowiązku dywersyfikacji dostaw gazu ziemnego z zagranicy w latach 2007, 2008, 2009, 2010, 2011, 2012 i 2013.

Brak zmian w powyższym rozporządzeniu powoduje, że do momentu rozpoczęcia dostaw gazu z innych kierunków (m.in. przez terminal LNG) Prezes URE będzie mógł nakładać na Spółkę kary pieniężne za nieprzestrzeganie obowiązku dywersyfikacji. Za nieprzestrzeganie obowiązku

dywersyfikacji dostaw gazu z zagranicy w latach 2007-2008 Prezes URE wymierzył Spółce karę pieniężną w wysokości 2.000.000 zł. Sąd Ochrony Konkurencji i Konsumentów obniżył karę do 1.500.000 zł. Wskutek apelacji PGNiG S.A. Sąd Apelacyjny w Warszawie, wyrokiem z dnia 14 stycznia 2015 roku, obniżył nałożoną karę pieniężną do kwoty 500.000 zł. 30 stycznia 2015 roku Spółka dokonała zapłaty kary. W maju 2015 roku PGNiG S.A. złożyła skargę kasacyjną od wyroku Sądu Apelacyjnego w Warszawie. Do dnia sporządzenia sprawozdania postępowanie nie zostało zakończone. 30 grudnia 2015 roku i 31 grudnia 2015 roku Prezes URE nałożył na PGNiG S.A. kary pieniężne w wysokości odpowiednio 2.000.000 zł i 4.000.000 zł za naruszenie warunku udzielonej Spółce koncesji na obrót gazem ziemnym z zagranicą przez nieprzestrzeganie obowiązku dywersyfikacji dostaw gazu z zagranicy w latach 2009 i 2010. 21 stycznia 2016 roku i 22 stycznia 2016 roku PGNiG S.A. złożyła odwołania od ww. decyzji Prezesa URE do Sądu Okręgowego w Warszawie, Sądu Ochrony Konkurencji i Konsumentów.

Rozdział VII: Pozostała działalność

Jednostką organizacyjną PGNiG S.A. zakwalifikowaną do segmentu pozostała działalność jest Oddział Centralne Laboratorium Pomiarowo-Badawcze, który zajmuje się świadczeniem usług zapewniających poprawność i wiarygodność pomiarów jakości i ilości gazu ziemnego. Oddział przeprowadza również wzorcowania, legalizacje, oceny zgodności i badania urządzeń i systemów pomiarowych stosowanych w gazownictwie, w tym m.in. badania nowych typów urządzeń pomiarowych i analitycznych. Ponadto Oddział świadczy usługi w zakresie szkoleń zawodowych, doradztwa, opiniowania i ekspertyz, a także przeprowadza walidacje i nadzór pomiarowy nad terenowymi laboratoriami kontroli jakości gazów ziemnych.

W 2015 roku Oddział przede wszystkim prowadził:

- kontrole metrologiczne systemów pomiarowych na gazociągu tranzytowym Jamał – Europa (odcinek polski)
- kontrole metrologiczne systemów pomiarowych na stacjach rozliczeniowych odbiorców przemysłowych (na 26 obiektach)
- weryfikację i ocenę systemów pomiarowych gazów ziemnych na potrzeby oceny emisji CO₂ dużych emitentów przemysłowych
- nadzór pomiarowy nad systemami procesowych analizatorów do oceny jakości gazów ziemnych na sieciach przesyłowych, dystrybucyjnych, obiektach kopalnianych i magazynach
- badania optymalizacji parametrów pracy układów do pomiarów temperatury gazu w gazociągach
- przygotowanie umów i zasad rozliczeń ładunków gazu skroplonego przeprowadzanych przez niezależnych inspektorów międzynarodowych w terminalu w Świnoujściu.

Ponadto w 2015 roku Oddział kontynuował prace realizowane w ramach konsorcjum budującym laboratorium wzorcowania gazomierzy na wysokim ciśnieniu – inwestycji realizowanej przez OGP GAZ-SYSTEM S.A. Oddział w ramach konsorcjum odpowiedzialny był za przygotowanie dokumentacji systemu zarządzania jakością laboratorium. Zakończenie inwestycji planowane jest w 2016 roku.

Podstawowymi nabywcami usług Oddziału były spółki Grupy Kapitałowej PGNiG, „EUROPOL GAZ” S.A. i OGP GAZ-SYSTEM S.A.

Planowane działania

Oddział Centralne Laboratorium Pomiarowo-Badawcze planuje utrzymać pozycję wiodącego laboratorium badawczego i punktu legalizacyjnego w zakresie kontroli metrologicznej urządzeń i systemów pomiarowych stosowanych w gazownictwie. Oddział zamierza również utrzymać dotychczasową pozycję wiodącego laboratorium w zakresie kontroli jakości gazów ziemnych wszystkich rodzajów i form, w tym LNG i CNG oraz biogazu, oceny układów pomiarowych i analizatorów procesowych wykorzystywanych do szacowania m.in. wielkości emisji CO₂, prowadzenia rozliczeń paliw gazowych w jednostkach energii, szkoleń branżowych i technicznych oraz nadzoru pomiarowego nad terenowymi laboratoriami analitycznymi.

Rozdział VIII: Inwestycje

W 2015 roku nakłady inwestycyjne PGNiG S.A. na rzeczowe aktywa trwałe oraz wartości niematerialne i prawne wyniosły 1.211 mln zł i były o 5% niższe od nakładów poniesionych w 2014 roku. Wysokość nakładów w poszczególnych segmentach działalności PGNiG S.A. przedstawia tabela.

Nakłady inwestycyjne (w mln zł)

	2015	2014
Poszukiwanie i wydobywanie	983	946
Obrót i magazynowanie	228	330
Pozostała działalność	0	0
Razem	1 211	1 276

Poniżej zostały przedstawione najistotniejsze przedsięwzięcia inwestycyjne, które były realizowane w PGNiG S.A. w 2015 roku.

Poszukiwanie i wydobywanie

Nakłady PGNiG S.A. w obszarze poszukiwania złóż wyniosły 526 mln zł. Zostały one poniesione głównie na badania geofizyczne oraz wiercenie odwiertów w ramach poszukiwania i rozpoznawania złóż węglowodorów (dane segmentu za 2014 rok w tabeli powyżej zostały doprowadzone do porównywalności).

Segment realizował również zadania inwestycyjne związane z zagospodarowaniem udokumentowanych bądź eksploatowanych złóż gazu ziemnego, utrzymaniem i odtworzeniem wydajności produkcji węglowodorów oraz funkcjonowaniem obszaru wydobywania. Do najważniejszych zadań należały:

- zakończenie zagospodarowania: odwiertu Księżpol-19, odwiertów na złożach Daszewo, Załęże, Grodzisk, Wilków i Łapanów
- zagospodarowanie odwiertów na złożu Brońsko
- zagospodarowanie złoża ropno-gazowego Połęcko
- zagospodarowanie odwiertów Sowia Góra-11K, Lubiatów-11H i Lubiatów-13K
- zagospodarowanie odwiertów na złożu Przeworsk
- rozpoczęcie zagospodarowania złoża ropno-gazowego Radoszyn.

Obrót i magazynowanie

Nakłady inwestycyjne segmentu obrót i magazynowanie wyniosły 228 mln zł. Do najważniejszych zadań inwestycyjnych realizowanych w 2015 roku należała budowa i rozbudowa podziemnych magazynów gazu, w tym:

- budowa KPMG Kosakowo – wybudowano rurociągi technologiczne i gazociągi łączące klaster A z klastrem B, zakończono ługowanie komory K5 oraz rozpoczęto proces ługowania komór K-6, K-8 i K-9; pojemność czynna magazynu została zwiększona do 112,4 mln m³
- rozbudowa KPMG Mogilno – przekazano do eksploatacji komory Z-15, Z-16 i Z-17; pojemność czynna magazynu została zwiększona do 468,2 mln m³
- rozbudowa PMG Brzeźnica – prowadzono zabudowę dwóch sprężarek gazu.

W marcu 2015 roku zakończono realizację zadania inwestycyjnego pn.: „Budowa części napowierzchniowej Podziemnego Magazynu Gazu Wierzchowice etap 3,5 mld nm³, podetap 1,2 mld nm³”. Inwestycję rozpoczęto w 2008 roku. W 2014 roku, po zakończeniu budowy i odbiorze prac w zakresie instalacji magazynowej, udostępniona została zwiększona pojemność czynna magazynu. Łącznie udostępniono 1,2 mld m³ pojemności czynnej PMG Wierzchowice. W 2015 roku nastąpił rozruch części elektroenergetycznej (turboekspandera) i rozliczenie projektu. Nakłady na projekt wyniosły ok. 2,3 mld zł.

W 2015 roku zakończono rozliczenie dofinansowania trzech podziemnych magazynów gazu w ramach unijnego Programu Operacyjnego Infrastruktura i Środowisko na lata 2007-2013. Dofinansowanie do rozbudowy PMG Husów (rozbudowa magazynu została zakończona w 2014 roku) wyniosło ok. 35 mln zł, PMG Wierzchowice – ok. 485 mln zł, a do budowy KPMG Kosakowo – ok. 115 mln zł.

Rozdział IX: Ochrona środowiska

Likwidacja odwiertów i kopanek

Zgodnie z ustawą Prawo geologiczne i górnicze PGNiG S.A. zobowiązana jest do likwidacji wyeksploatowanych wyrobisk górniczych, usunięcia zagrożenia i szkód wyrządzonych działalnością górniczą oraz do przywrócenia terenu do stanu sprzed rozpoczęcia działalności górniczej. Przez likwidację odwiertów i kopanek zapobiega się wyciekom ropy naftowej oraz gazu ziemnego na powierzchnię oraz do cieków wodnych. Ponadto nielikwidowane odwierty gazowe stwarzają możliwość nagromadzenia się ulatniającego gazu, co stwarza zagrożenie wybuchem pożaru. W 2015 roku zlikwidowano 51 odwiertów i 41 kopanek.

System handlu uprawnieniami do emisji dwutlenku węgla (EU ETS)

W 2015 roku w systemie handlu uprawnieniami do emisji CO₂ uczestniczyły instalacje oddziałów PGNiG S.A. w Odolanowie (tłocznia gazu oraz kotłownia i podgrzewacze technologiczne) i Zielonej Górze (KRNiGZ LMG, PMG Wierzchowice oraz kotłownia i instalacja technologiczna KRNiGZ Dębno) oraz KPMG Mogilno i KPMG Kosakowo. W 2015 roku emisja CO₂ z powyższych instalacji wyniosła 156.378 ton. W 2015 roku PGNiG S.A. przeprowadziła weryfikację rocznych raportów emisji CO₂ za rok 2014. Emisja CO₂ z instalacji uczestniczących w systemie w 2014 roku wyniosła 146.591 ton. Po zbilansowaniu wielkości emisji CO₂ z posiadanymi uprawnieniami i umorzeniu wykorzystanych przydziałów z 2014 roku wykazano niedobór 85.466 ton CO₂ wolnych jednostek emisji. Brakującą ilość uprawnień do emisji CO₂ pokryto z rezerwy uprawnień zgromadzonych na rachunkach instalacji należących do PGNiG S.A. (niewykorzystany darmowy przydział z lat ubiegłych) oraz z zakupu na giełdzie *ICE Futures Europe (Intercontinental Exchange Futures Europe)*.

W obecnym okresie rozliczeniowym (lata 2013-2020) przydziały darmowych uprawnień do emisji CO₂ tylko w części pokrywają rzeczywistą emisję. Przydziały te z roku na rok będą systematycznie maleć, aż do zerowych w roku 2027.

Rekultywacje i badania na majątku nieprodukcyjnym

Zgodnie z ustawą Prawo ochrony środowiska PGNiG S.A. prowadzi 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. W 2015 roku, ze względu na zmiany w ww. ustawie, została wykonana powtórna kwalifikacja poszczególnych nieruchomości do przeprowadzenia rekultywacji, badań uzupełniających czy też monitoringu.

Rozdział X: Pozostałe informacje

Podział zysku za rok 2014

16 kwietnia 2015 roku Zwyczajne Walne Zgromadzenie PGNiG S.A. podjęło decyzję o podziale zysku netto za 2014 rok w wysokości 1.895 mln zł. Zysk został podzielony w następujący sposób:

- kwotę 715 mln zł przeznaczono na zwiększenie kapitału zapasowego Spółki
- kwotę 1.180 mln zł przeznaczono na wypłatę dywidendy (co oznacza, że na jedną akcję przypada 0,20 zł).

Jednocześnie Zwyczajne Walne Zgromadzenie PGNiG S.A. ustaliło dzień dywidendy na 15 lipca 2015 roku oraz termin wypłaty dywidendy na 4 sierpnia 2015 roku.

Udzielenie absolutorium

16 kwietnia 2015 roku Zwyczajne Walne Zgromadzenie PGNiG S.A. podjęło uchwały o zatwierdzeniu sprawozdania finansowego i sprawozdania Zarządu z działalności PGNiG S.A., zatwierdzeniu skonsolidowanego sprawozdania finansowego i sprawozdania Zarządu z działalności GK PGNiG oraz o udzieleniu członkom Zarządu i Rady Nadzorczej PGNiG S.A. absolutorium z wykonywania obowiązków w roku obrotowym 2014.

Postępowania przed Prezesem UOKiK

28 grudnia 2010 roku Prezes UOKiK wszczął z urzędu postępowanie antymonopolowe w sprawie nadużywania przez PGNiG S.A. pozycji dominującej na krajowym rynku hurtowej sprzedaży gazu ziemnego, polegającej na ograniczaniu zbytu ze szkodą dla kontrahentów lub konsumentów oraz przeciwdziałaniu ukształtowania się warunków niezbędnych do powstania bądź rozwoju konkurencji poprzez odmowę sprzedaży paliwa gazowego na zasadach umowy kompleksowej na rzecz przedsiębiorcy zamierzającego dokonywać dalszej odsprzedaży gazu ziemnego, tj. NowyGaz Sp. z o.o. w Warszawie. Prezes UOKiK decyzją z dnia 5 lipca 2012 roku uznał powyższe działania PGNiG S.A. za praktykę ograniczającą konkurencję, stwierdził zaniechanie przez PGNiG S.A. stosowania tych praktyk z dniem 30 listopada 2010 roku i nałożył na PGNiG S.A. karę pieniężną w wysokości 60.016.474,40 zł. 24 lipca 2012 roku PGNiG S.A. odwołała się od decyzji Prezesa UOKiK do Sądu Okręgowego w Warszawie – Sądu Ochrony Konkurencji i Konsumentów. Sąd Okręgowy w Warszawie wyrokiem z dnia 12 maja 2014 roku oddalił odwołanie PGNiG S.A. 4 czerwca 2014 roku PGNiG S.A. złożyła apelację do Sądu Apelacyjnego w Warszawie. Wyrokiem z 29 maja 2015 roku Sąd Apelacyjny zmienił decyzję Prezesa UOKiK w punkcie odnoszącym się do wysokości kary obniżając ją do kwoty 5.508.581 zł. Orzeczenie w tej sprawie jest prawomocne. PGNiG S.A. w dniu 12 czerwca 2015 roku uściła karę orzeczoną wyrokiem Sądu Apelacyjnego w Warszawie. Zarówno PGNiG S.A., jak i Prezes UOKiK wnieśli skargę kasacyjną od wyroku Sądu Apelacyjnego w Warszawie do Sądu Najwyższego. Skarga kasacyjna PGNiG S.A. zmierza do zakwestionowania stwierdzenia naruszenia prawa konkurencji, podczas gdy skarga kasacyjna Prezesa UOKiK zmierza do zakwestionowania decyzji Sądu Apelacyjnego o obniżeniu kary nałożonej na PGNiG S.A. Do dnia sporządzenia sprawozdania Sąd Najwyższy nie rozpoznał przedmiotowej sprawy.

3 kwietnia 2013 roku Prezes UOKiK wszczął postępowanie antymonopolowe w sprawie nadużywania przez PGNiG S.A. pozycji dominującej na krajowych rynkach hurtowej i detalicznej sprzedaży paliwa gazowego, polegającej na przeciwdziałaniu ukształtowania się warunków niezbędnych do powstania bądź rozwoju konkurencji przez:

- ograniczanie odbiorcom biznesowym możliwości zmniejszania zamawianych ilości paliwa gazowego i mocy umownej
- ograniczanie odbiorcom biznesowym możliwości odsprzedaży paliwa gazowego
- wymaganie określenia w umowie przez odbiorców biznesowych maksymalnej ilości kupowanego paliwa gazowego przeznaczonego przez nich do dalszej odsprzedaży
- nieprzyznanie odbiorcom hurtowym prawa do częściowej zmiany sprzedawcy.

W trakcie postępowania PGNiG S.A. dobrowolnie zobowiązała się do zmiany określonych postanowień umownych w umowach z odbiorcami niebędącymi gospodarstwami domowymi. Prezes UOKiK decyzją z dnia 31 grudnia 2013 roku odstąpił od nałożenia na PGNiG S.A. kary finansowej i zobowiązał Spółkę do realizacji złożonego zobowiązania. PGNiG S.A. w terminach przewidzianych decyzją zobowiązującą Prezesa UOKiK wykonała obowiązki przewidziane przedmiotową decyzją. 1 sierpnia 2014 roku PGNiG Obrót Detaliczny Sp. z o.o. przejęła dotychczasową działalność PGNiG S.A. w obszarze obrotu detalicznego gazem, tym samym weszła we wszelkie prawa i obowiązki wynikające z decyzji wydanych przez Prezesa UOKiK na podstawie Ustawy o ochronie konkurencji i konsumentów w zakresie umów, których spółka stała się stroną. PGNiG Obrót Detaliczny Sp. z o.o., w części przypadającej na jej zakres działania, wykonała w całości zobowiązania wynikające z sentencji decyzji Prezesa UOKiK z dnia 31 grudnia 2013 roku.

17 października 2014 roku Prezes UOKiK wszczął postępowanie administracyjne w sprawie nałożenia na PGNiG S.A. i PGNiG Obrót Detaliczny Sp. z o.o. kary pieniężnej, o której mowa w art.107 ustawy z dnia 16 lutego 2007 roku o ochronie konkurencji i konsumentów (tekst jednolity, Dz. U. z 2015 roku, poz. 184), w związku z podejrzeniem pozostawania w zwłóce w wykonaniu punktu I).4 sentencji decyzji Prezesa UOKiK z dnia 31 grudnia 2013 roku. W odpowiedzi na wezwanie, PGNiG S.A. i PGNiG Obrót Detaliczny Sp. z o.o. przedstawiły uzasadnienie podjętych działań oraz stanowisko, że działania te stanowią prawidłowe wykonanie punktu I).4 sentencji decyzji Prezesa UOKiK z dnia 31 grudnia 2013 roku.

24 września 2015 roku Prezes UOKiK wydał decyzję, w której stwierdził, że PGNiG S.A. częściowo nie wykonała punktu I).4 decyzji z dnia 31 grudnia 2013 roku i nałożył na Spółkę karę w wysokości 10.442.535 zł za zwłokę w wykonaniu wspomnianej decyzji. Jednocześnie tą samą decyzją Prezes UOKiK umorzył postępowanie administracyjne wobec PGNiG Obrót detaliczny Sp. z o.o., stwierdzając, że spółka ta wywiązała się z zobowiązania, przewidzianego decyzją z 31 grudnia 2013 roku. 2 listopada 2015 roku PGNiG S.A. odwołała się od decyzji Prezesa UOKiK do Sądu Okręgowego w Warszawie – Sądu Ochrony Konkurencji i Konsumentów. Do dnia sporządzenia sprawozdania Sąd Ochrony Konkurencji i Konsumentów nie zawiadomił PGNiG S.A. o wyznaczeniu terminu rozprawy.

Spór zbiorowy z pracodawcą

W dniu 16 grudnia 2015 roku Zarząd PGNiG S.A. podpisał porozumienie ze wszystkimi organizacjami związkowymi, które zakończyło spór zbiorowy rozpoczęty 21 maja 2015 roku. W wyniku porozumienia strony ustaliły, że:

- pracodawca wypłaci premię za 2014 rok w wysokości 5.050 zł brutto na pracownika z proporcjonalnym uwzględnieniem wymiaru etatu oraz okresu zatrudnienia w 2014 roku; premia roczna zostanie wypłacona do 24 grudnia 2015 roku
- pracodawca dodatkowo zasili karty podarunkowe kwotą 950 zł na każdego pracownika do 24 grudnia 2015 roku.

Strony uzgodniły również, że do końca kwietnia 2016 roku ustalą procentowy wzrost płacy zasadniczej na 2016 rok, który będzie uwzględniał również brak regulacji płacowych w 2015 roku.

Postępowania w sprawach o wartości co najmniej 10% kapitałów własnych

W 2015 roku PGNiG S.A. ani spółki od niej zależne nie prowadziły postępowań toczących się przed sądem, organem właściwym dla postępowania arbitrażowego lub organem administracji publicznej, w sprawie zobowiązań lub wierzytelności, których wartość (jednego postępowania, dwu lub więcej łącznie) stanowiłaby odpowiednio co najmniej 10% kapitałów własnych Spółki.

Rozdział XI: Sytuacja finansowa

1. Wyniki finansowe w 2015 roku

Sprawozdanie finansowe PGNiG S.A. za 2015 rok weryfikuje spółka PKF Consult Sp. z o.o. Sp. k. Umowa z audytorem została podpisana na okres trzech lat (lata 2013-2015) w dniu 5 lutego 2013 roku. Szczegółowe dane odnoszące się do wynagrodzenia audytora zostały opisane w Jednostkowym sprawozdaniu finansowym PGNiG S.A. za rok zakończony 31 grudnia 2015 roku (Nota 37.5).

1.1. Podstawowe wielkości ekonomiczno-finansowe

Jednostkowe sprawozdanie finansowe PGNiG S.A. za rok zakończony 31 grudnia 2015 roku zostało sporządzone zgodnie z Międzynarodowymi Standardami Sprawozdawczości Finansowej (MSSF), w kształcie zatwierdzonym przez Unię Europejską na dzień 31 grudnia 2015 roku. Zasady rachunkowości zastosowane przy sporządzaniu sprawozdania zostały ujęte w Jednostkowym sprawozdaniu finansowym PGNiG S.A. za rok zakończony 31 grudnia 2015 roku (Nota 2).

W 2015 roku zysk netto PGNiG S.A. wyniósł 1.472 mln zł i był o 423 mln zł niższy od wyniku netto osiągniętego w roku ubiegłym.

Syntetyczne dane w zakresie sytuacji finansowej PGNiG S.A. w 2015 roku w porównaniu do danych za 2014 rok zostały ujęte w zaprezentowanych poniżej sprawozdaniach sporządzonych zgodnie z Międzynarodowymi Standardami Sprawozdawczości Finansowej:

- jednostkowym sprawozdaniu z sytuacji finansowej
- jednostkowym rachunku zysków i strat
- jednostkowym sprawozdaniu z przepływów pieniężnych
- zestawieniu wybranych wskaźników finansowych.

Jednostkowe sprawozdanie z sytuacji finansowej w mln zł

AKTYWA	31 grudnia 2015	31 grudnia 2014
Aktywa trwałe (długoterminowe) razem	26 137	27 387
Rzeczowe aktywa trwałe	13 234	13 520
Nieruchomości inwestycyjne	-	1
Wartości niematerialne	213	254
Udziały i akcje	8 623	8 611
Inne aktywa finansowe	3 321	4 403
Aktywa z tytułu podatku odroczonego	624	469
Pozostałe aktywa trwałe	122	129
Aktywa obrotowe (krótkoterminowe) razem	8 890	7 969
Zapasy	1 638	2 506
Należności z tytułu dostaw i usług oraz pozostałe należności	1 329	1 307
Pozostałe aktywa	18	20
Aktywa finansowe krótkoterminowe	364	1 805
Aktywa z tytułu pochodnych instrumentów finansowych	346	388
Środki pieniężne i ich ekwiwalenty	5 190	1 942
Aktywa trwałe przeznaczone do sprzedaży	5	1
Aktywa razem	35 027	35 356

Jednostkowe sprawozdanie z sytuacji finansowej w mln zł – cd.

ZOBOWIĄZANIA I KAPITAŁ WŁASNY	31 grudnia 2015	31 grudnia 2014
Kapitał własny razem	23 738	23 780
Kapitał podstawowy (akcyjny)	5 900	5 900
Kapitał z emisji akcji powyżej ich wartości nominalnej	1 740	1 740
Skumulowane inne całkowite dochody	(518)	(185)
Zyski zatrzymane	16 616	16 325
Zobowiązania długoterminowe razem	7 205	7 385
Kredyty, pożyczki i papiery dłużne	4 513	4 498
Zobowiązania z tytułu świadczeń pracowniczych	159	134
Rezerwy	1 303	1 414
Przychody przyszłych okresów	641	690
Zobowiązania z tytułu podatku odroczonego	538	580
Inne zobowiązania długoterminowe	51	69
Zobowiązania krótkoterminowe razem	4 084	4 191
Zobowiązania z tytułu dostaw i usług oraz inne zobowiązania	2 209	2 414
Kredyty, pożyczki i papiery dłużne	469	656
Zobowiązania z tytułu pochodnych instrumentów finansowych	814	423
Zobowiązania z tytułu podatku bieżącego	50	181
Zobowiązania z tytułu świadczeń pracowniczych	110	43
Rezerwy	396	472
Przychody przyszłych okresów	36	2
Zobowiązania razem	11 289	11 576
Zobowiązania i kapitał własny razem	35 027	35 356

Jednostkowy rachunek zysków i strat (mln zł)

	2015	2014
Przychody ze sprzedaży	18 646	23 738
Koszty operacyjne razem	(17 852)	(22 105)
Zużycie surowców i materiałów	(13 374)	(15 101)
Świadczenia pracownicze	(704)	(750)
Amortyzacja	(799)	(722)
Usługi obce	(1 836)	(4 156)
Koszt wytworzenia świadczeń na własne potrzeby	13	10
Pozostałe przychody i koszty operacyjne	(1 152)	(1 386)
Zysk z działalności operacyjnej	794	1 633
Przychody finansowe	1 180	966
Koszty finansowe	(357)	(377)
Zysk przed opodatkowaniem	1 617	2 222
Podatek dochodowy	(145)	(327)
Zysk netto	1 472	1 895

Jednostkowe sprawozdanie z przepływów pieniężnych (mln zł)

	2015	2014
Przepływy pieniężne netto z działalności operacyjnej	2 474	3 982
Przepływy pieniężne netto z działalności inwestycyjnej	2 222	(1 845)
Przepływy pieniężne netto z działalności finansowej	(1 530)	(2 149)
Zmiana stanu środków pieniężnych netto	3 166	(12)
Środki pieniężne i ich ekwiwalenty na początku okresu	1 673	1 685
Środki pieniężne i ich ekwiwalenty na koniec okresu	4 839	1 673
w tym środki pieniężne o ograniczonej możliwości dysponowania	506	451

Wskaźniki finansowe

Rentowność

	2015	2014
EBIT w mln zł zysk operacyjny	794	1 633
EBITDA w mln zł zysk operacyjny + amortyzacja	1 593	2 355
ROE zysk netto do stanu kapitałów własnych na koniec okresu	6,2%	8,0%
RENTOWNOŚĆ SPRZEDAŻY NETTO zysk netto odniesiony do przychodów ze sprzedaży	7,9%	8,0%
ROA zysk netto w relacji do stanu aktywów na koniec okresu	4,2%	5,4%

Płynność

	31 grudnia 2015	31 grudnia 2014
WSKAŹNIK BIEŻĄCEJ PŁYNNOŚCI aktywa obrotowe do zobowiązań krótkoterminowych (bez zobowiązań z tytułu świadczeń pracowniczych, rezerw i przychodów przyszłych okresów)	2,5	2,2
WSKAŹNIK SZYBKIEJ BIEŻĄCEJ PŁYNNOŚCI aktywa obrotowe minus zapasy do zobowiązań krótkoterminowych (bez zobowiązań z tytułu świadczeń pracowniczych, rezerw i przychodów przyszłych okresów)	2,0	1,5

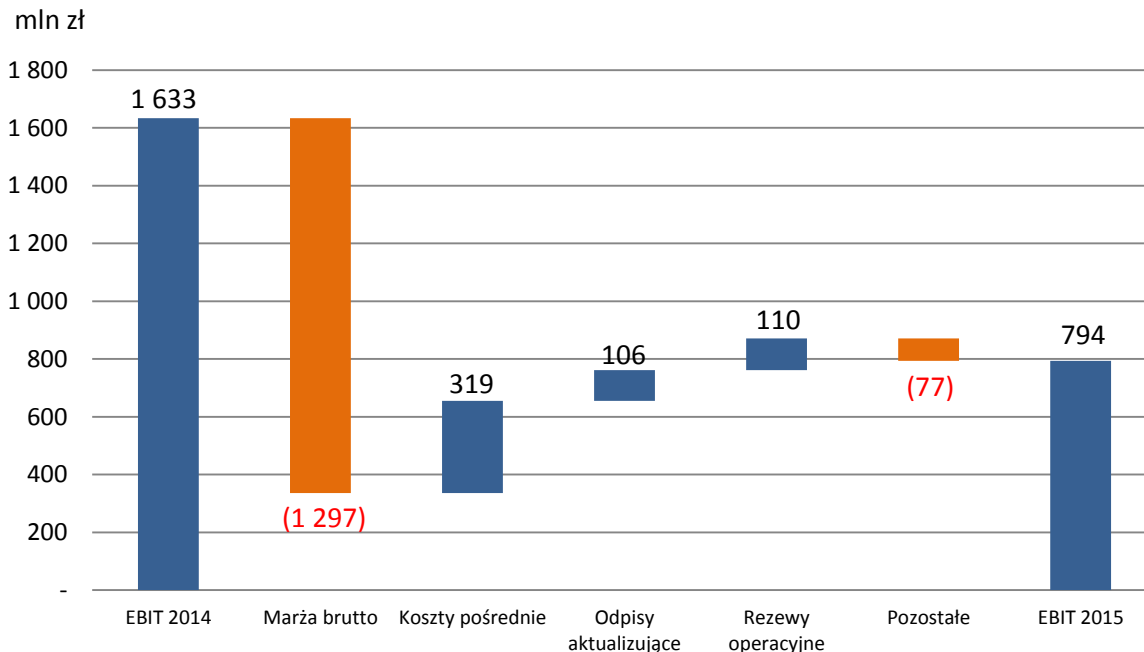
Zadłużenie

	31 grudnia 2015	31 grudnia 2014
WSKAŹNIK OBCIĄŻENIA FIRMY ZOBOWIĄZANAMI OGÓŁEM suma zobowiązań w relacji do sumy pasywów	32,2%	32,7%
WSKAŹNIK OBCIĄŻENIA KAPITAŁU WŁASNEGO ZOBOWIĄZANAMI OGÓŁEM suma zobowiązań do kapitału własnego	47,6%	48,7%

1.2. Omówienie sytuacji finansowej

W 2015 roku spółka PGNiG S.A. odnotowała zysk z działalności operacyjnej (EBIT) na poziomie 794 mln zł, a więc niższy o 839 mln zł niż w roku ubiegłym. Zmiany w EBIT pomiędzy wynikami za 2014 i 2015 rok zostały zaprezentowane na poniższym wykresie.

Zmiany w EBIT pomiędzy latami 2014-2015



Na zmniejszenie marży brutto (różnica pomiędzy przychodami ze sprzedaży a kosztami bezpośrednimi) w stosunku do 2014 roku wpływ miały przede wszystkim niższe marże na sprzedaży:

- ropy naftowej (wpływ ok. 55%) w wyniku spadku średnich cen sprzedaży tego surowca; różnica w notowaniach giełdowych ropy naftowej Brent pomiędzy końcem grudnia 2014 i 2015 roku wyniosła około 33%
- gazu wysokometanowego (wpływ ok. 36%) w rezultacie spadku średnich cen sprzedaży gazu wysokometanowego; spadek średnich cen gazu wysokometanowego spowodowany został trzykrotnym obniżeniem taryf na sprzedaż paliwa gazowego, a także wprowadzeniem programów rabatowych dla klientów
- innych produktów, w tym helu, LPG i energii elektrycznej (wpływ ok. 7%) w wyniku spadku średnich cen sprzedaży tych produktów.

Spadek marży brutto został częściowo zniwelowany na poziomie wyniku operacyjnego (EBIT) przez następujące czynniki:

- spadek kosztów pośrednich w związku z przeniesieniem w drugiej połowie 2014 roku z PGNiG S.A. do PGNiG Obrót Detaliczny Sp. z o.o. działalności związanej ze sprzedażą detaliczną
- niższy poziom odpisów aktualizujących wartość środków trwałych związanych z poszukiwaniem i oceną zasobów mineralnych
- zmianę stanu rezerw operacyjnych (spowodowanej w głównej mierze rozwiązaniem rezerw na likwidację odwiertów).

Wynik na działalności finansowej w relacji do 2014 roku wzrósł o 234 mln zł w rezultacie otrzymania wyższych o 304 mln zł dywidend od spółek zależnych.

Sytuacja finansowa Spółki odzwierciedlona została w podstawowych wskaźnikach charakteryzujących efektywność działalności gospodarczej. Wskaźniki rentowności kapitałów własnych (ROE), aktywów ogółem (ROA) i sprzedaży netto spadły odpowiednio z 8,0% do 6,2%, z 5,4% do 4,2% i z 8,0% do 7,9%.

Sprawozdanie z sytuacji finansowej

Jednostkowe sprawozdanie z sytuacji finansowej na dzień 31 grudnia 2015 roku wykazuje sumę bilansową w wysokości 35.027 mln zł, która jest niższa od wartości według stanu na koniec grudnia 2014 roku o 329 mln zł.

Aktywa

Największą pozycję aktywów Spółki stanowią rzeczowe aktywa trwałe, których stan na koniec grudnia 2015 roku wyniósł 13.234 mln zł i był o 286 mln zł (2%) niższy od stanu na dzień 31 grudnia 2014 roku. Na spadek wartości rzeczowych aktywów trwałych wpłynęło przede wszystkim zawiązanie odpisów aktualizujących na aktywach związanych z działalnością poszukiwawczą.

Kolejną znaczącą pozycję bilansu stanowią udziały i akcje, których wartość na dzień 31 grudnia 2015 roku wyniosła 8.623 mln zł i była wyższa od wartości na koniec grudnia 2014 roku o 12 mln zł, a więc zanotowano nieznaczny tylko wzrost.

Wartość innych aktywów finansowych wyniosła 3.321 mln zł i była niższa od wartości według stanu na dzień 31 grudnia 2014 roku o 1.082 mln zł. Spadek ten nastąpił w efekcie zmniejszenia wartości udzielonych pożyczek długoterminowych.

Aktywa obrotowe Spółki na dzień 31 grudnia 2015 roku kształtowały się na poziomie 8.890 mln zł, co oznacza wzrost w relacji do stanu na koniec 2014 roku o 921 mln zł (12%).

W relacji do 31 grudnia 2014 roku Spółka odnotowała spadek wartości zapasów o 868 mln zł (35%). Wykazane w bilansie zapasy stanowi przede wszystkim gaz przechowywany w podziemnych magazynach. Wolumen zmagazynowanego surowca był w relacji do 2014 roku niższy o 331 mln m³ (15%). Równolegle nastąpił wzrost wartości odpisów aktualizujących o 191 mln zł.

Wartość należności z tytułu dostaw i usług oraz pozostałych należności w porównaniu do końca 2014 roku wzrosła o 22 mln zł (2%).

Wartość aktywów finansowych krótkoterminowych wyniosła 364 mln zł i była niższa od wartości na dzień 31 grudnia 2014 roku o 1.441 mln zł. Spadek wartości krótkoterminowych aktywów finansowych nastąpił w wyniku zmniejszenia salda udzielonych pożyczek krótkoterminowych oraz dłużnych papierów wartościowych.

Stan środków pieniężnych i ich ekwiwalentów wyniósł 5.190 mln zł i był wyższy o 3.248 mln zł od stanu na koniec 2014 roku. Wzrost ten spowodowany został niezrealizowaniem części inwestycji planowanych na 2015 rok (w tym akwizycji), niższym niż planowany kosztem pozyskania gazu, otrzymaniem spłaty udzielonych pożyczek oraz sprzedażą obligacji.

Poziom i struktura majątku obrotowego zapewniała Spółce całkowitą zdolność do bieżącego regulowania zobowiązań. Wskaźnik bieżącej płynności przyjął wartość 2,5 wobec poziomu 2,2 z końca grudnia 2014 roku, natomiast wskaźnik płynności szybkiej wzrósł z poziomu 1,5 do 2,0.

Kapitał własny i zobowiązania

Podstawowym źródłem finansowania aktywów Spółki jest kapitał własny, którego wartość na koniec 2015 roku wyniosła 23.738 mln zł, a więc kształtowała się na poziomie porównywalnym do 31 grudnia 2014 roku.

Stan zobowiązań długoterminowych według stanu na dzień 31 grudnia 2015 roku wyniósł 7.205 mln zł i był niższy od poziomu z końca grudnia 2014 roku o 180 mln zł. Spadek wynikał przede wszystkim ze zmiany stanu rezerw na koszty likwidacji odwiertów eksploatacyjnych.

W porównaniu do końca 2014 roku nastąpił nieznaczny spadek zobowiązań krótkoterminowych do poziomu 4.084 mln zł, a więc o 107 mln zł.

Poziom zadłużenia Spółki był nieznacznie niższy niż w 2014 roku. Wskaźniki obciążenia kapitałów własnych zobowiązaniami ogółem obniżył się z 48,7% do 47,6% na koniec 2015 roku, natomiast wskaźnik obciążenia firmy zobowiązaniami ogółem, stanowiący sumę zobowiązań w relacji do sumy pasywów, spadł z poziomu 32,7% do 32,2%.

Transakcje zawarte na innych warunkach niż rynkowe

W 2015 roku PGNiG S.A. oraz spółki od niej zależne nie zawierały żadnych istotnych transakcji z podmiotami powiązаныmi na innych warunkach niż rynkowe.

Ocena możliwości realizacji zamierzeń inwestycyjnych

W 2016 roku PGNiG S.A. zamierza utrzymać wysoki poziom nakładów finansowych na działalność inwestycyjną, ze szczególnym uwzględnieniem działalności poszukiwawczo-wydobywczej w kraju i za granicą. Spółka zamierza również kontynuować inwestycje związane z rozbudową i modernizacją infrastruktury magazynowej.

PGNiG S.A. dokonując analiz zamierzeń inwestycyjnych na 2016 rok i lata następne wzięła pod uwagę możliwości finansowe w tym zakresie. W analizie uwzględniono dostępne źródła finansowania zewnętrznego oraz środki własne z uwzględnieniem przepływów generowanych w ramach bieżącej działalności. Tym samym można stwierdzić, że PGNiG S.A. posiada wystarczające środki finansowe na realizację planowanych zamierzeń inwestycyjnych.

Objaśnienie różnic pomiędzy wynikami finansowymi a prognozami wyników na dany rok

Prognozy finansowe PGNiG S.A. na 2015 rok nie były publikowane.

2. Zarządzanie finansowe

2.1. Zasady zarządzania ryzykiem finansowym

PGNiG S.A. prowadząc swoją działalność gospodarczą narażona jest na ryzyko finansowe, a w szczególności na następujące rodzaje tego ryzyka:

- ryzyko kredytowe
- ryzyko rynkowe
- ryzyko płynności.

W celu efektywnego zarządzania ryzykiem finansowym w PGNiG S.A. realizowana jest „Polityka zarządzania ryzykiem finansowym w PGNiG S.A.” określająca podział kompetencji i zadań pomiędzy poszczególne jednostki organizacyjne Spółki w procesie zarządzania i kontroli ryzyka finansowego. Za przestrzeganie polityki oraz jej okresową aktualizację odpowiada komitet ryzyka, który przedstawia propozycje zasad oraz na bieżąco ocenia czy polityka jest realizowana, jak również wprowadza niezbędne jej modyfikacje.

2.1.1. Ryzyko kredytowe

Przez ryzyko kredytowe PGNiG S.A. rozumie prawdopodobieństwo nieterminowego lub całkowitego braku wywiązania się kontrahenta firmy ze zobowiązań. Ryzyko kredytowe wynikające z niemożności wypełnienia przez strony trzecie warunków umowy w zakresie instrumentów finansowych PGNiG S.A. jest zasadniczo ograniczone do ewentualnych kwot, o które zobowiązania stron trzecich

przewyższają zobowiązania Spółki. PGNiG S.A. stosuje zasadę zawierania transakcji w obszarze instrumentów finansowych z wieloma podmiotami charakteryzującymi się wysoką zdolnością kredytową. Przy wyborze partnerów finansowych, Spółka kieruje się przede wszystkim ich standingiem finansowym zweryfikowanym przez agencje ratingowe, a także udziałem w rynku oraz posiadaną reputacją.

PGNiG S.A. posiada ekspozycję na ryzyko kredytowe z tytułu:

- transakcji lokacyjnych
- należności z tytułu dostaw i usług
- pożyczek i pozostałych aktywów finansowych
- zawartych transakcji zabezpieczających
- udzielonych gwarancji finansowych.

Środki pieniężne i ich ekwiwalenty

Spółka identyfikuje, mierzy i minimalizuje własną ekspozycję kredytową na poszczególne banki, z którymi zawiera transakcje lokacyjne. Efekt redukcji ekspozycji kredytowej został osiągnięty przez dywersyfikację portfela kontrahentów (w szczególności dotyczy to banków), z którymi zawierane są transakcje lokacyjne. Ponadto ze wszystkimi bankami, w których PGNiG S.A. lokuje środki finansowe, podpisane zostały umowy ramowe, szczegółowo regulujące warunki zawierania i rozliczania wszelkich transakcji finansowych.

Spółka wycenia ryzyko kredytowe z tego tytułu poprzez ciągłą weryfikację kondycji finansowej banków, odzwierciedlającej się w zmianach ratingu finansowego przyznawanego przez agencje ratingowe Fitch, Standards&Poor's i Moody's.

Znaczące i długoterminowe nadwyżki płynnych środków pieniężnych w 2015 roku Spółka lokowała w dobrze zdywersyfikowany portfel lokat w bankach o uznanej renomie.

Należności z tytułu dostaw i usług oraz pozostałe należności

Istotnie wartościowo ryzyko kredytowe dotyczy należności, w tym w przeważającej części należności z tytułu sprzedanego paliwa gazowego, a także energii elektrycznej i produktów powiązanych, w tym uprawnień do emisji dwutlenku węgla oraz praw majątkowych wynikających ze świadectw pochodzenia energii elektrycznej.

Transakcje zawierane na TGE nie powodują powstania ekspozycji na ryzyko kredytowe, ponieważ system gwarantowania rozliczeń za pośrednictwem Izby Rozliczeniowej Giełd Towarowych (IRGiT) zapewnia bezpieczeństwo rozliczeń każdemu Członkowi Izby w razie niewypłacalności poszczególnych uczestników rynku. W celu zminimalizowania ryzyka niespłacalności wierzytelności z tytułu sprzedaży poza TGE wprowadzane są jednolite zasady zawierania umów kompleksowych sprzedaży, mające na celu zabezpieczenie należności handlowych z tego tytułu.

Zgodnie z obowiązującymi w Spółce procedurami każdy instytucjonalny kontrahent, ubiegający się o kredyt kupiecki poddawany jest weryfikacji w celu zbadania jego zdolności kredytowej. W zależności od przyznanej kontrahentowi oceny ustalany jest dla każdego adekwatny limit kredytowy. W zawieranych umowach określone zostają odpowiednie warunki płatności, formy zabezpieczenia oraz zapisy ustalające wstrzymanie dostaw w przypadku niewywiązywania się przez kontrahenta ze swoich zobowiązań, z uwzględnieniem obowiązujących przepisów prawa energetycznego.

Stan należności od odbiorców jest monitorowany na bieżąco, zgodnie z zasadami obowiązującymi w Spółce. W przypadku stwierdzenia braku wpływu zapłaty w umownym terminie, podejmowane

są stosowne czynności windykacyjne; wszystkie czynności windykacyjne są podejmowane w oparciu o funkcjonujące w PGNiG S.A. procedury windykacyjne.

Pożyczki i pozostałe aktywa finansowe

Ekspozycja na ryzyko kredytowe z tytułu udzielonych pożyczek wynika z pożyczek udzielonych przez PGNiG S.A. spółkom powiązanym. Udzielanie pożyczek tym spółkom odbywa się na podstawie procedury wewnętrznej, regulującej szczegółowo proces zawierania umów pożyczkowych oraz ich monitorowania, przez co minimalizuje się ekspozycję Spółki na ryzyko kredytowe z tego tytułu. Pożyczki są udzielane jedynie po spełnieniu przez wnioskujące spółki szeregu warunków i ustanowieniu zabezpieczeń.

Wartość dodatnia pochodnych instrumentów finansowych

Ekspozycja na ryzyko kredytowe z tytułu zawartych pochodnych instrumentów finansowych jest równa wartości księgowej netto dodatniej wyceny według wartości godziwej. Podobnie jak w przypadku transakcji lokacyjnych, pochodne transakcje finansowe są zawierane z bankami o uznanej renomie i wysokim standingu finansowym. Ponadto, ze współpracującymi bankami zawarte są umowy ramowe lub umowy *ISDA* regulujące szczegółowe zasady współpracy i określające kwoty progowe na maksymalną ekspozycję z tytułu wartości godziwej zawartych instrumentów pochodnych.

Dzięki opisanym wyżej działaniom PGNiG S.A. nie przewiduje poniesienia istotnych strat z tytułu ryzyka kredytowego.

Udzielone gwarancje

Ryzyko kredytowe z tytułu udzielonych gwarancji, na które narażona jest PGNiG S.A., zasadniczo ogranicza się do ryzyka niewypłacalności banku, który na zlecenie Spółki udzielił gwarancję innym podmiotom zewnętrznym. Jednakże banki, którym Spółka zleca wystawianie gwarancji, są instytucjami o uznanej renomie i wysokim ratingu, zatem prawdopodobieństwo wystąpienia niewypłacalności i ryzyko z tym związane jest znikome. Podobnie jak w przypadku ryzyka związanego z transakcjami lokacyjnymi, ryzyko z tego tytułu jest wyceniane przez bieżącą weryfikację kondycji finansowej banków wystawiających gwarancje.

2.1.2. Ryzyko rynkowe

Przez ryzyko rynkowe PGNiG S.A. rozumie prawdopodobieństwo niekorzystnego wpływu zmiany warunków na rynkach finansowych i towarowych na wartość ekonomiczną lub wynik finansowy Spółki.

Podstawowym zadaniem w procesie zarządzania ryzykiem rynkowym jest identyfikacja, pomiar, monitorowanie i ograniczanie podstawowych źródeł ryzyka rynkowego, do których zalicza się:

- ryzyko walutowe
- ryzyko stopy procentowej
- ryzyko cen towarów (np. paliwo gazowe, ropa naftowa, energia elektryczna oraz produkty powiązane).

Ryzyko walutowe

Przez ryzyko walutowe PGNiG S.A. rozumie prawdopodobieństwo niekorzystnego wpływu zmiany kursów walutowych na wynik finansowy Spółki.

Głównym celem podejmowanych przez Spółkę działań zabezpieczających przed ryzykiem walutowym jest ochrona przed wahaniami kursów wymiany, które towarzyszą realizowanym w obcych walutach płatnościom, które w większości stanowią płatności za dostawy paliwa gazowego.

Do zabezpieczenia swoich zobowiązań Spółka wykorzystuje opcje *call*, strategie opcyjne oraz transakcje *forward*.

Ryzyko stopy procentowej

Przez ryzyko stopy procentowej PGNiG S.A. rozumie prawdopodobieństwo niekorzystnego wpływu zmiany stóp procentowych na wynik finansowy Spółki.

Głównym źródłem ryzyka stopy procentowej w Spółce są zobowiązania finansowe.

PGNiG S.A. wycenia ryzyko rynkowe (walutowe i stopy procentowej) monitorując wartość *VaR* (*Value at Risk*, czyli wartość zagrożona). *VaR* oznacza, że maksymalna strata z tytułu zmiany wartości rynkowej (godziwej) z określonym prawdopodobieństwem (np. 99%) nie będzie większa niż ta wartość w okresie kolejnych dni roboczych. Wartość *VaR* szacowana jest metodą wariacji-kowariancji.

Ryzyko cen towarów

Przez ryzyko cen towarów PGNiG S.A. rozumie prawdopodobieństwo niekorzystnego wpływu zmiany cen towarów na wynik finansowy Spółki.

Ryzyko cen towarów w Spółce związane jest głównie z kontraktami na dostawy paliwa gazowego oraz kontraktami sprzedaży wynikającymi z codziennego ofertowania i sprzedaży na TGE. Czynnikiem ryzyka jest zmienność cen gazu i produktów ropopochodnych na światowych giełdach paliwowych. W niektórych kontraktach formuła wyliczenia ceny zakupu paliwa gazowego ogranicza zmienność przez zastosowanie średnioważonych cen z poprzednich miesięcy.

Ryzyko cen towarów jest także związane z obrotem energią elektryczną, prawami majątkowymi wynikającymi ze świadectw pochodzenia energii oraz uprawnieniami do emisji dwutlenku węgla. Handel energią elektryczną odbywa się na giełdowych rynkach regulowanych w Polsce i za granicą. Spółka zawiera także transakcje poza rynkiem regulowanym w oparciu o umowy ramowe. Spółka aktywnie zarządza ekspozycją na ryzyko cen towarów wykorzystując do tego między innymi wdrożone miary *VaR*. Pomiar wartości *VaR* oraz wprowadzenie i aktywny monitoring limitów na wartość *VaR* mają na celu ograniczenie potencjalnych strat związanych z podejmowaniem ryzyka cenowego przez Spółkę.

Spółka w 2015 roku szczegółowo identyfikowała i zabezpieczała ten rodzaj ryzyka. Do zabezpieczenia cen towarów Spółka wykorzystywała opcje azjatyckie *call* z rozliczeniem europejskim, strategie opcyjne *risk reversal*, swapy towarowe oraz transakcje *futures* i *forward*.

PGNiG S.A. stosuje rachunkowość zabezpieczeń przepływów środków pieniężnych dla transakcji walutowych oraz transakcji towarowych, a także rachunkowość zabezpieczeń wartości godziwej dla udzielonej pożyczki. Zastosowanie rachunkowości zabezpieczeń przepływów pieniężnych przez Spółkę pozwala na odnoszenie skutecznej części zabezpieczenia na kapitał z aktualizacji wyceny, co powoduje zachowanie współmierności wpływu na wynik finansowy wyceny instrumentów zabezpieczających i realizacji pozycji zabezpieczanej. Umożliwia to wyeliminowanie zmienności wyniku finansowego przez ujęcie efektu ekonomicznego i księgowego zabezpieczenia w tym samym okresie.

2.1.3. Ryzyko płynności

Głównym zadaniem w procesie zarządzania ryzykiem płynności jest bieżąca kontrola i planowanie poziomu płynności. Poziom płynności jest kontrolowany poprzez przygotowywanie prognozy przepływów pieniężnych obejmującej okres co najmniej 12 miesięcy i aktualizowanej co miesiąc. Realizacja planowanych przepływów jest cyklicznie weryfikowana i obejmuje m.in. analizę niezrealizowanych przepływów pieniężnych, ich przyczyny i skutki.

Zagrożenia związane z ryzykiem płynności nie należy wyłącznie utożsamiać z ryzykiem utraty płynności przez Spółkę. Równie istotnym zagrożeniem może być strukturalna nadpłynność, która niekorzystnie wpływałaby na rentowność prowadzonej przez Spółkę działalności.

Spółka na bieżąco kontroluje i planuje poziom płynności finansowej. Zabezpieczając się przed ryzykiem płynności w 2015 roku Spółka realizowała szereg programów emisji dłużnych papierów wartościowych. Wszelkie nadwyżki środków finansowych Spółka lokowała w dobrze zdywersyfikowany portfel lokat w bankach o uznanej renomie. Dodatkowo, w ramach rozszerzonego programu obligacji wewnątrzgrupowych, PGNiG S.A. mogła nabywać obligacje wyemitowane przez spółki z Grupy Kapitałowej.

W PGNiG S.A. ryzyko płynności jest znacząco ograniczone przez stosowanie „Procedury zarządzania płynnością w PGNiG S.A.”. Procedura została wdrożona do zastosowania przez wszystkie komórki organizacyjne Spółki i usystematyzowała działania zapewniające prawidłowe zarządzanie jej płynnością finansową, poprzez: realizację płatności, prognozowanie przepływów pieniężnych, optymalne zarządzanie wolnymi środkami pieniężnymi, pozyskanie i restrukturyzację finansowania działalności bieżącej i przedsięwzięć inwestycyjnych, zabezpieczenie ryzyka chwilowej utraty płynności wskutek niespodziewanych zakłóceń oraz obsługę zawartych umów kredytowych.

Wycena ryzyka płynności oparta jest o bieżącą i szczegółową kontrolę przepływów pieniężnych, uwzględniającą prawdopodobieństwo terminu realizacji danych przepływów oraz planowaną pozycję gotówkową netto.

W bieżącym okresie oraz w okresie porównawczym Spółka terminowo spłacała zobowiązania z tytułu otrzymanych kredytów i pożyczek. Nie wystąpiły również żadne przypadki naruszeń istotnych postanowień umowy kredytu lub pożyczki, które mogłyby skutkować przyspieszeniem terminu wymagalności zobowiązań.

PGNiG S.A. nie zidentyfikowała innych istotnych ryzyk w bieżącej działalności.

Ocena zarządzania zasobami finansowymi

PGNiG S.A. terminowo reguluje swoje zobowiązania finansowe, a zagrożenie wystąpienia braku zdolności wywiązania się z zaciągniętych zobowiązań jest ograniczone do minimum. PGNiG S.A. posiada znaczące zasoby środków pieniężnych, w postaci lokat bankowych, zdywersyfikowanych pod względem podmiotowym oraz terminów zapadalności. Ewentualne ryzyko utraty płynności zminimalizowane jest przez programy emisji obligacji w ramach umów zawartych z bankami w 2015 roku i w latach ubiegłych.

Oceniając efektywność zarządzania zasobami finansowymi należy wskazać na optymalny poziom dywersyfikacji portfela instytucji finansowych. Należy także zauważyć, iż różnorodność dostępnych źródeł finansowania oraz narzędzi zarządzania płynnością w PGNiG SA powoduje, iż nie występują problemy z wywiązywaniem się PGNiG SA z zaciągniętych zobowiązań finansowych.

2.2. Programy emisji obligacji

W 2015 roku PGNiG S.A. mogła emitować obligacje w ramach następujących programów:

- programu emisji obligacji z 10 czerwca 2010 roku
- programu emisji obligacji z 22 maja 2012 roku
- programu emisji obligacji z 2 października 2014 roku
- programu emisji obligacji z 1 grudnia 2010 roku skierowanego do spółek GK PGNiG.

W 2015 roku do wszystkich programów emisji obligacji zostały podpisane aneksy, na mocy których dostosowano zapisy umów do wymogów ustawy o obligacjach z dnia 15 stycznia 2015 roku.

Program emisji obligacji z dnia 10 czerwca 2010 roku (zmieniony aneksami w 2011 i 2014 roku) obowiązuje do 31 lipca 2020 roku i umożliwia PGNiG S.A. emisję obligacji dyskontowych i kuponowych z terminem zapadalności od jednego miesiąca do jednego roku do kwoty 7 mld zł. Łączna wartość nominalna wyemitowanych w 2015 roku obligacji wyniosła 0,5 mld zł. Na dzień 31 grudnia 2015 roku PGNiG S.A. nie wykazuje zadłużenia z tytułu tego programu.

W ramach programu emisji obligacji z 22 maja 2012 roku, obowiązującego do 22 maja 2017 roku, PGNiG S.A. może emitować (w ofercie niepublicznej) obligacje z terminem zapadalności do 10 lat o oprocentowaniu stałym lub zmiennym do kwoty 4,5 mld zł. W 2015 roku Spółka nie emitowała powyższych obligacji. Na dzień 31 grudnia 2015 roku zadłużenie z tytułu emisji zrealizowanych w latach ubiegłych wyniosło 2,5 mld zł.

Program emisji obligacji z 2 października 2014 roku, obowiązujący do 30 września 2024 roku, umożliwia PGNiG S.A. emisję obligacji dyskontowych z terminem zapadalności od jednego roku do czterech lat do kwoty 1 mld zł. Zgodnie z zapisami umowy pozyskane środki z emisji mogą być przeznaczone wyłącznie na działalność inwestycyjną związaną m.in. z utrzymaniem zdolności wydobywczych, dywersyfikacją źródeł dostaw gazu, poszukiwaniem złóż ropy naftowej i gazu ziemnego, budową sektora energetycznego oraz z rozpoczętymi projektami z zakresu budowy infrastruktury magazynowej gazu ziemnego. W 2015 roku PGNiG S.A. nie przeprowadziła emisji tych obligacji i nie wykazuje zadłużenia z tytułu programu.

Środki z emisji obligacji PGNiG S.A. przeznaczyła na zaspokojenie bieżących potrzeb finansowych związanych z realizacją strategii GK PGNiG. Środki są przeznaczane także m.in. na poszukiwanie konwencjonalnych i niekonwencjonalnych złóż gazu ziemnego i ropy naftowej, zagospodarowanie złóż, budowę i rozbudowę podziemnych magazynów gazu i sieci dystrybucyjnej, w tym nowych przyłączy oraz na projekty energetyczne.

Ponadto w 2015 roku PGNiG S.A. kontynuowała program emisji krótkoterminowych obligacji dyskontowych skierowanych do spółek GK PGNiG na podstawie umowy z 1 grudnia 2010 roku (zmienionej aneksami w 2011 i 2014 roku). Aneksem z 7 sierpnia 2015 roku zwiększono kwotę programu z 3 mld zł do 5 mld zł. Dla PGNiG S.A. limit emitowanych obligacji pozostał w wysokości 1 mld zł, a pozostała kwota programu przeznaczona została dla spółek Grupy Kapitałowej. Program ten umożliwia przepływ środków pieniężnych pomiędzy spółkami i usprawnia proces zarządzania płynnością w ramach Grupy Kapitałowej PGNiG. W 2015 roku PGNiG S.A. i GEOFIZYKA Kraków S.A. wyemitowały obligacje na łączną wartość nominalną odpowiednio 4.234 mln zł i 40 mln zł. Na dzień 31 grudnia 2015 roku zadłużenie PGNiG S.A. z tytułu emisji powyższych obligacji wyniosło 310 mln zł, a GEOFIZYKI Kraków S.A. – 40 mln zł.

2.3. Umowy kredytów i pożyczek

Umowy kredytów zawarte w 2015 roku

W 2015 roku PGNiG S.A. zawarła umowy kredytów w rachunku bieżącym na kwotę 100 mln zł. Na dzień 31 grudnia 2015 roku Spółka nie wykazuje zadłużenia z tytułu tych kredytów. Szczegółowe informacje o umowach kredytów zawartych przez Spółkę w 2015 roku zostały przedstawione w poniższej tabeli.

Umowy kredytów zawartych przez PGNiG S.A.

Bank	Wartość zaciągniętego kredytu w mln zł	Wysokość oprocentowania	Rodzaj	Termin wymagalności
Bank Handlowy w Warszawie SA	40,0	WIBOR 1M+0,30%	obrotowy	30.12.2016
Societe Generale S.A. Oddział w Polsce	40,0	WIBOR 1M+0,30%	obrotowy	31.08.2016
mBank S.A.	20,0	WIBOR ON+0,30%	obrotowy	01.09.2016

Umowy kredytów wypowiedziane w 2015 roku

W 2015 roku PGNiG S.A. nie wypowiedziała umów kredytowych.

Umowy pożyczek zawarte w 2015 roku

W 2015 roku PGNiG S.A. udzieliła i odnowiła umowy pożyczek jedynie spółkom powiązanim na łączną kwotę 4.100 mln NOK, 10 mln EUR i 428,5 mln zł. PGNiG S.A. udzieliła pożyczek na finansowanie działalności inwestycyjnej na Norweskim Szelfie Kontynentalnym i na bieżącą działalność operacyjną, w tym głównie na rozliczenia związane z zakupem gazu oraz na spłatę zobowiązań. Szczegółowe dane na temat udzielonych przez PGNiG S.A. pożyczek zaprezentowane zostały w poniższej tabeli.

Pożyczki udzielone przez PGNiG S.A.

Spółka	Wartość udzielonej pożyczki w mln	Waluta	Wysokość oprocentowania	Rodzaj	Termin wymagalności
PGNiG Upstream International AS	4 100,0	NOK	NIBOR 3M+2,25%	obrotowa/ inwestycyjna	31.12.2026*
PGNiG Obrót Detaliczny Sp. z o.o.	400,0	PLN	WIBOR 1M+1,80%	obrotowa	24.02.2016
PGNiG Supply & Trading GmbH	10,0	EUR	EURIBOR 3M+2,00%	obrotowa	31.12.2017**
Elektrociepłownia Stalowa Wola S.A.	13,5	PLN	WIBOR 3M+2,50%	obrotowa	31.12.2027
GEOFIZYKA Kraków S.A.	10,0	PLN	WIBOR 1M+1,70%	obrotowa	26.07.2016
Elektrociepłownia Stalowa Wola S.A.	2,6	PLN	WIBOR 6M+2,50%	obrotowa	30.11.2016
Elektrociepłownia Stalowa Wola S.A.	2,4	PLN	WIBOR 3M+2,50%	obrotowa	31.12.2027

*W 2015 roku PGNiG S.A. zawarła aneks nr 5 do umowy pożyczki nr 3 z dnia 27.08.2010 roku. Na podstawie aneksu zredukowana została kwota pożyczki z 5,05 mld NOK do kwoty 4,10 mld NOK oraz przesunięty został termin spłaty pożyczki z 20.12.2021 roku do 31.12.2026 roku. Pozostałe warunki pożyczki nie uległy zmianie.

**W 2015 roku PGNiG S.A. zawarła aneks nr 1 do umowy pożyczki nr 1 z 27.04.2012 roku. Na podstawie aneksu wydłużony został termin spłaty pożyczki z 31.12.2016 roku do 31.12.2017 roku. Pozostałe warunki pożyczki nie uległy zmianie.

W 2015 roku PGNiG S.A. nie zaciągała pożyczek ani nie wypowiedziała umów pożyczek.

2.4. Gwarancje i poręczenia

PGNiG S.A. w 2015 roku udzieliła gwarancji i poręczeń w wysokości 195 mln zł, ujawnionych w jednostkowym sprawozdaniu finansowym. Złożyły się na nie:

- poręczenie kredytu zawartego przez PGNiG Technologie S.A. w wysokości 30 mln zł
- gwarancje wykonania umowy stanowiącej zabezpieczenie dostaw gazu przez PGNiG Supply & Trading GmbH w łącznej wysokości 165 mln zł.

W 2015 roku PGNiG S.A. nie otrzymała gwarancji i poręczeń podlegających ujawnieniu w sprawozdaniu finansowym.

3. Przewidywana sytuacja finansowa

Do głównych czynników wpływających na sytuację finansową w 2016 roku PGNiG S.A. zalicza dużą zmienność globalnych cen węglowodorów oraz kursów walut, które zwiększają niepewność co do przychodów ze sprzedaży, przyszłej wartości księgowej majątku wydobywczego, jak i kosztu pozyskania gazu z kontraktów długoterminowych z OOO „Gazprom eksport” i Qatar Liquefied Gas Company Limited (3).

Notowania cen ropy naftowej, produktów ropopochodnych oraz gazu odgrywają zasadniczą rolę w kształtowaniu się pozycji finansowej PGNiG S.A. Na koniec 2015 roku ceny ropy Brent utrzymywały się na poziomie poniżej 40 USD za baryłkę. W roku 2016 oczekuje się utrzymania nadpodaży ropy naftowej, co przełoży się na utrzymanie cen tego surowca na niskim poziomie. Długoterminowa perspektywa rosnącego popytu na ropę naftową przy o połowę mniejszym przyroście podaży pozwala oczekiwać, że popyt przewyższy podaż dopiero w 2017 roku, co z kolei przełoży się na ponowny wzrost cen tego surowca. W efekcie końcowym w 2016 roku możliwe jest utrzymanie marży ze sprzedaży ropy na poziomie z 2015 roku, natomiast w latach kolejnych Spółka prognozuje wzrost tej marży. W 2016 roku oczekuje się również utrzymania obniżonych cen zakupu gazu przez PGNiG S.A. Ze względu na 9-miesięczną formułę kontraktu z OOO „Gazprom eksport”, wrażliwość kosztu pozyskania paliwa gazowego na zmienność cen węglowodorów zostanie odłożona w czasie.

Na wyniki finansowe PGNiG S.A. istotny wpływ ma również sytuacja na rynkach walutowych. Ze względu na to, że wynik PGNiG S.A. jest silnie skorelowany z kursem złotego do USD Spółka będzie prowadziła politykę zabezpieczeń, dzięki której wpływ tego czynnika na koszt pozyskania gazu z importu będzie optymalizowany.

Pogłębiająca się liberalizacja rynku gazu w Polsce i związana z nią m.in. dywersyfikacja dostaw u największych klientów PGNiG S.A. może przyczynić się do konieczności eksportu nadwyżek gazu po cenach niepokrywających faktycznego kosztu jego pozyskania w kontraktach długoterminowych. W odpowiedzi na to zagrożenie w 2015 roku PGNiG S.A. uruchomiła programy rabatowe skierowane do swoich strategicznych odbiorców. Były one wyrazem aktywnej odpowiedzi na oczekiwania klientów i reakcji na uwarunkowania rynkowe wynikające z liberalizacji rynku. Równolegle w PGNiG S.A. zostało uruchomionych szereg projektów poprawiających efektywność Spółki przy jednoczesnej redukcji kosztów jej funkcjonowania. Działania spółki skierowane na rynek oraz do wewnątrz organizacji powinny wpłynąć pozytywnie na wyniki PGNiG S.A. w przyszłości.

Kolejnym czynnikiem wpływającym na wyniki finansowe PGNiG S.A. jest wysokość stawek i opłat przewidzianych w taryfach dla paliw gazowych, giełdowe ceny sprzedaży gazu i wprowadzone przez Spółkę programy rabatowe dla klientów. W roku 2015 wystąpiły trzy obniżki taryfy, które niekorzystnie wpłynęły na wynik segmentu obrót i magazynowanie. Ponadto od 1 stycznia 2016 weszła w życie kolejna obniżka taryfy (zatwierdzona przez Prezesa URE 16 grudnia 2015 roku). Walka cenowa o klienta w postaci dodatkowych rabatów prowadzić będzie do redukcji marż, co może doprowadzić nawet do powstania okresowych strat na sprzedaży tego paliwa.

Jednocześnie od 2016 roku niekorzystnie na wynik spółki wpłynie podwyżka stawek opłat eksploatacyjnych w stosunku do roku 2015 – o 33% dla ropy naftowej oraz niemal czterokrotny wzrost dla gazu wysokometanowego.

W kolejnych latach prognozuje się utrzymanie na stałym poziomie wydobycia gazu ziemnego oraz ropy naftowej. Eksploatacja tych złóż będzie korzystnie wpływać na wyniki finansowe PGNiG S.A.

W 2016 roku Spółka zamierza utrzymać wysoki poziom nakładów finansowych na działalność inwestycyjną. Największe środki przeznaczone zostaną na inwestycje kapitałowe oraz poszukiwanie i wydobywanie węglowodorów. Niemal 1 mld zł PGNiG S.A. przeznaczy na wiercenia poszukiwawcze, rozpoznawcze i eksploatacyjne, a ponad 0,3 mld zł na zagospodarowanie odwiertów oraz rozbudowę i modernizację kopalni.

Członkowie Zarządu

Prezes Zarządu	Piotr Woźniak
Wiceprezes Zarządu	Janusz Kowalski
Wiceprezes Zarządu	Łukasz Kroplewski
Wiceprezes Zarządu	Bogusław Marzec
Wiceprezes Zarządu	Maciej Woźniak
Wiceprezes Zarządu	Waldemar Wójcik