

SPRAWOZDANIE ZARZĄDU Z DZIAŁALNOŚCI
GRUPY KAPITAŁOWEJ PGNiG ZA 2015 ROK



Warszawa, 19 lutego 2016

Spis rozdziałów:

Spis rozdziałów:	2
Rozdział I: Grupa Kapitałowa PGNiG.....	5
1. Organizacja Grupy Kapitałowej.....	5
2. Pozostałe powiązania kapitałowe.....	10
3. Zatrudnienie	11
Rozdział II: Organy jednostki dominującej	12
1. Zarząd.....	12
2. Rada Nadzorcza	14
Rozdział III: Akcjonariat.....	17
1. Struktura akcjonariatu	17
2. Kurs akcji	19
Rozdział IV: Kierunki rozwoju GK PGNiG	22
Rozdział V: Działalność operacyjna GK PGNiG	25
1. Dane operacyjne.....	25
2. Wydarzenia 2015 roku	27
Rozdział VI: Otoczenie regulacyjne	29
1. Prawo energetyczne	29
1.1. Koncesje	29
1.2. Zmiany w taryfach na paliwo gazowe	30
2. Ustawa o zapasach ropy naftowej, produktów naftowych i gazu ziemnego	32
3. Prawo geologiczne i górnicze	32
4. Ustawa o specjalnym podatku węglowodorowym.....	33
5. Ryzyka regulacyjne.....	34
Rozdział VII: Poszukiwanie i wydobywanie	37
1. Poszukiwanie.....	37
2. Współpraca z innymi podmiotami	38
2.1. Współpraca w Polsce.....	38

2.2. Współpraca za granicą.....	39
3. Wydobycie	41
4. Sprzedaż podstawowych produktów.....	43
5. Działalność usługowa	44
6. Planowane działania	45
7. Ryzyka poszukiwania i wydobycia.....	47
Rozdział VIII: Obrót i magazynowanie	50
1. Zakupy gazu ziemnego	50
2. Sprzedaż gazu ziemnego.....	52
3. Energia elektryczna.....	55
4. Magazynowanie	56
5. Planowane działania	58
6. Ryzyka obrotu i magazynowania.....	58
Rozdział IX: Dystrybucja.....	61
1. Prace segmentu	61
1.1. Projekty z dofinansowaniem unijnym	61
1.2. Pozostałe projekty	63
2. Planowane działania	65
3. Ryzyka w obszarze dystrybucji	66
Rozdział X: Wytwarzanie	69
1. Prace segmentu	69
2. Planowane działania	71
3. Ryzyka wytwarzania.....	72
Rozdział XI: Pozostała działalność.....	73
1. Prace segmentu	73
2. Planowane działania	74
3. Ryzyka pozostałej działalności	74
Rozdział XII: Inwestycje.....	76
Rozdział XIII: Ochrona środowiska.....	79
Rozdział XIV: Pozostałe informacje.....	82

Rozdział XV: Sytuacja finansowa.....	85
1. Wyniki finansowe w 2015 roku	85
1.1. Podstawowe wielkości ekonomiczno-finansowe.....	85
1.2. Omówienie sytuacji finansowej.....	89
2. Zarządzanie finansowe.....	95
2.1. Zasady zarządzania ryzykiem finansowym	95
2.2. Programy emisji obligacji.....	100
2.3. Umowy kredytów i pożyczek	101
2.4. Gwarancje i poręczenia.....	103
3. Przewidywana sytuacja finansowa.....	103

Załącznik:

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

Rozdział I: Grupa Kapitałowa PGNiG

Grupa Kapitałowa PGNiG prowadzi działalność w sektorze energetycznym w Polsce i poza granicami kraju. Jednostką dominującą Grupy Kapitałowej PGNiG jest Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo S.A.

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. 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. 14 listopada 2001 roku została wpisana do rejestru przedsiębiorców Krajowego Rejestru Sądowego pod numerem 0000059492.

24 maja 2005 roku decyzją Komisji Papierów Wartościowych i Giełd akcje PGNiG S.A. zostały dopuszczone do obrotu publicznego. 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. Kapitał zakładowy PGNiG S.A. wynosi obecnie 5,9 mld zł i dzieli się na 5.900.000.000 akcji o wartości nominalnej 1 zł każda.

Grupa Kapitałowa PGNiG zajmuje dominującą pozycję w większości obszarów sektora gazowego w kraju, tj. w obszarze poszukiwania złóż, wydobycia ropy naftowej i gazu ziemnego, magazynowania paliw gazowych, obrotu gazem ziemnym, a także jego dystrybucji. Wydobycie gazu ziemnego i ropy naftowej jest realizowane przede wszystkim w Polsce oraz na Norweskim Szelfie Kontynentalnym i zapewnia Grupie konkurencyjną pozycję na zliberalizowanym rynku gazu. W ramach obrotu i magazynowania Grupa prowadzi sprzedaż gazu ziemnego importowanego i wydobywanego ze złóż krajowych, zapewnia również odbiorcom dostawy w okresach zwiększonego zapotrzebowania na gaz. Obszar dystrybucji zajmuje się dostarczaniem gazu odbiorcom, siecią dystrybucyjną oraz modernizacją i rozbudową infrastruktury gazowej. W 2012 GK PGNiG roku rozszerzyła działalność o wytwarzanie i sprzedaż ciepła oraz energii elektrycznej.

1. Organizacja Grupy Kapitałowej

Według stanu na dzień 31 grudnia 2015 roku w skład Grupy Kapitałowej PGNiG wchodziły PGNiG S.A. jako podmiot dominujący oraz 30 spółek o profilu produkcyjnym, handlowym i usługowym, w tym:

- 19 bezpośrednio zależnych od PGNiG S.A.
- 11 pośrednio zależnych od PGNiG S.A.

Wykaz spółek GK PGNiG według stanu na dzień 31 grudnia 2015 roku został przedstawiony w poniższym zestawieniu.

Wykaz spółek GK PGNiG

	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⁾
Spółki zależne - III stopnia					
30	XOOL GmbH (EUR) ¹⁾	500 000	500 000	-	100%

¹⁾ wartości podane w walutach obcych²⁾ 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 spółki⁴⁾ wyjaśnienie znajduje się w tekście poniżej; udział pośredni przez spółkę Polska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o.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 struktury Grupy Kapitałowej PGNiG:

- 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 XOOOL 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 XOOOL 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 skutek 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.

Na dzień 31 grudnia 2015 roku konsolidowane były spółki: PGNiG S.A. jako podmiot dominujący oraz 21 spółek zależnych, w tym 3 grupy kapitałowe. Wykaz jednostek konsolidowanych Grupy Kapitałowej PGNiG w podziale na segmenty działalności według stanu na dzień 31 grudnia 2015 roku został przedstawiony w poniższym zestawieniu.

Wykaz spółek GK PGNiG podlegających konsolidacji

Podmiot dominujący		
Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo S.A.		
Segment	Spółki zależne	% kapitału PGNiG S.A.
Poszukiwanie i wydobywanie	Exalo Drilling S.A.	100%
	Oil Tech International F.Z.E.	100%
	Poltava Services LLC	99%
	GEOFIZYKA Kraków S.A.	100%
	GEOFIZYKA Toruń S.A.	100%
	PGNiG Upstream International AS	100%
Obrót i magazynowanie	Polish Oil and Gas Company - Libya B.V.	100%
	PGNiG Obrót Detaliczny Sp. z o.o.	100%
	PGNiG Supply & Trading GmbH	100%
	PST Europe Sales GmbH	100%
	XOOL GmbH	100%
Dystrybucja	Operator Systemu Magazynowania Sp. z o.o.	100%
	PGNiG Finance AB	100%
Wytwarzanie	Polska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o.	100%
	Powisle Park Sp. z o.o.	100%
	GAZ Sp. z o.o.	100%
Pozostała działalność	PGNiG TERMIKA SA	100%
	Geovita S.A.	100%
	PGNiG Technologie S.A.	100%
	PGNiG Serwis Sp. z o.o.	100%
	B.S. i P.G. „Gazoprojekt” S.A. *	75%

* PGNiG S.A. ma prawo do powoływania większości członków Rady Nadzorczej spółki.

Bezpośredni udział PGNiG S.A. w kapitale zakładowym B.S i P.G „Gazoprojekt” S.A. wynosi 22,50% .

PGNiG S.A. posiada także 52,50% akcji w spółce w sposób pośredni przez PGNiG Technologie S.A.

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.

2. Pozostałe powiązania kapitałowe

Wykaz pozostałych spółek powiązanych z GK PGNiG według stanu na dzień 31 grudnia 2015 roku został przedstawiony w poniższym zestawieniu.

Wykaz pozostałych spółek powiązanych GK PGNiG

	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 llc 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 Grupy PGNiG wynosi 52%

W 2015 roku nastąpiły poniższe zmiany w pozostałych powiązaniach kapitałowych GK PGNiG:

- 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 wspólników, 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 GK PGNiG poza grupą jednostek powiązanych na koniec 2015 roku wyniosła 35,4 mln zł. W 2015 roku GK PGNiG nie dokonywała istotnych inwestycji kapitałowych poza grupą jednostek powiązanych.

3. 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	8 903	10 221
Obrót i magazynowanie	3 462	3 929
Dystrybucja	10 678	12 173
Wytwarzanie	1 071	1 068
Pozostała działalność	1 305	1 605
Razem	25 419	28 996

Zatrudnienie w Grupie Kapitałowej PGNiG w stosunku do stanu z dnia 31 grudnia 2014 roku zmniejszyło się o 3.577 osoby (12%). Spadek zatrudnienia nastąpił w rezultacie realizacji założeń strategii GK PGNiG na lata 2014-2022 zmierzającej m.in. do poprawy efektywności kosztowej i organizacyjnej Grupy.

Największy spadek poziomu zatrudnienia nastąpił w segmencie dystrybucja, gdzie umowę o pracę rozwiązano z 1.495 osobami (12%). Tak znaczna redukcja zatrudnienia jest efektem synergii, uzyskanej w wyniku przeprowadzonej w 2013 roku konsolidacji sześciu spółek gazownictwa w jedną spółkę. Większość zwolnionych pracowników segmentu dystrybucja skorzystała z wdrożonego przez spółkę programu dobrowolnych odejść. W segmentach poszukiwanie i wydobywanie oraz pozostała działalność zatrudnienie zmniejszyło się odpowiednio o 1.318 osób (13%) i 300 osób (19%). Redukcja zatrudnienia w tych segmentach została przeprowadzona w celu osiągnięcia wyższej efektywności kosztowej i organizacyjnej spółek segmentów. W 2015 roku stan zatrudnienia w segmencie obrót i magazynowanie zmniejszył się o 467 osoby (12%). Większość odchodzących pracowników tego segmentu rozwiązała umowę o pracę w oparciu o program dobrowolnych odejść.

Rozdział II: Organy jednostki dominującej

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 Wydobycia
- 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 Wydobycia 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 wiceprezesa Opola 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 Skrzypkiewicz 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 Rady Nadzorczej 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 Skonsolidowanym sprawozdaniu finansowym za rok zakończony 31 grudnia 2015 roku (nota 36.5).

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 Gieldzie 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.

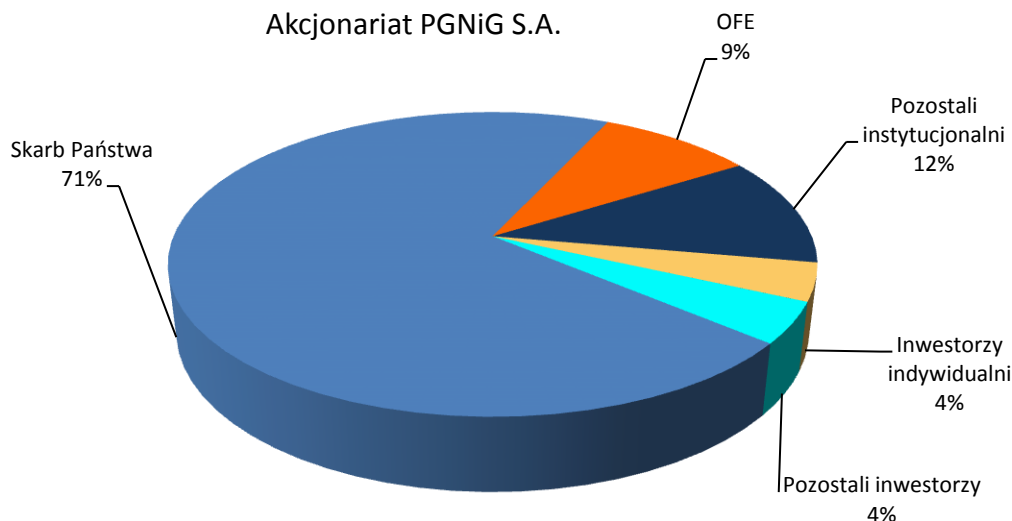
Na dzień 31 grudnia 2015 roku kapitał zakładowy PGNiG S.A. wynosił 5.900.000.000 zł i składało się na niego 5.900.000.000 akcji o wartości nominalnej 1 zł każda. Jedynym akcjonariuszem posiadającym znaczny pakiet akcji PGNiG S.A. w sposób bezpośredni był Skarb Państwa. Akcje wszystkich serii, tj. A, 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 akcyonariacie 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 Żłota Jesień. Fundusze emerytalne to zazwyczaj inwestorzy długoterminowi o niewielkiej fluktuacji portfela akcji, zwłaszcza dużych spółek dywidendowych, jaką jest PGNiG S.A. Ich udział stabilizuje akcyonariat 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.

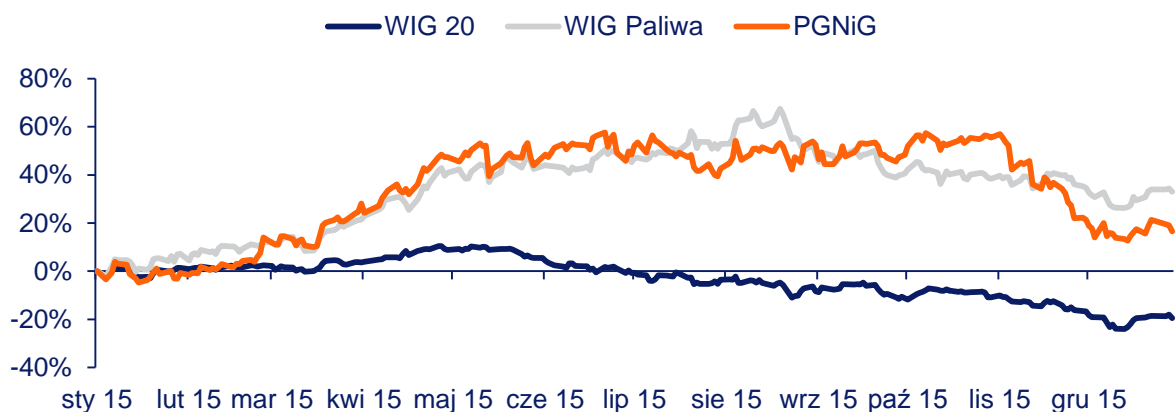
2. Kurs akcji

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: gpwinforesta.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 roku

²⁾ 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: Kierunki rozwoju GK PGNiG

29 grudnia 2014 roku Rada Nadzorcza PGNiG S.A. przyjęła Strategię GK PGNiG na lata 2014-2022. Strategia obejmuje 4 obszary biznesowe i 10 inicjatyw strategicznych, których pełne wdrożenie umożliwi wypracowanie w perspektywie 2022 roku wyniku EBITDA w wysokości ok. 7 mld zł, utrzymanie zadłużenia netto do wyniku EBITDA na poziomie poniżej 2 i wypłaty dywidendy w wysokości 50% skonsolidowanego zysku netto (przy czym Zarząd PGNiG S.A. rekomendując wypłatę dywidendy każdorazowo będzie brał pod uwagę bieżącą sytuację finansową i plany inwestycyjne GK PGNiG). W trakcie realizacji strategii nakłady inwestycyjne na rozwój organiczny i przejścia planowane są na poziomie 40-50 mld zł. Ważnym czynnikiem realizacji strategii jest przewidywany wzrost wydobycia węglowodorów do ok. 50-55 mln boe w 2022 roku, przy utrzymaniu wydobycia w Polsce na obecnym poziomie tj. ok 33 mln boe rocznie.

Obszarami biznesowymi ujętymi w Strategii GK PGNiG na lata 2014-2022 są:

- utrzymanie wartości w obrocie (detalicznym i hurtowym)
- maksymalizacja przepływów z obszaru infrastruktury i wytwarzania
- wzmocnienie i transformacja obszaru poszukiwanie i wydobycie
- zbudowanie fundamentów wzrostu w całym łańcuchu wartości.

W obszarze utrzymanie wartości w obrocie (detalicznym i hurtowym) Grupa Kapitałowa PGNiG będzie dążyć do pozostania liderem sprzedaży na rynku gazu ziemnego i preferowanym dostawcą dla wszystkich segmentów klientów. Powyższe cele Grupa zamierza osiągnąć m.in. przez opracowanie i wdrożenie mechanizmów podnoszących jakość obsługi klientów i zachęcających ich do dalszej współpracy. Ponadto GK PGNiG zakłada utrzymanie wysokiego poziomu stabilności dostaw gazu do klientów końcowych oraz uatrakcyjnienie oferty produktowej m.in. przez produkty *dual fuel*. Priorytetem tego obszaru jest przygotowanie i uruchomienie mechanizmów zminimalizowania ryzyka związanego z kontraktami długoterminowymi na import gazu ziemnego. GK PGNiG będzie również dążyć do uelastycznienia portfela gazu ziemnego i dostosowania go do zmieniających się warunków rynkowych w zakresie cen oraz warunków dostaw, przy jednoczesnym zapewnieniu zdolności do utrzymania poziomu bezpieczeństwa energetycznego.

Posiadane przez Grupę Kapitałową PGNiG aktywa w obszarze infrastruktury sieciowej, magazynowania gazu oraz wytwarzania energii elektrycznej i ciepła są źródłem przewidywalnych, stabilnych przychodów i przynoszą atrakcyjne stopy zwrotu w relacji do ponoszonego ryzyka. W kolejnych latach aktywa te będą ważnym czynnikiem stabilizującym wyniki GK PGNiG i zwiększającym możliwości finansowania nowych projektów. W warunkach intensywnej konkurencji szczególnego znaczenia nabiera proces maksymalizacji przepływów generowanych przez ten obszar i przeznaczanie wolnych środków na inwestycje rozwojowe, które w pełni wykorzystają możliwości Grupy i potencjalne synergije wygenerowane w nowych obszarach wzrostu. Jednym z kierunków rozwoju jest inwestowanie w nowe rentowne projekty infrastruktury sieciowej – sieci ciepłownicze.

Segment poszukiwanie i wydobycie nadal odgrywać będzie znaczącą rolę w rozwoju Grupy Kapitałowej PGNiG. Głównym celem GK PGNiG jest utrzymanie stabilnego wydobycia gazu ziemnego i ropy naftowej w kraju. Ponadto w celu zapewnienia istotnego wzrostu wartości dla akcjonariuszy Grupa planuje aktywnie inwestować w zagraniczne aktywa poszukiwawczo-wydobywcze. GK PGNiG będzie kontynuowała prace poszukiwawczo-rozpoznawcze złóż typu *shale gas* w Polsce na swoich najbardziej perspektywicznych koncesjach. Celem tych prac jest potwierdzenie wydobywanych zasobów węglowodorów ze źródeł niekonwencjonalnych oraz uzyskanie ekonomicznie opłacalnego ich wydobycia w możliwie najkrótszym czasie.

Podstawą gwarantującą wzrost w całym łańcuchu wartości Grupy Kapitałowej PGNiG będą działania zwiększające efektywność kosztową i organizacyjną. Do działań tych należą m.in. racjonalizacja

kosztów, rozwój nowych obszarów działalności i koncentracja na podstawowej działalności Grupy. Realizacja powyższych działań pozwoli na zwiększenie możliwości finansowania nowych inwestycji oraz poprawi pozycję konkurencyjną GK PGNiG.

Realizacja w 2015 roku Strategii GK PGNiG na lata 2014-2022

Planowane do wykonania w 2015 roku kluczowe zadania wspierające realizację strategii zostały wykonane. Realizację zadań umożliwiły precyzyjnie opracowane i skutecznie monitorowane inicjatywy strategiczne. Ważnym czynnikiem mającym wpływ na wykonanie zadań było osiągnięcie zakładanych oszczędności kosztowych przez wzrost sprawności organizacyjnej oraz procesowej całej Grupy Kapitałowej PGNiG. 30 grudnia 2015 roku, na zamknięciu ostatniej sesji w 2015 roku, kurs akcji PGNiG S.A. wyniósł 5,14 zł i pomimo niekorzystnej sytuacji rynkowej był wyższy o ponad 15% w stosunku do ostatniego dnia notowań w 2014 roku. W 2015 roku, zgodnie z wytycznymi strategii, ZWZ PGNiG S.A. podjęło decyzję o wypłacie dywidendy. Jej wysokość wyniosła 1,18 mld zł, czyli 0,20 zł/akcję, co stanowiło 62% zysku netto spółki PGNiG S.A. i 42% skonsolidowanego zysku netto Grupy PGNiG za rok 2014. Nigdy wcześniej Spółka nie wypłaciła tak wysokiej dywidendy mając w szczególności na uwadze bieżącą sytuację finansową Grupy PGNiG i jej plany inwestycyjne.

Wyniki uzyskane w 2015 roku w obszarze utrzymania wartości w obrocie potwierdziły, że strategia oferowania szerokiego wachlarza dedykowanych ofert rabatowych zwłaszcza w segmencie klientów biznesowych była uzasadniona. Pod koniec roku 2015 cena taryfowa w zasadzie była ceną maksymalną, ponieważ klienci skorzystali z licznych ofert rabatowych. W obszarze obrotu hurtowego osiągnięto wyższe efekty niż zakładała strategia. Wynegocjowano z Qatar Liquefied Gas Company Limited (3) zmiany do umowy ograniczające ryzyko ponoszenia przez PGNiG S.A. kosztów dostaw nieodebranego gazu z powodu opóźnienia terminu przekazania do eksploatacji terminalu LNG w Świnoujściu. W efekcie tych działań skutecznie zniwelowano ryzyko ponoszenia przez PGNiG S.A. opłat z tytułu *take or pay* w roku 2015. Ponadto PGNiG S.A. prowadziła rozmowy z OOO „Gazprom eksport” w formule okna negocjacyjnego określonego w umowie. Dodatkowo, w maju 2015 roku, PGNiG S.A. skierowała do PAO Gazprom i OOO „Gazprom eksport” wezwanie na arbitraż przed Trybunałem Arbitrażowym w Sztokholmie, co nie wykluczyło możliwości prowadzenia dalszych rozmów z firmą OOO „Gazprom eksport” na poziomie handlowym.

Zgodnie z przewidywaniami, w 2015 roku w obszarze infrastruktury sieciowej oraz magazynowej osiągnięty został wzrost. Wolumen przesyłanego gazu rósł szybciej niż zakładano, m.in. ze względu na szybszy wzrost liczby przyłączy i odbiorców, przy równoczesnym utrzymaniu średniej stawki dystrybucyjnej na poziomie założonym w strategii. W ramach przeprowadzonych w Polsce działań akwizycyjnych sieci ciepłowniczych sporządzono szczegółową analizę rynku i dokonano oceny potencjału akwizycyjnego w tym zakresie.

W obszarze wytwarzania uzyskano prawomocną decyzję pozwolenia na budowę bloku gazowo-parowego w EC Żerań (450 MWe). Realizacja projektu przyczyni się do modernizacji warszawskiej elektrociepłowni Żerań (poprawy bezpieczeństwa zasilania energetycznego aglomeracji warszawskiej oraz odczuwalnej poprawy jakości powietrza). Planowany termin oddania bloku do eksploatacji to 2018 rok. Parametry techniczne bloku będą spełniały obowiązującego od 2016 roku wymogi Dyrektywy 2010/75/UE Parlamentu Europejskiego i Rady w sprawie emisji przemysłowych (*IED*) oraz wymagań najlepszych dostępnych technik (*Best Available Techniques – BAT*). Ponadto, sfinalizowano prace dotyczące inwestycji przebudowy kotła K1 w EC Siekierki. Zakończenie pierwszego etapu rozruchu kotła pozwoliło na rozpoczęcie ostatniego etapu, czyli połączenia kotła z kolektorem parowym i uruchomienie produkcji energii z biomasy, które zaplanowane jest na I kwartał 2016 roku.

W 2015 roku w obszarze poszukiwania i wydobycia GK PGNiG podjęła szereg działań zmierzających do zapewnienia wzrostu udokumentowanych zasobów złóż gazu, zarówno w zakresie złóż konwencjonalnych, jak i niekonwencjonalnych. Cel tych działań jest związany z planami utrzymania wydobycia w Polsce w kolejnych latach oraz utrzymania wiodącej pozycji w tym obszarze. Z nowo

odkrytych złóż uzyskano w 2015 roku przyrost zasobów wydobywalnych w ilości około 27 mln boe. Przyrost zasobów był największy od blisko 10 lat. Jest to efekt opracowania dokumentacji geologiczno-inwestycyjnych złóż, które w 2016 roku zostaną zatwierdzone przez Ministra Środowiska. Równocześnie osiągnięty został cel założony w strategii odnośnie utrzymania poziomu wydobycia węglowodorów w kraju. W zakresie prowadzonych działań akwizycyjnych w obszarze poszukiwania i wydobycie zostały przeanalizowane liczne oferty z różnych regionów świata. Zostały wytypowane najciekawsze aktywa w USA i Kanadzie oraz została stworzona tzw. krótka lista podmiotów. Spółka zainteresowana jest głównie złożami, które są w zaawansowanej fazie (zagospodarowania lub eksploatacji) czy też spółkami posiadającymi udziały w takich złożach.

Rozdział V: Działalność operacyjna GK PGNiG

1. Dane operacyjne

Wyniki finansowe GK PGNiG w latach 2011-2015

	Jednostka	2015	2014	2013	2012	2011
Przychody ze sprzedaży	mln zł	36 464	34 304	32 044	28 730	23 004
Koszty działalności operacyjnej, w tym:	mln zł	-33 174	-30 461	-28 895	-26 190	-21 132
amortyzacja	mln zł	-2 790	-2 502	-2 463	-2 069	-1 574
EBIT (zysk operacyjny)	mln zł	3 290	3 843	3 149	2 540	1 872
EBITDA (zysk operacyjny + amortyzacja)	mln zł	6 080	6 345	5 612	4 609	3 446
Zysk (strata) netto	mln zł	2 136	2 822	1 920	2 240	1 755
Liczba akcji	mln szt.	5 900	5 900	5 900	5 900	5 900
Wskaźnik zysku na 1 akcję (zysk netto/liczba akcji)	zł	0,36	0,48	0,33	0,38	0,3
Zadeklarowana lub wypłacona dywidenda na jedną akcję (wartość wypłaconej dywidendy/liczba akcji)	zł	0,2	0,15	0,13	-	0,12

* średnia cena akcji w danym roku

W 2015 roku GK PGNiG osiągnęła przychody ze sprzedaży w wysokości 36 mld zł, z czego 83% stanowiła sprzedaż gazu ziemnego.

Przychody ze sprzedaży w mln zł

	2015	2014	2013	2012	2011
Gaz ziemny, w tym:	29 966	27 128	24 970	23 698	20 269
- gaz ziemny wysokometanowy	28 541	25 726	23 540	22 309	19 052
- gaz ziemny zaazotowany	1 425	1 402	1 430	1 389	1 217
Ropa naftowa	1 945	2 654	2 757	1 263	1 100
Hel	75	120	183	161	58
Energia elektryczna	1 570	1 695	1 360	842	11
Ciepło	1 127	1 079	1 069	978	0
Usługi geofizyczno-geologiczne	115	281	239	339	448
Usługi wiertnicze i serwisowe	267	480	594	610	578
Usługi budowlano-montażowe	129	135	243	123	132
Usługi dystrybucji	363	67			
Opłata przyłączeniowa	120	112	110	106	97
Pozostała sprzedaż	787	553	519	610	311
Razem	36 464	34 304	32 044	28 730	23 004

W 2015 roku GK PGNiG sprzedała 23 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	2011
Obrót i magazynowanie	22 236	17 808	15 465	14 189	13 595
Poszukiwanie i wydobywanie	765	801	749	723	682
Razem	23 001	18 609	16 214	14 912	14 277

GK PGNiG wydobyła łącznie 4,6 mld m³ gazu ziemnego (w przeliczeniu na gaz ziemny wysokometanowy), z czego 87% stanowiło wydobywanie ze złóż krajowych, a pozostała część ze złóż na Norweskim Szelfie Kontynentalnym i w Pakistanie.

Wydobywanie gazu ziemnego w mln m³

	2015	2014	2013	2012	2011
Kraj	4 005	4 027	4 211	4 317	4 329
Zagranica	624	477	371	0	0
Razem	4 629	4 504	4 582	4 317	4 329

W 2015 roku 100% wyprodukowanej przez segment wytwarzanie energii elektrycznej stanowiła produkcja energii elektrycznej w skojarzeniu z produkcją ciepła.

Wolumeny produkcji energii elektrycznej i ciepłej

	Jednostka	2015	2014	2013	2012	2011
Energia elektryczna	GWh	4 090	4 173	4 436	4 390	
Energia cieplna	TJ	36 545	36 923	40 540	40 568	

2. Wydarzenia 2015 roku

<p>Marzec</p>	<p>PGNiG S.A. zakończyła realizację zadania inwestycyjnego pn.: „Budowa części napowierzchniowej Podziemnego Magazynu Gazu Wierzchowice etap 3,5 mld nm³, podetap 1,2 mld nm³”. Zwiększona pojemność czynna magazynu została udostępniona w 2014 roku, po zakończeniu budowy i odbiorze prac w zakresie instalacji magazynowej.</p> <p>PGNiG S.A. dokonała odkrycia niekonwencjonalnego złoża gazu ziemnego typu <i>tight gas</i> na koncesji Kirthar w Pakistanie.</p>
<p>Kwiecień</p>	<p>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 została obniżona średnio o 7,1%, natomiast gazu zaazotowanego o 3,2%.</p> <p>PGNiG Obrót Detaliczny Sp. z o.o. wprowadziła program rabatowy „Elastyczna cena”. W następnych miesiącach spółka uruchomiła szereg kolejnych programów promocyjnych dla największych odbiorców. Wprowadzenie rabatów pozwoliło spółce zatrzymać odejście do konkurencji największych klientów.</p>
<p>Maj</p>	<p>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.</p> <p>Nastąpiło zwiększenie pojemności czynnych podziemnych magazynów gazu: PMG Husów – do 500 mln m³ i KPMG Kosakowo – do 112,4 mln m³.</p> <p>PGNiG S.A. uruchomiła dla klientów strategicznych program rabatowy „Uwolnienie cen”. Program spotkał się z dużym zainteresowaniem i przyczynił się do utrzymania klientów.</p>
<p>Lipiec</p>	<p>Pojemność czynna KPMG Mogilno została zwiększona do 468,2 mln m³.</p> <p>Operator Systemu Magazynowania Sp. z o.o. rozpoczęła świadczenie usług magazynowania w oparciu o nowe zdolności magazynowe w PMG Husów, KPMG Kosakowo i KPMG Mogilno.</p> <p>Prezes URE zatwierdził „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%.</p>

<p>Sierpień</p>	<p>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. Przedmiotem współpracy jest poszukiwanie, rozpoznawanie i eksploatacja złóż ropy naftowej oraz gazu ziemnego.</p> <p>Prezes URE zatwierdził zmianę „Taryfy PGNiG Obrót Detaliczny Sp. z o.o. w zakresie obrotu paliwami gazowymi nr 1”. Średnia cena paliwa gazowego została obniżona o 6,5% dla gazu wysokometanowego, 2,5% dla gazu zaazotowanego (Lw) i 0,8% dla odbiorców grupy Z-7B gazu zaazotowanego (Ls). Zmiana taryfy weszła w życie 1 września 2015 roku i obowiązywała do 31 grudnia 2015 roku.</p>
<p>Październik</p>	<p>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 i eliminuje ryzyko zapłaty przez PGNiG S.A. kary za nieodebrane ilości gazu LNG zgodnie z klauzulą kontraktową <i>take or pay</i>.</p>
<p>Listopad</p>	<p>PGNiG S.A. otworzyła kopalnię gazu ziemnego w Pakistanie. Jest to pierwsza kopalnia Spółki poza granicami Polski.</p>
<p>Grudzień</p>	<p>Polska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o. zakończyła projekt inwestycyjny „Południowo-wschodnie zasilanie m. Gdańsk wraz z gazyfikacją Wiślinki i Wyspy Sobieszewskiej”. W ramach niego wykonano ponad 130 km gazociągów wysokiego i średniego ciśnienia. Projekt ten był największym pod względem zakresu rzeczowego i wartości nakładów spośród wszystkich 38 projektów zrealizowanych z dofinansowaniem UE na lata 2007-2013 w obszarze dystrybucji.</p> <p>Prezes URE zatwierdził „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%.</p> <p>Prezes URE zatwierdził „Taryfę PGNiG Obrót Detaliczny Sp. z o.o. w zakresie dostarczania paliw gazowych nr 2” na okres od 1 stycznia 2016 roku do 31 marca 2016 roku. Średnia cena paliwa gazowego została obniżona o 3,3% dla gazu wysokometanowego, 2,8% dla gazu zaazotowanego (Lw) i 2,1% dla gazu zaazotowanego (Ls).</p>

Rozdział VI: Otoczenie regulacyjne

Podstawowymi aktami prawnymi regulującymi działalność GK PGNiG 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.

PGNiG Obrót Detaliczny Sp. z o.o. posiadała poniższe koncesje:

- 1 koncesję na obrót paliwami gazowymi obowiązującą od 25 kwietnia 2014 roku do 25 kwietnia 2016 roku; 2 kwietnia 2015 roku Prezes URE wydłużył termin obowiązywania koncesji do dnia 25 kwietnia 2026 roku
- 1 koncesję na obrót energią elektryczną obowiązującą od 29 kwietnia 2014 roku do 29 kwietnia 2016 roku; 14 kwietnia 2015 roku Prezes URE wydłużył termin obowiązywania koncesji do dnia 29 kwietnia 2026 roku.

1.2. Zmiany w taryfach na paliwo gazowe

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

Taryfa PGNiG S.A.

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%.

Taryfa PGNiG Obrót Detaliczny Sp. z o.o.

W okresie od 1 stycznia 2015 roku do 31 sierpnia 2015 roku obowiązywała „Taryfa PGNiG Obrót Detaliczny Sp. z o.o. w zakresie obrotu paliwami gazowymi nr 1” zatwierdzona decyzją Prezesa URE w dniu 17 grudnia 2014 roku.

13 sierpnia 2015 roku Prezes URE zatwierdził zmianę „Taryfy PGNiG Obrót Detaliczny Sp. z o.o. w zakresie obrotu paliwami gazowymi nr 1”. Średnia cena paliwa gazowego (cena paliwa gazowego i abonament) została obniżona o 6,5% dla gazu wysokometanowego, 2,5% dla gazu zaazotowanego (Lw) i 0,8% dla odbiorców grupy Z-7B gazu zaazotowanego (Ls). Ponadto w związku z wycofaniem z oferty PGNiG Obrót Detaliczny Sp. z o.o. gazu propan-butan-rozprężony usunięto zapisy odnoszące się do tego produktu. Zmiana taryfy weszła w życie 1 września 2015 roku i obowiązywała do 31 grudnia 2015 roku.

17 grudnia 2015 roku Prezes URE zatwierdził nową „Taryfę PGNiG Obrót Detaliczny Sp. z o.o. w zakresie dostarczania paliw gazowych nr 2” na okres od 1 stycznia 2016 roku do 31 marca 2016 roku. Średnia cena paliwa gazowego została obniżona o:

- 3,3% dla gazu wysokometanowego, w tym dla klientów indywidualnych (grupy taryfowe od W-1 do W-4) o 3,5%, natomiast dla klientów biznesowych (pozostałe grupy taryfowe) o 2%
- 2,8% dla gazu zaazotowanego (Lw)
- 2,1% dla gazu zaazotowanego (Ls).

Stawki opłat abonamentowych dla klientów indywidualnych z wyłączeniem grup taryfowych z oznaczeniem „12T” zostały obniżone o 10%. Dla pozostałych odbiorców stawki opłat abonamentowych pozostały bez zmian.

Pełna treść ww. taryf wraz z cenami i stawkami opłat dostępna jest na stronach www.oferta.pgnig.pl oraz www.ure.gov.pl.

Decyzją z dnia 1 kwietnia 2015 roku Prezes URE zwolnił PGNiG Obrót Detaliczny Sp. z o.o. z obowiązku przedkładania do zatwierdzania taryf w zakresie obrotu sprężonym paliwem gazowym (CNG).

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.

W dniu 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.

3 lipca 2015 roku PGNiG Obrót Detaliczny Sp. z o.o. złożyła do Prezesa URE wnioski o zwolnienie z obowiązku przedkładania do zatwierdzania taryf w zakresie sprzedaży gazu ziemnego wysokometanowego grupy E w punkcie wirtualnym na rynku OTC (rynek pozagiełdowy) w Polsce. 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 wydobycia niektórych kopalin o wydobycie 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 umożliwia 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 określone 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 obciążone 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 GK PGNiG.

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 utrzymywaniem 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. Mocy 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 obowiązuje od 1 stycznia 2016 roku. Zmienione stawki opłat niekorzystnie wpłyną na wyniki finansowe GK PGNiG.

Rozdział VII: 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 te 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.

GK PGNiG zajmuje dominującą pozycję na krajowym rynku poszukiwania i wydobywania węglowodorów ze złóż. Od 1990 roku poszukiwanie węglowodorów w Polsce prowadzone jest na podstawie polityki koncesyjnej, która zapewnia wszystkim podmiotom równe szanse w dostępie do koncesji poszukiwawczych. Na dzień 31 grudnia 2015 roku PGNiG S.A. posiadała 61 koncesji na poszukiwanie i rozpoznawanie złóż ropy naftowej i gazu. Na przestrzeni ostatnich 25 lat poszukiwanie w Polsce prowadziło kilkadziesiąt firm zagranicznych, w tym najbardziej znane na rynku, tj. Amoco, Texaco, Conoco, Exxon. Powstały również nowe, polskie spółki poszukiwawcze koncernów petrochemicznych PKN Orlen i Grupy LOTOS. Na koniec 2015 roku poszukiwaniem złóż w Polsce zajmowało się 14 firm. Pomimo bardzo silnej konkurencji GK PGNiG obroniła pozycję lidera – żadna firma zagraniczna w tym czasie nie dokonała samodzielnie znaczącego odkrycia i nie jest operatorem koncesji eksploatacyjnej. Na koniec 2015 roku PGNiG S.A. posiadała 227 koncesji eksploatacyjnych czyli ok. 96% koncesji na wydobywanie gazu ziemnego i ropy naftowej. W Polsce działa również wiele międzynarodowych firm serwisowych, w tym m.in. Schlumberger, Halliburton, Weatherford., United Oilfield Services. Pomimo tak znacznej konkurencji spółki GK PGNiG (GEOFIZYKA Kraków S.A., GEOFIZYKA Toruń S.A., Exalo Drilling S.A.) utrzymują znaczącą pozycję w tym obszarze działalności.

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 Wiszniów – 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 przypływ 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 Niebieszczy-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 obciążone 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

Prace poszukiwawcze w Pakistanie PGNiG S.A. prowadzi na podstawie umowy na poszukiwanie i eksploatację węglowodorów na obszarze koncesji Kirthar, zawartej 18 maja 2005 roku pomiędzy PGNiG S.A. a rządem Pakistanu. Prace poszukiwawcze w obszarze bloku Kirthar prowadzone są wspólnie z Pakistan Petroleum Ltd., zgodnie z podziałem udziałów i kosztów PGNiG S.A. (operator) – 70%, PPL – 30%.

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.

Norwegia

PGNiG Upstream International AS, spółka GK PGNiG, posiada udziały w koncesjach poszukiwawczo-wydobywczych na Norweskim Szelfie Kontynentalnym, zlokalizowanych na Morzach Północnym, Norweskim i Barentsa. Spółka wspólnie z partnerami zajmuje się wydobywaniem węglowodorów ze złóż Skarv, Morvin, Vilje i Vale oraz bierze udział w projekcie zagospodarowania złóż Snadd na Morzu Norweskim i Gina Krog na Morzu Północnym. Na pozostałych koncesjach spółka realizuje projekty poszukiwawcze.

Głównym aktywem spółki jest złożo Skarv, zagospodarowane przy pomocy pływającej jednostki produkcyjnej FPSO. Jednostka ta stanowi własność udziałowców koncesji, w tym PGNiG Upstream International AS i zakłada się, że będzie kontynuowała pracę przez najbliższe 20 lat. Pozostałe złoża produkcyjne (Morvin, Vilje i Vale) obejmują zespół odwiertów, które zostały podłączone do istniejącej infrastruktury wydobywczej.

Ropa naftowa sprzedawana jest bezpośrednio ze złóż spółkom Shell International Trading and Shipping Company Ltd (ze złóż Skarv, Vilje i Vale) i TOTSA TOTAL OIL TRADING S.A. (ze złoża Morvin). Na wszystkich złożach, z wyjątkiem Vilje, wraz z ropą naftową wydobywany jest również gaz ziemny, który jest przesyłany gazociągiem głównie do Niemiec, gdzie odbiera go spółka PGNiG Supply & Trading GmbH.

W 2015 roku ze złóż na Norweskim Szelfie Kontynentalnym spółka wydobyla 664 tys. ton ropy naftowej wraz z innymi frakcjami (w przeliczeniu na tonę ekwiwalentu ropy naftowej) i 572 mln m³ gazu ziemnego. Wydobycie ze wszystkich złóż było wyższe niż planowano. Zwiększenie wydobywania uzyskano głównie przez zastosowanie na złożu Skarv techniki wydobywania polegającej m.in. na równoczesnym zatłaczaniu gazu ziemnego do złoża w celu zwiększenia współczynnika wydobywania ropy naftowej.

Na podstawie przeprowadzonych w 2015 roku badań i analiz sporządzono aktualizację modeli złóżowych. W konsekwencji nastąpił istotny wzrost szacowanych wydobywalnych zasobów kontrolowanych przez PGNiG Upstream International AS. Łączne zasoby netto spółki wzrosły z 80,9 mln boe na koniec 2014 roku do 87,3 mln boe (5.101 tys. ton ropy naftowej i 7.806 mln m³ gazu ziemnego) na koniec 2015 roku.

W 2015 roku PGNiG Upstream International AS razem z partnerami kontynuowała zagospodarowanie złóż Gina Krog i Snadd. Do wiercenia otworów poszukiwawczych i wydobywczych na złożu Gina Krog wykorzystano nową platformę wiertniczą Maersk, która rozpoczęła pracę w październiku 2015 roku. Nad złożem Gina Krog zainstalowano stalową konstrukcję (*jacket*), na której zostanie umieszczona budowana w Korei Południowej platforma wydobywcza. Ponadto w 2015 roku wykonano większość prac związanych z podłączeniem złoża Gina Krog do istniejącej infrastruktury. Uruchomienie wydobywania ze złoża Gina Krog planowane jest na 2017 rok. Ponadto spółka, będąca partnerem na koncesji PL029C (rejon złoża Gina Krog), uczestniczyła w 2015 roku w wierceniu otworu poszukiwawczego zlokalizowanego na strukturze East-3. Wyniki uzyskane z otworu potwierdzają występowanie złoża węglowodorów na tej strukturze. W 2015 roku prowadzona była analiza uzyskanych wyników i szacunek zasobów. Natomiast na złożu Snadd, będącego w fazie wyboru koncepcji zagospodarowania, prowadzone były prace projektowe w zakresie wyboru optymalnego scenariusza inwestycyjnego.

PGNiG Upstream International AS wspólnie z partnerami kontynuowała prace na pozostałych koncesjach poszukiwawczych. Spółka prowadziła m.in. ocenę perspektywiczności koncesji PL646, PL702, PL703, PL707, PL711, PL756 i PL799.

W ramach koncesyjnej rundy przetargowej APA 2014 PGNiG Upstream International AS otrzymała, w styczniu 2015 roku, koncesję operatorską PL799 zlokalizowaną na Morzu Norweskim. Spółka jako operator objęła 40% udziałów. Pozostałymi udziałowcami zostały Statoil Petroleum AS, VNG Norge

AS i Explora Petroleum AS, które otrzymały po 20% udziałów każda. Koncesja ta znajduje się w pobliżu złóż Skarv i Snadd i jest kolejną koncesją operatorską PGNiG Upstream International AS na Norweskim Szelfie Kontynentalnym.

W wyniku prowadzonych na bieżąco analiz geologiczno-geofizycznych na poszczególnych koncesjach oceniono, że na niektórych z nich istnieje wysokie ryzyko poszukiwawcze i spółka, wspólnie z partnerami zrezygnowała (bez wiercenia otworów poszukiwawczych) z koncesji PL558, PL646 i PL711. W 2015 roku spółka uzyskała także potwierdzenie rezygnacji z koncesji PL648S (operatorskiej). Na dzień 31 grudnia 2015 roku PGNiG Upstream International AS posiadała udziały w 15 koncesjach poszukiwawczo-wydobywczych na Norweskim Szelfie Kontynentalnym, w tym w dwóch operatorskich.

W 2015 roku spółka złożyła wnioski koncesyjne w ramach dwóch rund koncesyjnych: APA 2015 (*Awards in Predefined Areas*) oraz 23. Rundy Koncesyjnej (*Licence Round*). W styczniu 2016 roku spółka otrzymała, w wyniku rozstrzygnięcia rundy koncesyjnej APA 2015, udziały w 4 koncesjach poszukiwawczo-wydobywczych, w tym w jednej jako operator. Dwie z pozyskanych koncesji (PL838 i PL839) zlokalizowane są na Morzu Norweskim, pozostałe na Morzach Północnym (PL813) i Barentsa (PL850). Rozstrzygnięcie 23. Rundy Koncesyjnej nastąpi w 2016 roku.

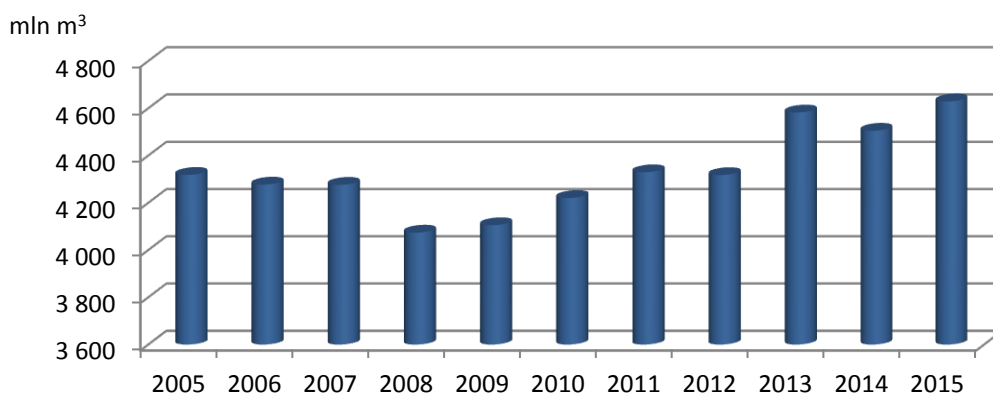
Libia

Polish Oil and Gas Company - Libya B.V., spółka GK PGNiG, prowadziła prace poszukiwawcze na koncesji numer 113 zlokalizowanej w basenie naftowym Murzuq w Libii na podstawie umowy *EPSA (Exploration and Production Sharing Agreement)* z dnia 25 lutego 2008 roku zawartej z rządem Libii.

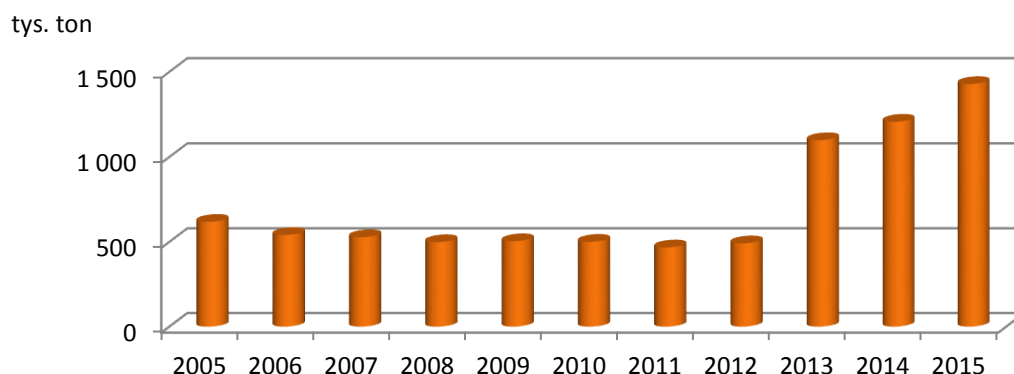
Od stycznia 2014 roku, ze względu na napiętą sytuację polityczną i wzrastające zagrożenie dla bezpieczeństwa pracowników, spółka nie realizuje prac poszukiwawczych w Libii.

3. Wydobywanie

Wydobywanie gazu ziemnego GK PGNiG w latach 2005-2015



Wydobycie ropy naftowej GK PGNiG w latach 2005-2015



W 2015 roku GK PGNiG prowadziła eksploatację złóż węglowodorów na terenie Polski oraz na Norweskim Szelfie Kontynentalnym i 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 GK PGNiG wydobyła łącznie 4.629 mln m³ gazu ziemnego (w przeliczeniu na gaz ziemny wysokometanowy), z czego wydobycie ze złóż krajowych wyniosło 4.005 mln m³, a z zagranicznych 624 mln m³. Natomiast wydobycie ropy naftowej wraz z innymi frakcjami osiągnęło poziom 1.429 tys. ton ropy naftowej, z czego 664 tys. ton na Norweskim Szelfie Kontynentalnym. Wzrost wydobycia na Norweskim Szelfie Kontynentalnym spowodowany został nabyciem w 2014 roku przez PGNiG Upstream International AS udziałów w złożach w fazie eksploatacji (Morvin, Vale i Vilje) oraz zastosowaniem nowej techniki wydobywania na złożu Skarv. Wolumeny wydobywania gazu ziemnego i ropy naftowej zostały przedstawione w poniższej tabeli.

Wielkość wydobywania gazu ziemnego

Produkt	2015		2014	
	GWh	mln m ³	GWh	mln m ³
Gaz ziemny, w tym:	50 367	4 629	49 542	4 504
wysokometanowy, w tym	22 236	2 030	20 634	1 876
- Oddział w Zielonej Górze	-	-	-	-
- Oddział w Sanoku	15 952	1 458	15 983	1 457
- Norwegia	6 284	572	4 651	419
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	1 429	1 207
- Oddział w Zielonej Górze	tys. ton	719	742
- Oddział w Sanoku	tys. ton	46	47
- Norwegia	tys. ton	664	418

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 ciepłe 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 sprzedaż segmentu wyniosła 765 mln m³ gazu ziemnego, z czego 713 mln m³ stanowiła sprzedaż na rynku krajowym, a 52 mln m³ poza granicami kraju. Ponadto segment sprzedał 1.391 tys. ton ropy naftowej wraz z innymi frakcjami. Poniższe tabele przedstawiają sprzedaż gazu ziemnego bezpośrednio ze złóż (w przeliczeniu na gaz ziemny 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:	8 391	765	8 886	801
- gaz ziemny wysokometanowy	892	81	768	69
- gaz ziemny zaazotowany	7 499	684	8 118	732

Sprzedaż ropy naftowej

	Jednostka	2015	2014
Kraj	tys. t.	518	360
Zagranica, w tym:	tys. t.	873	809
- Norwegia	tys. t.	619	389
- Niemcy	tys. t.	254	420
Razem	tys. t.	1 391	1 169

Głównymi odbiorcami gazu ziemnego w Polsce byli odbiorcy przemysłowi, których udział w wolumenie sprzedaży stanowił ok. 79%. Sprzedaż ropy naftowej realizowana była dla Shell International Trading and Shipping Company Ltd., TOTSА TOTAL OIL TRADING S.A., BP Europa SE, Rafinerii Trzebinia S.A. i Rafinerii Nafty Jedlicze S.A. (w 2015 roku rafinerie zostały połączone w jeden podmiot – ORLEN Południe S.A.). 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. Działalność usługowa

W 2015 roku spółki segmentu poszukiwanie i wydobywanie prowadziły wiercenia otworów poszukiwawczych, rozpoznawczych, badawczych i eksploatacyjnych oraz związanych z budową i rozbudową podziemnych magazynów gazu, świadczyły usługi z zakresu specjalistycznych serwisów górnictwa otworowego i usługi geofizyczne.

Wiercenia poszukiwawczo-rozpoznawcze i badawcze realizowano głównie w poszukiwaniu węglowodorów, a także złóż miedzi. Prace wiertnicze były wykonywane przede wszystkim za granicą dla odbiorców zewnętrznych poszukujących konwencjonalnych złóż ropy naftowej i gazu ziemnego m.in. w Kazachstanie, Pakistanie i Egipcie. W kraju głównym odbiorcą usług była PGNiG S.A. Ponadto w Polsce realizowano kontrakty dla firm poszukujących: konwencjonalnych złóż gazu ziemnego i ropy naftowej (m.in. dla PGNiG S.A. i Rawicz Energy Sp. z o.o.), niekonwencjonalnych złóż gazu ziemnego (dla PGNiG S.A. – poszukiwanie *shale gas*) i złóż miedzi (dla KGHM Polska Miedź S.A., Miedzi Copper Sp. z o.o., Zielona Góra Copper Sp. z o.o., Przedsiębiorstwa Budowy Kopalń PeBeKa S.A., Mozów Copper Sp. z o.o., Wilcze Copper Sp. z o.o. i KGHM Kupfer A.G.).

Wiercenia eksploatacyjne prowadzone były przede wszystkim w kraju dla PGNiG S.A., a za granicą dla kontrahentów zewnętrznych, głównie w Pakistanie i na Ukrainie. Ponadto wykonywano zbrojenie komory magazynowej w ramach rozbudowy KPMG Mogilno dla PGNiG S.A.

Segment wykonywał również rekonstrukcje i likwidacje odwiertów oraz świadczył usługi specjalistycznych serwisów górnictwa otworowego m.in. serwisów płynów wiertniczych, cementacyjnego, *coiled tubing* i urządzeń azotowych, *mud logging*, próbników złoża, wyposażenia

wgłębnych odwiertów wraz z opróbowaniem, pomiarów parametrów złożowych i testów produkcyjnych. Odbiorcą powyższych usług była głównie PGNiG S.A. W kraju dla inwestorów spoza GK PGNiG świadczone przede wszystkim usługi serwisowe m.in. dla KGHM Polska Miedź S.A., Zielona Góra Copper Sp. z o.o., Mozów Copper Sp. z o.o., Przedsiębiorstwa Budowy Kopalń PeBeKa S.A., LOTOS Petrobaltic S.A., FX Energy Poland Sp. z o.o., Orlen Upstream Sp. z o.o., Geops Deep Drilling Sp. z o.o., Miedzi Copper Sp. z o.o., KGHM Kupfer A.G., Rawicz Energy Sp. z o.o. i Państwowego Instytutu Geologicznego. Za granicą spółka wykonywała m.in. usługi serwisów *coiled tubing* na Ukrainie i w Chorwacji oraz *mud logging* na Ukrainie, a także obróbki odwiertów w Czechach.

Ponadto w 2015 roku spółki segmentu poszukiwanie i wydobywanie świadczyły usługi geofizyczne z zakresu geofizyki poszukiwawczej (akwizycję, przetwarzanie i interpretację danych sejsmicznych) oraz geofizyki otworowej. Na rynku krajowym najważniejszą odbiorcą usług była PGNiG S.A., a następnie m.in. spółki: FX Energy Poland Sp. z o.o., Orlen Upstream Sp. z o.o., Lotos Petrobaltic S.A., PGE Górnictwo i Energetyka Konwencjonalna S.A., Przedsiębiorstwo Budowy Kopalń PeBeKa S.A. oraz Akademia Górniczo-Hutnicza Kraków i Instytut Geofizyki Polskiej Akademii Nauk. Dla PGNiG S.A. spółki segmentu wykonywały głównie usługi geofizyki poszukiwawczej, natomiast dla kontrahentów zewnętrznych świadczone usługi zarówno geofizyki poszukiwawczej, jak i geofizyki otworowej. Na rynkach zagranicznych prowadzono prace przede wszystkim z zakresu geofizyki poszukiwawczej, głównie dla kontrahentów z Czech, Chorwacji, Niemiec i Słowacji i Pakistanu.

6. 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 Nizy 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 Nizy 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 prowadzić będzie prace sejsmiczne na obszarze złoża Rizq. W kolejnych latach, w ramach koncesji Kirthar, Spółka prowadzić 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.

Na Norweskim Szelfie Kontynentalnym PGNiG Upstream International AS kontynuować będzie, jako partner: wydobywanie węglowodorów ze złóż Skarv, Morvin, Vilje i Vale, zagospodarowanie złoża Gina Krog, przygotowanie złoża Snadd do zagospodarowania oraz analizy geologiczno-złożowe na złożu Skarv (w celu wytypowania miejsc na dodatkowe otwory wydobywcze). Spółka prowadzić będzie również prace poszukiwawcze w rejonie złoża Skarv. Ponadto spółka planuje pozyskanie nowych obszarów koncesyjnych przez udział w corocznych rundach koncesyjnych APA i normalnych rundach koncesyjnych (*Licence Round*) organizowanych co 2-3 lata. Spółka nie wyklucza pozyskiwania nowych obszarów koncesyjnych w procesie odkupienia udziałów od innych firm naftowych w obszarach interesujących spółkę (*Farm In*) lub przez wymianę udziałów pomiędzy własnymi koncesjami a obszarami interesującymi spółkę (*Farm Down*). Spółka posiada zdywersyfikowany portfel koncesji poszukiwawczo-wydobywczych na Morzach Północnym, Norweskim i Barentsa.

Utrzymanie tej dywersyfikacji postrzegane jest jako istotny element zarządzania portfelem projektów. W przyszłości spółka nie wyklucza uczestnictwa, jako partner, w wierceniach prowadzonych na tzw. głębokim morzu (poniżej 1.000 m) oraz w strefie arktycznej. Wynika to między innymi z faktu posiadania udziałów w dwóch koncesjach w tzw. Basenie Vøring na szelfie Morza Norweskiego (PL702 i PL703), gdzie głębokość wody morskiej przekracza 1.000 m oraz koncesji PL707 znajdującej się na szelfie Morza Barentsa.

Wydobycie węgłowodórów

W 2016 roku GK PGNiG będzie prowadziła eksploatację złóż węgłowodórów na terenie Polski oraz na Norweskim Szelfie Kontynentalnym i w Pakistanie. Grupa realizuje program inwestycyjny mający na celu osiągnięcie w dłuższej perspektywie utrzymanie 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: Przemysł, 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.

Działalność usługowa

W 2016 roku Grupa Kapitałowa PGNiG planuje świadczenie usług wiertniczych w kraju i za granicą. W kraju wykonywane będą wiercenia dla PGNiG S.A. oraz dla kontrahentów zewnętrznych, takich jak: Orlen Upstream Sp. z o.o., BNK Polska Sp. z o.o., San Leon Energy PLC, Shale Energy PLC i Palomar Natural Resources LLC. Za granicą Grupa prowadzić będzie prace wiertnicze dla dotychczasowych i nowych kontrahentów w Kazachstanie i Pakistanie oraz planuje rozszerzenie swojej działalności na nowe rynki. GK PGNiG uczestniczy w przetargach na prace m.in. w Algierii i Kuwejcie, zakończyła pozytywnie proces prekwalfikacyjny w Arabii Saudyjskiej oraz złożyła oferty na wiercenia planowane do realizacji na terenie m.in. Indii (42 otwory) oraz Etiopii, Kenii i Dżibuti (wiercenia geotermalne). GK PGNiG planuje również wznowić swoją działalność w Egipcie, Ugandzie, Mozambiku i na Ukrainie. Ponadto GK PGNiG prowadzi rozmowy na temat wejścia wraz z innymi spółkami na rynek irański. Na rynku europejskim segment planuje uzyskanie zleceń m.in. na projekty wiertnicze realizowane w Niemczech, Wielkiej Brytanii, Rumunii, na Słowacji i Węgrzech.

Prace specjalistycznych serwisów górnictwa otworowego planowane są w kraju, przede wszystkim dla PGNiG S.A., oraz dla firm zagranicznych posiadających koncesje na poszukiwanie surowców mineralnych (głównie węgłowodórów), a za granicą dla kontrahentów zewnętrznych m.in. na Słowacji, Ukrainie, Litwie, Łotwie, w Niemczech, Rumunii, Serbii, Tadżykistanie, Białorusi oraz w Czechach (gdzie planowane są również rekonstrukcje i likwidacje odwiertów).

Ponadto segment wykonywać będzie usługi akwizycji, przetwarzania i interpretacji danych sejsmicznych oraz geofizyki otworowej dla PGNiG S.A. i kontrahentów zewnętrznych. Na rynkach zagranicznych GK PGNiG planuje świadczyć usługi geofizyczne na terenie m.in. Pakistanu, Włoch, Niemiec, Słowacji, Hiszpanii, Egiptu, Tunezji, Birmy, Gabonu i Indii.

7. 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 GK PGNiG, zwłaszcza działający globalnie, posiadają silną pozycję rynkową oraz większe niż GK PGNiG 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 GK PGNiG. 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 niepokojów społecznych.

W 2011 roku w związku z wystąpieniem siły wyższej wycofano z Libii wszystkich, poza miejscowymi, pracowników POGC-Libya B.V. Wznowienie prac nastąpiło w drugiej połowie 2012 roku. Podobna sytuacja miała miejsce w styczniu 2014 roku. Wszyscy Polacy pracujący na koncesji Murzug 113 zostali ewakuowani do Polski. Sprzęt został zabezpieczony i pozostał pod ochroną libijskich sił rządowych oraz nadzorem libijskich podwykonawców.

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

GK PGNiG wspólnie z partnerami prowadzi poszukiwanie i wydobycie węglowodorów na Norweskim Szelfie Kontynentalnym. Prowadzenie prac na morzu jest znacznie bardziej skomplikowane niż na lądzie. W przypadku wystąpienia poważnej awarii lub erupcji węglowodorów koszty jej usunięcia mogą być bardzo wysokie.

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 VIII: 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.

GK PGNiG jest największym dostawcą gazu ziemnego na rynku krajowym. W 2014 roku udział GK PGNiG w sprzedaży gazu do odbiorców końcowych spadł i wyniósł 89,2%, podczas gdy rok wcześniej udział ten stanowił 94,4%. Pozostałe 10,8% sprzedaży gazu do odbiorców końcowych realizowane było przez inne spółki obrotu działające na terenie kraju oraz przez spółki zajmujące się sprzedażą gazu z zagranicy bezpośrednio do dużych odbiorców końcowych, którzy samodzielnie sprowadzili ten gaz do Polski. W 2015 roku dostawy gazu do odbiorców realizowane były głównie przez dwa podmioty GK PGNiG: PGNiG S.A. – największego dostawcę gazu na rynku hurtowym oraz PGNiG Obrót Detaliczny Sp. z o.o. największego dostawcę na rynku detalicznym. Niemniej jednak w wyniku przyrostu mocy przesyłowych na interkonektorach, postępującej liberalizacji rynku gazu i wzrostu aktywności innych podmiotów, w okresie od grudnia 2014 roku do grudnia 2015 roku, udział PGNiG S.A. w imporcie gazu do Polski obniżył się o blisko 17 pkt. % do poziomu 63%.

1. Zakupy gazu ziemnego

W 2015 roku GK PGNiG dokonywała zakupów gazu ziemnego z zagranicy oraz na rynku krajowym, głównie na Towarowej Giełdzie Energii.

PGNiG S.A. 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
- „Umowy sprzedaży gazu Lasów” z dnia 17 sierpnia 2006 roku z VNG-Verbundnetz Gas AG, obowiązującej do 1 października 2016 roku.

PGNiG Supply & Trading GmbH dokonywała zakupów gazu ziemnego na rynku niemieckim, głównie w ramach transakcji pozagiełdowych na wirtualnych platformach handlowych: *NCG (NetConnectGermany)* i *Gaspool*. Spółka kupowała również gaz na giełdzie *EEX (European Energy Exchange)*.

W 2015 roku, w celu wywiązania się z zobowiązań handlowych, GK PGNiG kupiła łącznie 18.378 mln m³ gazu ziemnego, z czego 60% stanowiły zakupy od dostawców zagranicznych. 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:	121 448	11 069	60%	122 830	11 086	76%
- OOO "Gazprom eksport"	89 476	8 155	74%	90 733	8 097	73%
- pozostali dostawcy zagraniczni	31 972	2 914	26%	32 097	2 989	27%
Dostawcy krajowi, w tym:	80 197	7 309	40%	37 849	3 445	24%
- giełda	78 352	7 141	98%	35 144	3 201	93%
- pozostali dostawcy krajowi	1 845	168	2%	2 705	244	7%
Razem	201 645	18 378	100%	160 679	14 531	100%

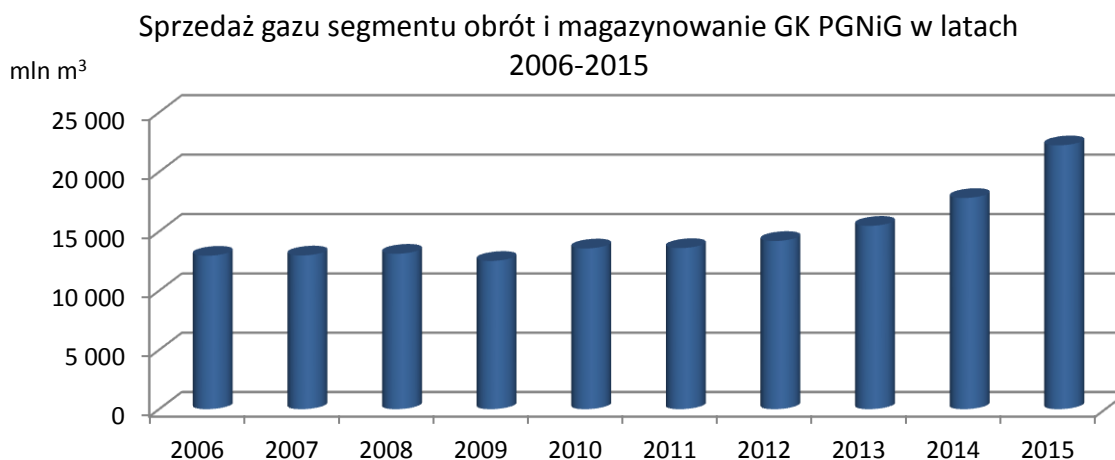
13 maja 2015 roku PGNiG S.A. skierowała do PAO Gazprom i OOO „Gazprom eksport” wezwanie na arbitraż przed Trybunałem Arbitrażowym w Sztokholmie. Przedmiotem sporu jest zmiana warunków cenowych kontraktu kupna-sprzedaży gazu ziemnego do Rzeczypospolitej Polskiej z dnia 25 września 1996 roku. Rozpoczęcie 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 zawartą 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. GK PGNiG sprzedawała gaz odbiorcom na rynku krajowym oraz poza granicami kraju (głównie na rynku niemieckim), a także na giełdach w Polsce i w Niemczech.

Sprzedaż gazu ziemnego na Towarowej Giełdzie Energii realizowana przez PGNiG S.A. oraz zakupy gazu ziemnego na Towarowej Giełdzie Energii dokonywane przez PGNiG Obrót Detaliczny Sp. z o.o. nie podlegają eliminacji w sprawozdaniu skonsolidowanym.

W 2015 roku sprzedaż segmentu obrót i magazynowanie wyniosła 22.236 mln m³ gazu, z czego 20.197 mln m³ stanowiła sprzedaż na rynku krajowym. W stosunku do 2014 roku sprzedaż gazu wzrosła o ok. 25%. 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:	243 976	22 236	197 523	17 808
- gaz ziemny wysokometanowy	236 827	21 585	191 819	17 289
- gaz ziemny zaazotowany	7 149	651	5 704	519

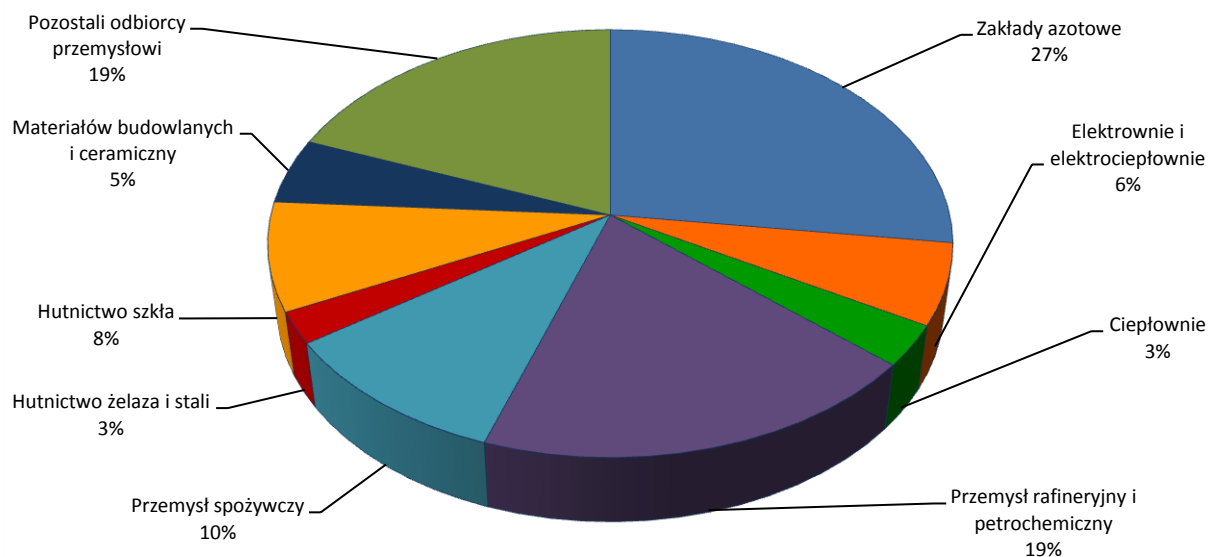
W 2015 roku największy udział w wolumenie sprzedaży miała giełda. GK PGNiG sprzedała 8.951 mln m³ gazu na Towarowej Giełdzie Energii, co oznacza wzrost o ok. 110% w stosunku do 2014 roku. Tak duży wzrost spowodowany został rozpoczęciem w sierpniu 2014 roku działalności operacyjnej przez PGNiG Obrót Detaliczny 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) oraz odbiorcy domowi. Najlicniejszą grupą odbiorców gazu ziemnego (ok. 6,6 mln) byli odbiorcy domowi, którzy stanowili 97% klientów GK PGNiG. 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	71 224	6 491	80 107	7 189
Handel, usługi	31 667	2 886	27 167	2 491
Odbiorcy domowi	40 837	3 722	40 854	3 672
Odbiorcy hurtowi	2 039	186	2 123	197
Giełda	98 209	8 951	47 272	4 259
Razem	243 976	22 236	197 523	17 808

W 2015 roku GK PGNiG sprzedała 2.039 mln m³ gazu poza granicami kraju, głównie na rynku niemieckim. Odbiorcami gazu na terenie Niemiec były przede wszystkim gospodarstwa domowe oraz małe i średnie przedsiębiorstwa.

Struktura sprzedaży gazu ziemnego w 2015 roku do odbiorców przemysłowych

Programy promocyjne PGNiG S.A.

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.

Programy promocyjne PGNiG Obrót Detaliczny Sp. z o.o.

W 2015 roku również PGNiG Obrót Detaliczny Sp. z o.o. uruchomiła dla największych odbiorców gazu szereg programów promocyjnych. W kwietniu 2015 roku obowiązywała oferta „Elastyczna cena” polegająca na zmianie warunków umownych. W ramach tej oferty klient otrzymał rabat od ceny paliwa gazowego (taryfowej) oraz uzyskał możliwość zmiany terminów płatności i liczby faktur wstępnych. Wysokość rabatu uzależniona była od zużycia paliwa gazowego, terminów płatności, liczby faktur zaliczkowych oraz od wybranego okresu trwania promocji (od 3 do 9 miesięcy). Ze względu na duże zainteresowanie odbiorców w czerwcu 2015 roku spółka rozpoczęła kolejną edycję oferty pod nazwą „Elastyczna cena II”.

W czerwcu 2015 roku wprowadzona została również wielowariantowa oferta „Stale oszczędności”, która przewiduje rabaty od ceny paliwa gazowego (taryfowej). Oferta skierowana jest do największych klientów spółki, tj.:

- odbiorców z grup taryfowych od W-5 do W-8C oraz E – dostawy paliwa realizowane będą w roku 2016
- odbiorców z grupy taryfowej W-6A – dostawy realizowane w roku 2015 i 2016; odbiorcy mogą uzyskać rabat do 8,5% od ceny paliwa gazowego zawartej w obowiązującej na dzień ogłoszenia oferty taryfie.

Przystępując do oferty „Stale oszczędności” klient akceptuje regulamin, który zawiera m.in. zapisy o niezaleganiu z płatnościami za paliwo gazowe na dzień przystąpienia do promocji i dokonywaniu regularnych płatności w trakcie obowiązywania kontraktu pod rygorem jego rozwiązania oraz kary umowne za zerwanie kontraktu lub niewywiązanie się z niego.

Kolejny program rabatowy „Automatyczna promocja 5%” skierowany był do klientów spółki, którzy nie skorzystali z ww. ofert. Program zakładał 5% rabat od ceny paliwa gazowego (taryfowej) i obowiązywał od 1 lipca 2015 roku do 31 grudnia 2015 roku.

W związku z dużym zainteresowaniem programami rabatowymi w 2015 roku PGNiG Obrót Detaliczny Sp. z o.o. uruchomiła kolejne edycje promocji „Elastyczna cena” (III, IV i V). Podobnie jak w poprzednich edycjach klient otrzymał rabat od ceny paliwa gazowego (taryfowej) oraz uzyskał możliwość zmiany terminów płatności i liczby faktur wstępnych. Wysokość rabatu uzależniona była od zużycia paliwa gazowego, terminów płatności, liczby faktur zaliczkowych oraz od wybranego

okresu trwania promocji. Ponadto promocje „Elastyczna cena IV i V” rozwinięte zostały o dodatkowy rabat uzależniony od ceny rynkowej paliwa gazowego w chwili zawierania kontraktu. Spółka uruchomiła również kolejne edycje „Stałych oszczędności dla biznesu” (II i III), które skierowane były do klientów z grupy taryfowej W-5.

Ponadto w grudniu 2015 roku wprowadzona została oferta dla klientów specjalnych, tj. grup zakupowych, która zakłada oferowanie jednolitych warunków cenowych dla klientów zawierających grupę zakupową opartych o wycenę giełdową np. jednej ceny paliwa gazowego niezależnie do grupy taryfowej, w której znajdują się poszczególne punkty poboru gazu. Wprowadzony został również nowy produkt pod nazwą „Oferta Indeksowana” kierowanych do klientów z grup taryfowych W-6A i wyższych o szczególnych oczekiwaniach w zakresie rozliczeń za pobrane paliwo gazowe w oparciu o własne formuły cenowe lub konkretne produkty giełdowe. Wprowadzenie rabatów pozwoliło spółce zatrzymać odejście do konkurencji największych klientów.

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 *EEX* (*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.

GK PGNiG Supply & Trading GmbH prowadziła handel energią elektryczną na rynku niemieckim, w ramach transakcji giełdowych (*EEX*) oraz na rynku pozagiełdowym (*OTC*).

Sprzedaż energii elektrycznej

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

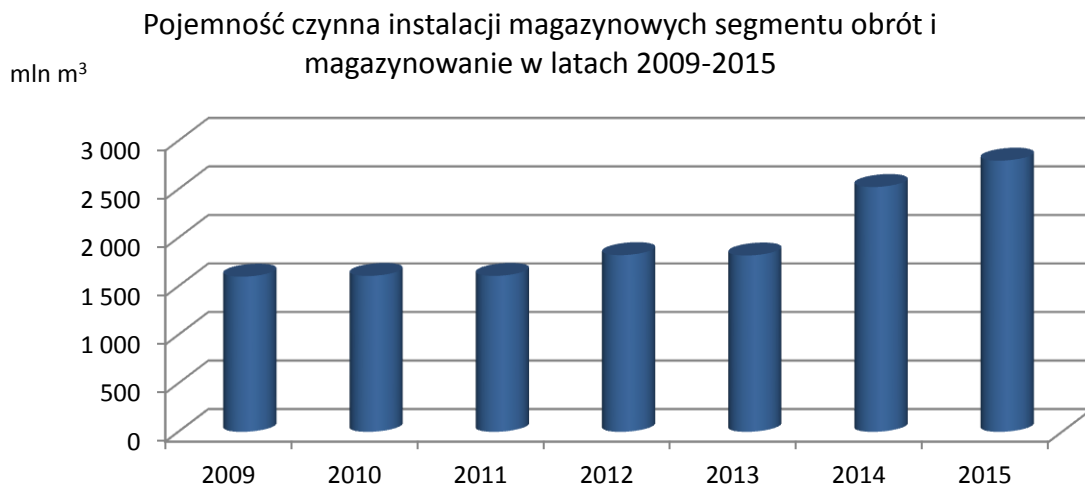
GK PGNiG sprzedawała również energię elektryczną odbiorcom końcowym na terenie Niemiec i Austrii. Odbiorcami energii elektrycznej były małe i średnie przedsiębiorstwa oraz gospodarstwa domowe.

W 2015 roku sprzedaż energii elektrycznej segmentu obrót i magazynowanie wyniosła 9.807 GWh, z czego 5.846 GWh stanowiła sprzedaż na rynku krajowym. W poniższej tabeli została zaprezentowana struktura sprzedaży energii elektrycznej w podziale na grupy odbiorców.

Sprzedaż energii elektrycznej (GWh)

	2015	%	2014	%
Odbiorcy końcowi	317	3%	259	3%
Przedsiębiorstwa obrotu	857	9%	3 186	31%
Rynek bilansujący	353	4%	425	4%
Giełda	8 280	84%	6 284	62%
Razem	9 807	100%	10 153	100%

4. Magazynowanie



Segment obrót i magazynowanie wykorzystuje na swoje potrzeby pojemności czynne PMG Wierzchowice, PMG Husów, KPMG Mogilno, PMG Strachocina, PMG Swarzędz, 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 Swarzędz 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 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.

Taryfa

Do 30 czerwca 2015 roku Operator Systemu Magazynowania Sp. z o.o. prowadziła rozliczenia z tytułu świadczenia usług magazynowania w oparciu o stawki zawarte w „Taryfie w zakresie usług magazynowania paliwa gazowego Nr 1/2014” z 2 lipca 2014 roku. 21 maja 2015 roku Prezes URE zatwierdził „Taryfę w zakresie usług magazynowania paliwa gazowego Nr 1/2015” na okres do 31 marca 2016 roku. Nowa taryfa została wprowadzona do stosowania 1 lipca 2015 roku i uwzględnia usługi świadczone w oparciu o PMG Wierzchowice oraz Grupy Instalacji Magazynowych, tj. GIM

Kawerna (obejmująca KPMG Kosakowo i KPMG Mogilno) oraz GIM Sanok (obejmująca PMG Husów, PMG Strachocina, PMG Brzeźnica i PMG Swarzów).

Koncesja

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.

Udostępnione pojemności magazynowe

Na dzień 31 grudnia 2015 roku GK PGNiG posiadała łącznie 2.795,6 mln m³ pojemności magazynowych czynnych instalacji magazynowych. W ramach tych pojemności Grupa udostępniła na zasadach TPA oraz na potrzeby OGP GAZ-SYSTEM S.A. łącznie 2.790,5 mln m³, z czego 2.759,0 mln m³ jest udostępnione na zasadach umowy długoterminowej, a 31,5 mln m³ na zasadach umowy krótkoterminowej. Natomiast 5,1 mln m³ pojemności czynnej w GIM Kawerna wykorzystywane jest na pokrycie zużycia własnego KPMG Mogilno i KPMG Kosakowo. Pojemności czynne i udostępnione pojemności czynne instalacji magazynowych na dzień 31 grudnia 2015 roku i 31 grudnia 2014 roku przedstawia poniższa tabela.

Pojemności czynne i udostępnione pojemności czynne instalacji magazynowych segmentu

	Pojemności czynne instalacji magazynowych (mln m ³)		Udostępnione pojemności czynne instalacji magazynowych (mln m ³)		Udostępnione pojemności czynne instalacji magazynowych (GWh) ¹⁾	
	2015	2014	2015	2014	2015	2014
GIM Kawerna, w tym:	580,6	459,1	575,5	458,5	6 314	5 031
- KPMG Mogilno	468,2	407,9	464,0	407,5	5 091	4 471
- KPMG Kosakowo	112,4	51,2	111,5	51,0	1 223	560
PMG Wierzchowice	1 200,0	1 200,0	1 200,0	1 200,0	13 166	13 166
GIM Sanok, w tym:	1 015,0	865,0	1 015,0	865,0	11 137	9 491
- PMG Husów	500	350	500	350	5 486	3 840
- PMG Strachocina	360	360	360	360	3 950	3 950
- PMG Swarzów	90	90	90	90	988	988
- PMG Brzeźnica	65	65	65	65	713	713
Razem	2 795,6	2 524,1	2 790,5	2 523,5	30 617	27 688

¹⁾przeliczenie dla gazu o cieple spalania 39,5 MJ/m³

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. W związku z zakończeniem prac w zakresie budowy komór Z-16 i Z-17 w KPMG Mogilno GK PGNiG planuje udostępnić 132,8 mln m³ pojemności czynnej nowych zdolności magazynowych.

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 GK PGNiG 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.

Ryzyko to dotyczy również spółki PGNiG Obrót Detaliczny Sp. z o.o. Podmioty konkurencyjne intensyfikują działania w zakresie sprzedaży paliwa gazowego. Podmioty te konkurują ceną paliwa gazowego bądź łączą w swej ofercie sprzedaż gazu ziemnego i energii elektrycznej. Do najbardziej aktywnych konkurentów w grupie klientów biznesowych należą: DUON Marketing&TRADING S.A., Hermes Energy Group S.A., RWE Polska S.A., Energetyczne Centrum S.A., Energa S.A. Natomiast w grupach taryfowych 1-4 najwięksi konkurenci to: DUON Marketing&TRADING S.A., Energetyczne Centrum S.A., ENERGA-OBRÓT SA, Energia dla firm SA i Tauron Polska Energia S.A. Firmy te mają największy udział wśród klientów paliwa gazowego zmieniających sprzedawcę w 2015 roku.

Wobec działań konkurencji i coraz większej świadomości klientów, szczególnie z najwyższych grup taryfowych, rośnie presja rynkowa wobec PGNiG Obrót Detaliczny Sp. z o.o. na obniżanie ceny paliwa gazowego oraz indywidualnego negocjowania warunków kontraktów. Dlatego też PGNiG Obrót Detaliczny Sp. z o.o. uruchomiła dla największych odbiorców gazu szereg elastycznych programów promocyjnych. Programy te pozwalają na wybór najbardziej optymalnego dla klienta rozwiązania w zakresie terminów płatności, okresu obowiązywania kontraktu czy wolumenów zamawianego paliwa gazowego.

PGNiG Obrót Detaliczny Sp. z o.o. nadal postrzegana jest jako firma wiarygodna i bezpieczna. Aby utrzymać pozycję konkurencyjną oraz móc oferować klientom atrakcyjne ceny produktów i usług spółka kontynuuje rozpoczęty program optymalizacji kosztów oraz reorganizacji procesów wewnętrznych, a także prowadzi prace zmierzające do wdrożenia nowych produktów i usług. Dodatkowo w 2015 oraz z początkiem 2016 roku PGNiG Obrót Detaliczny Sp. z o.o. trzykrotnie obniżała ceny paliwa gazowego dla swoich klientów. Uśredniona cena paliwa gazowego została łącznie obniżona o ponad 11% (dla gazu wysokometanowego). Z perspektywy rynkowej dokonane obniżki ceny paliwa gazowego zwiększyły konkurencyjność spółki na rynku.

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 IX: Dystrybucja

Podstawową działalność segmentu stanowi przesyłanie gazu wysokometanowego i zaazotowanego, a także niewielkich ilości gazu propan-butan i koksowniczego siecią dystrybucyjną. W 2015 roku ostatecznie zakończono dystrybucję gazu propan-butan powietrze i propan-butan rozprężony, przechodząc na gaz wysokometanowy dostarczany w technologii LNG. Ponadto segment prowadzi prace związane z rozbudową i modernizacją sieci gazowej oraz dokonuje przyłączeń nowych klientów, zarówno do istniejącej sieci, jak i do rozbudowywanej.

Dystrybucją gazu ziemnego zajmuje się Polska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o. Spółka jako Operator Systemu Dystrybucyjnego prowadzi działalność gospodarczą na terenie województw: wielkopolskiego, zachodniopomorskiego, pomorskiego, kujawsko-pomorskiego, mazowieckiego, łódzkiego, podlaskiego, małopolskiego, podkarpackiego, świętokrzyskiego, lubelskiego, śląskiego, opolskiego, dolnośląskiego, lubuskiego, a także częściowo warmińsko-mazurskiego. Spółka ma dominujący udział na rynku dostarczając gaz do odbiorców na terenie całego kraju. Do PSG Sp. z o.o. należy ok. 96% krajowej sieci dystrybucyjnej oraz 98,5% przyłączy. Obecnie nie występują okoliczności mogące niekorzystnie wpłynąć na zmianę pozycji konkurencyjnej i wyniki finansowe spółki.

1. Prace segmentu

W 2015 roku w rozliczeniach z odbiorcami Polską Spółkę Gazownictwa Sp. z o.o. obowiązywała „Taryfa nr 3 dla usług dystrybucji paliwa gazowego i usługi regazyfikacji skroplonego gazu ziemnego” zatwierdzona przez Prezesa URE w dniu 17 grudnia 2014 roku. W stosunku do poprzednio obowiązującej taryfy średnie stawki opłat za usługę dystrybucji wzrosły o 3%. 16 grudnia 2015 roku Prezes URE zatwierdził zmianę „Taryfy nr 3 dla usług dystrybucji paliwa gazowego i usługi regazyfikacji skroplonego gazu ziemnego” oraz wydłużył termin jej obowiązywania do 30 czerwca 2016 roku. Zmiana taryfy polegała na uszczegółowieniu zapisów w zakresie kryteriów kwalifikacji grup taryfowych oraz rozliczeń w obszarze przyłączy do sieci dystrybucyjnej. Stawki opłat za świadczone usługi dystrybucji i regazyfikacji pozostały na niezmiennym poziomie.

Do 28 lutego 2015 roku obowiązywała „Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej” dla Polskiej Spółki Gazownictwa Sp. z o.o. zatwierdzona przez Prezesa URE 29 lipca 2014 roku. 16 lutego 2015 roku Prezes URE zatwierdził nową „Instrukcję Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej”, która obowiązuje od 1 marca 2015 roku od godziny 6.00. W nowej instrukcji doprecyzowane zostały m.in. zasady współpracy z operatorami innych systemów dystrybucyjnych. Ponadto szczegółowo uregulowane zostały zasady zarządzania ograniczeniami systemowymi w przypadku niezgodności odbioru lub dostaw paliwa gazowego z prognozami transportowymi operatorów innych systemów dystrybucyjnych.

1.1. Projekty z dofinansowaniem unijnym

W 2015 roku Polska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o. zakończyła realizację wszystkich 18 projektów w zakresie budowy, rozbudowy i modernizacji sieci dystrybucyjnych, dla których podpisane zostały umowy o dofinansowanie z funduszy unijnych w ramach Programu Operacyjnego Infrastruktura i Środowisko (POLiŚ) na lata 2007-2013. W ramach tych projektów prowadzone są prace w zakresie pozyskiwania odbiorców, projektowania i wykonawstwa przyłączy. Ponadto w 2015 roku spółka zakończyła realizację rzeczową ostatnich 2 z 20 projektów inwestycyjnych w ramach Regionalnych Programów Operacyjnych na lata 2007-2013. Szacuje się, że łączna wartość zakończonych 18 projektów realizowanych w ramach Programu Operacyjnego Infrastruktura i Środowisko to ok. 500 mln zł przy dofinansowaniu unijnym na poziomie ok. 170 mln zł. Natomiast na realizację 20 projektów finansowanych w ramach Regionalnych Programów Operacyjnych, Polska Spółka

Gazownictwa Sp. z o.o. poniosła nakłady w wysokości ok. 32 mln zł, uzyskując dofinansowanie unijne na poziomie 10 mln zł.

W wyniku realizacji powyższych projektów Polska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o. wybudowała i zmodernizowała gazociągi, a także doprowadziła do gazyfikacji nowych obszarów na terenie 13 województw: pomorskiego, zachodniopomorskiego, warmińsko-mazurskiego, kujawsko-pomorskiego, lubuskiego, łódzkiego, podlaskiego, mazowieckiego, lubelskiego, świętokrzyskiego, śląskiego, opolskiego oraz dolnośląskiego. Wybudowanych zostało przeszło 1.100 km gazociągów dystrybucyjnych oraz infrastruktura towarzysząca, w tym:

- 370 km gazociągów wysokiego ciśnienia
- 740 km gazociągów średniego ciśnienia
- 36 stacji gazowych
- 1 stacja regazyfikacji LNG.

Bezpośrednim efektem realizacji projektów jest budowa infrastruktury gazowej na terenach dotychczas niezgazyfikowanych oraz w wybranych przypadkach modernizacja gazociągów. Realizacja projektów w wielu przypadkach przyczyniła się do zniwelowania luki podażowej powstałej w skutek niewystarczających możliwości przesyłowych istniejącej infrastruktury, którą zarządza spółka. Powyższe działania wpłyną na zwiększenie ilości dostarczanego gazu oraz poprawę bezpieczeństwa dostaw. Uwzględnienie bezzwrotnej dotacji w analizach ekonomicznych poszczególnych inwestycji, przyczynia się do poprawy wyników oraz stanowiło kluczowy argument do podjęcia realizacji. Realizacja projektów umacnia pozycję Spółki, jako lidera na rynku dystrybucji gazu w Polsce oraz przynosi korzyści wizerunkowe. Wpłynęła również na poprawę standardu życia mieszkańców, wzrost atrakcyjności inwestycyjnej wcześniej niezgazyfikowanych regionów oraz poprawę środowiska naturalnego. Głównymi odbiorcami infrastruktury powstałej w ramach projektów są klienci indywidualni i instytucjonalni. W wyniku realizacji inwestycji powstanie około 5.000 nowych przyłączy gazowych, pozwalających na przyłączenie nowych odbiorców indywidualnych i przemysłowych.

Wśród projektów zrealizowanych z dofinansowaniem unijnym na szczególną uwagę zasługują:

- zapewnienie dostępu do gazu ziemnego w m. Suwałki w oparciu o technologię LNG
- południowo-wschodnie zasilanie m. Gdańsk wraz z gazyfikacją Wiślinki i Wyspy Sobieszewskiej
- gazyfikacja gmin Chęciny i Sitkówka Nowiny

Zapewnienie dostępu do gazu ziemnego w m. Suwałki w oparciu o technologię LNG

Celem projektu było zgazyfikowanie miasta Suwałki przez budowę stacji regazyfikacji gazu ziemnego LNG, sieci gazociągów wraz z przyłączami do nowych odbiorców oraz infrastrukturą techniczną. Projekt zakładał też adaptację istniejącej sieci gazowej propan-butan na gaz ziemny. Realizacja projektu stworzyła możliwości dostarczania gazu ziemnego do mieszkańców oraz odbiorców instytucjonalnych i przemysłowych z terenu Suwałk w ramach regazyfikacji, poprzedzającej dostarczanie w przyszłości gazu gazociągami przesyłowymi. Projekt, jako jedyny spośród projektów realizowanych z dofinansowaniem unijnym zakładał wykorzystanie nowoczesnej technologii regazyfikacji skroplonego gazu ziemnego LNG:

- w pierwszej fazie eksploatacji gaz skroplony LNG będzie dowożony do stacji regazyfikacji autocysternami i gromadzony w zbiornikach kriogenicznych
- przed dostarczeniem do sieci dystrybucyjnej gaz zostanie poddany procesowi regazyfikacji w specjalnie przeznaczonych do tego instalacji wskutek wymiany ciepła w parownicach atmosferycznych i przygotowany do transportu sieciowego
- w stacji gazowej gaz zostanie podgrzany i po zredukowaniu ciśnienia do wymaganego w sieci dystrybucyjnej s/c, zostanie opomiarowany i nawoniony
- gaz zostanie skierowany do sieci dystrybucyjnej, z której część została zaadoptowana z wcześniej użytkowanej sieci propan butan.

Projekt gazyfikacji Suwałk realizowany był w ramach tzw. projektu PESO, polegającego na gazyfikacji miejscowości Pisz, Ełk, Suwałki i Olecko. Projekt PESO zakładał przede wszystkim likwidację funkcjonujących w tych miejscowościach przestarzałych instalacji produkcji gazu propanbutan oraz stworzenie warunków dla rozwoju rynku gazu ziemnego. Wykorzystanie LNG to innowacyjna i bezpieczna technologia stale rozwijana na całym świecie.

Południowo-wschodnie zasilanie m. Gdańsk wraz z gazyfikacją Wiślinki i Wyspy Sobieszewskiej

Celem projektu było doprowadzenie gazu do wschodniej dzielnicy miasta – Wyspy Sobieszewskiej, gazyfikacja miejscowości w gminach Pruszcz Gdański, Cedry Wielkie, Suchy Dąb i Pszczółki, jak również podłączenie strategicznego odbiorcy instytucjonalnego. Łącznie w ramach projektu wykonano ponad 130 km gazociągów wysokiego i średniego ciśnienia.

Projekt jest największym, zarówno pod względem zakresu rzeczowego, jak i wartości poniesionych nakładów, spośród wszystkich 18 projektów realizowanych z udziałem dofinansowania w ramach Programu Operacyjnego Infrastruktura i Środowisko na lata 2007-2013. Zakres rzeczowy projektu stanowi przeszło 10% wszystkich gazociągów wybudowanych przez Polską Spółkę Gazownictwa Sp. z o.o. w ramach tych projektów. W projekcie poniesiono ok. 21% wszystkich wydatków spośród 18 projektów realizowanych z udziałem dofinansowania w ramach Programu Operacyjnego Infrastruktura i Środowisko na lata 2007-2013, a otrzymana dotacja stanowi ok. 18% całego dofinansowania dla tych projektów.

Gazyfikacja gmin Chęciny i Sitkówka Nowiny

Celem projektu była gazyfikacja 18 miejscowości w trzech gminach na terenie województwa świętokrzyskiego: Chęciny i Sitkówka-Nowiny (pow. kielecki) oraz Sobków (pow. jędrzejowski). Wybudowany gazociąg ma długość ok. 67 km; w jego zasięgu jest ok. 6,2 tys. gospodarstw oraz kilkanaście budynków samorządowych i przedsiębiorstw. Wybudowano też stacje pomiarowe na potrzeby przyłączenia do sieci odbiorców instytucjonalnych.

Inwestycja była realizowana na terenie, który dotychczas był „białą plamą” na gazyfikacyjnej mapie regionu. W gminach Chęciny oraz Sitkówka-Nowiny dynamicznie rozwija się budownictwo jednorodzinne, a uzbrojenie tych terenów w sieć gazową dodatkowo podnosi ich wartość i zainteresowanie przyszłych mieszkańców. Możliwość korzystania z sieci gazowej stała się argumentem dla samorządów przy pozyskiwaniu podmiotów zainteresowanych inwestycjami na tym terenie. Zwłaszcza tych firm, które chcą wykorzystywać „błękitne paliwo” w celach technologicznych lub produkcyjnych. O wypełnieniu istniejącej luki podaźowej może świadczyć duże zainteresowanie odbiorców odzwierciedlone w liczbie zawartych umów o przyłączenie do sieci gazowej.

Inwestycja, będąca przedmiotem projektu, pomimo napotkanych trudności podczas realizacji, została zakończona jako jedna z pierwszych, zgodnie z zapisami zawartej umowy o dofinansowanie. Równocześnie z zakończeniem realizacji inwestycji osiągnięte zostały też kluczowe wskaźniki – wskaźnik produktu opisany wymaganą liczbą kilometrów gazociągów oraz wskaźnik rezultatu, odzwierciedlający liczbę przyłączonych odbiorców założoną w zapisach umowy o dofinansowanie.

1.2. Pozostałe projekty

W 2015 roku spółka realizowała również przedsięwzięcia inwestycyjne we własnym zakresie. Do najistotniejszych z nich należały:

- kontynuacja prac projektowych związanych z przebudową gazociągu w/c o długości ok. 61 km, relacji Sandomierz – Ostrowiec Świętokrzyski
- kontynuacja modernizacji „pierścienia łódzkiego” wraz z modernizacją gazociągu w/c relacji Konstantyna – Mescze; inwestycja składa się z grupy zadań, których realizacja umożliwi m.in.

poprawę stanu technicznego sieci gazowej; projekt obejmuje przebudowę gazociągów w/c o łącznej długości ok. 52 km, wykonanie prac remontowo-modernizacyjnych na stacjach gazowych zlokalizowanych na gazociągach „pierścienia łódzkiego” oraz budowę stacji regulacyjnych w/c; realizacja poszczególnych etapów inwestycji rozłożona jest do roku 2020; w 2015 roku zakończono prace projektowe i rozpoczęto budowę stacji gazowej w/c Łódź – Smulsko wraz z gazociągami w/c i s/c, kontynuowano budowę zespołu zaporowo-upustowo-przyłączeniowego na gazociągu w/c relacji Rzgów – ZZ Pabianice w miejscowości Ksawerów, kontynuowano prace projektowe budowy i przebudowy stacji gazowych w/c w Niewiadowie i Piotrkowie Trybunalskim oraz prowadzono prace projektowe stacji gazowej w miejscowości Rzgów i zespołu zaporowo-upustowego na terenie stacji redukcyjno-pomiarowej pierwszego stopnia w miejscowości Szynekielew

- kontynuacja prac projektowych związanych z przebudową gazociągu w/c o długości ok. 37 km, relacji Parszów – Kielce; zakończenie prac nad przygotowaniem dokumentacji projektowej planowane jest do końca 2016 roku; termin realizacji zadania uległ opóźnieniu z powodu trudności w uzyskaniu tytułów prawnych do nieruchomości na cele budowlane
- kontynuacja prac projektowych związanych z przebudową gazociągu w/c o relacji Lubienia – Parszów; inwestycja obejmuje przebudowę gazociągu o długości ok. 21 km
- przebudowa gazociągu w/c relacji Warzyce – Gorlice; w 2015 roku kontynuowano prace budowlano-montażowe; do końca 2015 roku wybudowano 20,5 km gazociągów
- rozbudowa stacji w/c i magistralnych gazociągów dystrybucyjnych, zasilanych z „pierścienia warszawskiego”; inwestycja ma na celu poprawę przepustowości i bezpieczeństwa dostaw paliwa gazowego na terenie miasta stołecznego Warszawy; projekt obejmuje budowę stacji w/c Sękocin (budowa została zakończona w 2014 roku), stacji w/c Jabłonna, stacji w/c Sokołów, stacji w/c Ząbki oraz gazociągu s/c o łącznej długości ok. 11 km; w 2015 roku prowadzono prace projektowe stacji w/c Ząbki
- rozbudowa sieci gazowej wysokiego i średniego ciśnienia na obszarze Wrześni; inwestycja obejmuje budowę trzech stacji s/c, gazociągów s/c o łącznej długości 31,5 km, stacji w/c oraz gazociągu w/c o długości 10,2 km
- modernizacja sieci gazowej w miejscowościach Stara Wieś i Kozietuły w gminie Belsk Duży; modernizacja obejmuje wykonanie gazociągu o długości 11,4 km oraz gazociągu s/c o długości 1,4 km s/c w 2015 roku opracowano dokumentację projektową oraz podpisano umowę na realizację robót budowlanych.

PSG Sp. z o.o. zajmowała się także przyłączaniem do sieci gazowej nowych odbiorców. W 2015 roku spółka przyłączyła 87,6 tys. nowych odbiorców. Do największych zadań inwestycyjnych realizowanych w tym zakresie należały:

- gazyfikacja miejscowości Przasnysz i Chorzele; inwestycja obejmuje budowę stacji redukcyjno-pomiarowej w/c, dwóch stacji redukcyjno-pomiarowych ps/c, gazociągu ps/c o długości ok. 65 km oraz sieci gazowej s/c o długości ok. 7 km; w 2015 roku zakończono prace projektowe i rozpoczęto budowę gazociągu ps/c relacji Przasnysz – Chorzele o długości ok. 30 km, kontynuowano prace projektowe dla gazociągu relacji Lekowo – Przasnysz, prowadzono budowę stacji w/c Lekowo oraz rozpoczęto budowę dwóch stacji redukcyjno-pomiarowych ps/c Sierakowo i Brzesko Kołaki; w ramach budowy stacji: w/c Lekowo, s/c Sierakowo i Brzesko Kołaki, do końca 2015 roku wykonano 80% zakresu rzeczowego inwestycji
- „Gazyfikacja miasta Bielsk Podlaski”; w ramach inwestycji podłączone zostanie Miejskie Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej S.A. w Bielsku Podlaskim; odbiorca deklaruje odbiór paliwa gazowego na poziomie 15 mln m³/rok (po zmodernizowaniu centralnej kotłowni miasta); w 2015 roku wykonano dokumentację projektową
- przyłączenie do sieci gazowej zakładu energetycznego w Bydgoszczy; inwestycja obejmuje budowę gazociągu w/c o długości ok. 8 km oraz budowę stacji pomiarowej w/c; w 2015 roku prowadzono prace projektowe gazociągu w/c i stacji pomiarowej w/c.

W poniższych tabelach przedstawiono informacje charakteryzujące podstawową działalność segmentu.

	31 grudnia 2015		31 grudnia 2014	
	GWh	mln m ³ *	GWh	mln m ³ *
Ilość gazu dostarczonego odbiorcom	104 803	9 552	102 858	9 327
- gaz wysokometanowy	96 423	8 788	95 027	8 610
- gaz zaazotowany	5 587	509	4 991	458
- gaz propan-butan powietrze i propan-butan rozprężony	1	0	16	2
- gaz koksowniczy	2 792	255	2 824	257

* mln m³ w przeliczeniu na gaz wysokometanowy

	Jednostka	31 grudnia 2015	31 grudnia 2014
Długość sieci bez przyłączy**	km	127 519	124 606
Liczba odbiorców gazu obsługiwanych przez spółkę	mln szt.	6,9	6,8
Liczba nowych odbiorców gazu przyłączonych do sieci	tys. szt.	87,6	80

** sieci własne oraz obce

2. Planowane działania

W 2015 roku PSG Sp. z o.o. prowadziła prace w zakresie pozyskania dotacji na inwestycje w ramach Programu Operacyjnego Infrastruktura i Środowisko na lata 2014-2020. Spółka planuje ubiegać się o dofinansowanie w pierwszej kolejności 10 projektów inwestycyjnych w zakresie budowy, rozbudowy i modernizacji sieci dystrybucyjnych. Ponadto spółka dysponuje portfelem projektów wpisujących się w cele realizacji POIiŚ na lata 2014-2020, które będą mogły być zgłoszone do dofinansowania w przypadku zwiększenia kwoty alokacji środków unijnych na obszar dystrybucji oraz ogłoszenia kolejnego naboru przez Ministerstwo Rozwoju i Ministerstwo Energetyki.

W 2016 roku Spółka kontynuować będzie realizację projektów w zakresie budowy i rozbudowy sieci gazowych oraz przyłączanie nowych odbiorców, w tym także z wykorzystaniem technologii LNG.

W kolejnych latach spółka planuje wdrożyć model inwestycyjny promujący przyrost wolumenu przesłanego gazu oraz przyspieszyć realizację kluczowych projektów inwestycyjnych. Do ich wykonania PSG sp. z o.o. zamierza maksymalnie wykorzystać dofinansowanie zewnętrzne, pochodzące z programów zaplanowanych w perspektywie budżetowej Unii Europejskiej na lata 2014-2020. Szczególny nacisk spółka położy na aktywizację procesów pozyskiwania nowych odbiorców gazu oraz wzrost niezawodności sieci gazowej i bezpieczeństwa dostaw gazu.

PSG sp. z o.o. planuje również rozwój działalności badawczo-rozwojowej i innowacyjnej (B+R+(I)). Działalność ta skoncentrowana będzie przede wszystkim na zagadnieniach badawczych w zakresie podnoszenia stopnia niezawodności, zapewnienia bezpieczeństwa oraz wzrostu efektywności infrastruktury gazowej i prowadzona głównie przez programy demonstracyjne (promowane w aktualnej perspektywie budżetowej Unii Europejskiej na lata 2014-2020), a także w dowolnej innej formule, pozwalającej na wykorzystanie źródeł dofinansowania zewnętrznego. Takie podejście umożliwi optymalne wykorzystanie środków pochodzących z Unii Europejskiej oraz pozwoli na skorzystanie z zachęt podatkowych, wprowadzanych obowiązującą od 1 stycznia 2016 roku ustawą o zmianie niektórych ustaw w związku ze wspieraniem innowacyjności.

Ponadto Spółka na bieżąco monitoruje możliwości komercjalizacji nowych, innowacyjnych technologii i kreacji nowatorskich usług, pozwalających na ewolucyjne poszerzenie podstawowego przedmiotu działalności, a tym samym ekspansję na nowe rynki bądź zwiększenie udziału w rynku. PSG sp. z o.o. analizuje zagadnienia w zakresie poszerzenia funkcjonalności infrastruktury gazowej o zdolność do transportu gazu ziemnego z domieszką innych gazów: biogazu, syntetycznego gazu ziemnego (SNG), CO₂ oraz wodoru, zarówno pod kątem technologicznym, jak i regulacyjnym. Modernizacja sieci gazowych w tym kierunku, umożliwi wprowadzenie nowych usług oraz pozyskanie nowych odbiorców z sektorów energetycznego (stabilizacja systemu energetycznego, dostawy paliwa dla przenośnych i lokalnych urządzeń elektrycznych zasilanych ogniwami paliwowymi) oraz motoryzacyjnego, a także innych odbiorców przemysłowych, wykorzystujących wodór w procesach technologicznych.

Spółka zamierza też konsekwentnie wykorzystywać pojawiające się w jej otoczeniu biznesowo-regulacyjno-społecznym szanse na:

- wdrożenie nowych regulacji wspierających rozwój kogeneracji, energetyki systemowej
- wdrożenie zmian regulacyjnych umożliwiających przyspieszenie realizacji kluczowych projektów inwestycyjnych Spółki
- rosnące zapotrzebowanie na gaz ziemny ze strony dużych i średnich odbiorców (ciepłowni i elektrociepłowni, zakładów produkcyjnych i przemysłowych, centrów usług)
- w średniej perspektywie czasu na obniżkę cen paliwa gazowego, wynikającą z liberalizacji rynku gazu oraz sytuacji na rynkach globalnych, co pozytywnie wpłynie na wzrost popytu na gaz, a w efekcie na wzrost popytu na usługi dystrybucji
- możliwość oddziaływania na kształt rynku gazu (m.in. poprzez udział w konsultacjach regulacyjnych z Urzędem Regulacji Energetyki oraz Ministerstwem Energetyki)
- pozyskanie dofinansowania Unii Europejskiej dla kluczowych projektów inwestycyjnych spółki oraz wdrażanie innowacyjnych technologii
- możliwość dalszej ekspansji sieci i przyłączeń w słabo zgazyfikowanych regionach Polski (np. centralna i północno-wschodnie regiony kraju), w tym z zastosowaniem technologii LNG.

3. Ryzyka w obszarze dystrybucji

Ustawodawstwo

Skomplikowane przepisy prawa budowlanego oraz regulacje prawne związane z realizacją przedsięwzięć inwestycyjnych nakładają obowiązek sporządzania skomplikowanych i czasochłonnych dokumentacji projektowych i formalno-prawnych niezbędnych do rozpoczęcia robót budowlanych. Wykonanie powyższych dokumentacji wydłuża czas przygotowania inwestycji i tym samym może wpłynąć na opóźnienie terminu jej zakończenia, narażając spółkę na dodatkowe koszty związane z ewentualnym nieterminowym wykonaniem umowy i spadkiem przychodów ze sprzedaży.

Polityka taryfowa

W Polsce nie jest publikowana polityka taryfowa dla przedsiębiorstw zajmujących się dystrybucją gazu ziemnego zawierająca szczegółowe zasady oraz metodykę wyznaczania akceptowanego przez regulatora poziomu przychodu regulowanego. Stosowana jest krótkoterminowa praktyka taryfowania oparta na corocznych negocjacjach z Prezesem Urzędu Regulacji Energetyki. Takie rozwiązanie daje Prezesowi URE szerokie pole do uznaniowości w procesie oceny zasadności ponoszonych przez Operatora Systemu Dystrybucyjnego kosztów, nakładów inwestycyjnych czy wartości regulacyjnej aktywów. Powoduje to niepewność, co do wysokości osiąganych przychodów i uzyskiwanego wyniku finansowego Spółki. W celu ograniczenia tego ryzyka w 2015 roku Polska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o. wystąpiła do Prezesa URE z opracowaną propozycją „Wieloletniej strategii w zakresie regulacji i taryf w PSG na lata 2016-2018”. Opracowanie analizowane jest przez Urząd Regulacji Energetyki. W związku z brakiem ostatecznych rozwiązań i regulacji odnośnie tzw. socjalizacji kosztów terminalu

LNG, końcowe uzgodnienia z URE w zakresie przedmiotowego opracowania zostały przesunięte na rok 2016. Podpisanie porozumienia z Prezesem URE w sprawie ww. propozycji, daje podstawę do planowania w horyzoncie trzech kolejnych lat, w oparciu o przewidywaną, stabilną wielkość przychodu regulowanego.

Konkurencja bezpośrednia

Liberalizacja rynku gazu powoduje, że segment narażony jest na zwiększenie aktywności firm konkurencyjnych. Firmy zajmujące się dystrybucją gazu ziemnego systematycznie rozbudowują swoje sieci gazowe i pozyskują nowych odbiorców. Pojawiły się także firmy, które oferują dostawy gazu ziemnego przy wykorzystaniu skroplonego gazu LNG. Bariery wejścia na ten rynek są zdecydowanie niższe, gdyż inwestycja taka wymaga o wiele niższych nakładów inwestycyjnych oraz nie wymaga podłączenia do systemu gazowego i zapewnienia niezbędnych rezerw przepustowości sieci przesyłowej i dystrybucyjnej. Na pozycję konkurencyjną segmentu wpływa również polityka taryfowa Urzędu Regulacji Energetyki, utrudniająca GK PGNiG prowadzenie elastycznej polityki cenowej wobec niektórych grup odbiorców. Brak elastyczności cenowej powoduje, że oferta firm konkurencyjnych może stanowić atrakcyjną alternatywę dla odbiorców GK PGNiG. Aktywność firm konkurencyjnych na rynkach lokalnych nie wpłynie znacząco na pozycję Polskiej Spółki Gazownictwa Sp. z o.o., dlatego ryzyko utraty przez spółkę pozycji dominującej jest niskie. Jednakże spółka na bieżąco monitoruje posunięcia biznesowe swoich kluczowych konkurentów.

Przełączenia dużych odbiorców do sieci przesyłowej

W związku z nasilającą się konkurencją w sektorze, istnieje ryzyko przełączania dużych klientów spółki bezpośrednio do sieci przesyłowej OGP GAZ-SYSTEM S.A. Chęć przełączenia klienci spółki argumentują obniżeniem kosztów. Spowodować to może utratę części wolumenu przesyłanego gazu, a tym samym przychodów z tytułu sprzedaży usług dystrybucyjnych i w konsekwencji konieczność skompensowania nadwyżki niepokrytych kosztów nad przychodami np. przez podwyższenie stawek taryfowych.

Roszczenia właścicieli nieruchomości

Polska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o. coraz częściej spotyka się z wygórowanymi roszczeniami finansowymi właścicieli terenów, na których dawniej zlokalizowano sieć gazową. Służebność przesyłu stanowi podstawowy sposób ustalenia zakresu korzystania z cudzej nieruchomości przez przedsiębiorstwo przesyłowe, za co właścicielowi przysługuje odpowiednie wynagrodzenie. Ponadto właściciele terenów występują z roszczeniami o zapłatę wynagrodzenia za bezumowne korzystanie z nieruchomości. Roszczenia te generują dodatkowe, często wysokie koszty i mogą negatywnie wpłynąć na wyniki finansowe segmentu.

Źródła zasilania systemu dystrybucyjnego

Sieć dystrybucyjna Polskiej Spółki Gazownictwa Sp. z o.o. połączona jest z systemem przesyłowym OGP GAZ-SYSTEM S.A. i głównie z niego zasilana. Ograniczenia parametrów przepustowości i ciśnień dostaw paliwa gazowego w systemie przesyłowym utrudniają lub niekiedy uniemożliwiają dalszy rozwój systemu gazowego na znacznym obszarze działania spółki.

Substytucja

Utrzymujące się niskie ceny węgla kamiennego, węglowodorów (oleje opałowe, oleje grzewcze) oraz innych nośników energii wykorzystywanych na cele komunalne nie zachęcają, szczególnie odbiorców indywidualnych, do ich zmiany na ekologiczne paliwo gazowe. Dla zwiększenia przychodów ze sprzedaży usług dystrybucyjnych wsparciem w tej sytuacji jest realizacja przez jednostki administracyjne programów ograniczania niskiej emisji, przez stosowanie systemów wsparcia finansowego dla zmian urządzeń grzewczych. W grupie odbiorców instytucjonalnych zmiana paliwa odbywa się w oparciu o rachunek ekonomiczny uwzględniający ograniczenie kosztów osobowych.

Malejące zużycie gazu

Spadek średniego zużycia gazu w grupie małych odbiorców powodowany jest m.in. przez zwiększenie efektywności energetycznej budynków (działania termomodernizacyjne) oraz ograniczenie wykorzystania indywidualnych pieców gazowych do podgrzewania wody. Do głównych działań termomodernizacyjnych należą: docieplanie ścian zewnętrznych, wymiana stolarki okiennej, zastosowanie kotłów kondensacyjnych i automatyki sterującej pracą urządzeń grzewczych oraz zastosowanie technik solarnych. Pomimo że PSG Sp. z o.o. pozyskuje corocznie ponad 80 tys. nowych odbiorców gazu (głównie z grupy odbiorców indywidualnych), łączny wolumen dostarczanego gazu w tym segmencie maleje i powoduje utratę części przychodów z usług dystrybucji.

Rozdział X: Wytwarzanie

Podstawową działalnością segmentu jest wytwarzanie ciepła i energii elektrycznej. Segment zajmuje się również realizacją dużych przedsięwzięć elektroenergetycznych wykorzystujących gaz ziemny jako paliwo.

PGNiG TERMIKA SA zajmuje się produkcją, dystrybucją i sprzedażą ciepła oraz energii elektrycznej. Spółka jest także centrum kompetencyjnym GK PGNiG w dziedzinach wytwarzania ciepła i energii elektrycznej oraz realizacji projektów z zakresu elektroenergetyki i ciepłownictwa. Głównymi źródłami przychodów Spółki są sprzedaż ciepła, energii elektrycznej i usług systemowych oraz certyfikatów pochodzenia energii. Spółka dysponuje 4,8 GW mocy cieplnej oraz 1 GW mocy elektrycznej osiąganych w źródłach wytwórczych Spółki i zaspokaja 70% potrzeb cieplnych rynku warszawskiego. PGNiG TERMIKA SA jest także wytwórcą i dostawcą ciepła oraz jednocześnie właścicielem źródła i sieci cieplnej na terenie Pruszkowa, Komorowa i Piastowa. Spółka jest również właścicielem kotłowni gazowej (8 MW) i dystrybucyjnej sieci cieplnej zasilającej osiedle mieszkaniowe Regaty na warszawskiej Białołęce.

1. Prace segmentu

Według stanu na dzień 31 grudnia 2015 roku PGNiG TERMIKA SA posiada koncesję na obrót energią elektryczną obowiązującą do 31 grudnia 2030 roku oraz udzielone na okres do 31 grudnia 2025 roku koncesje na:

- wytwarzanie ciepła
- przesyłanie i dystrybucję ciepła
- wytwarzanie energii elektrycznej.

Taryfy

W okresie od 1 stycznia 2015 roku do 14 sierpnia 2015 roku obowiązywała taryfa (zatwierdzona decyzją Prezesa URE w dniu 8 lipca 2014 roku) dla ciepła wytworzonego w źródłach wytwórczych PGNiG TERMIKA SA, tj. EC Żerań, EC Siekierki, EC Pruszków, C Wola i C Kawęczyn oraz przesyłu i dystrybucji ciepła za pomocą sieci ciepłowniczej zasilanej z EC Pruszków. 29 lipca 2015 roku Prezes URE zatwierdził nową taryfę dla ciepła wytwarzanego w źródłach PGNiG TERMIKA SA. Nowa taryfa obowiązuje od 15 sierpnia 2015 roku.

Ponadto od 1 stycznia 2015 roku spółkę obowiązywały taryfy na przesył ciepła sieciami ciepłowniczymi w rejonach: Marsa Park, Annopol, Marynarska, Chełmżyńska i Jana Kazimierza, zatwierdzone przez Prezesa URE 18 listopada 2014 roku.

Do 30 czerwca 2015 roku obowiązywała taryfa na wytwarzanie ciepła w Ciepłowni Regaty i przesył ciepła siecią ciepłowniczą na terenie osiedla Regaty – taryfa zatwierdzona 8 stycznia 2014 roku. 13 maja 2015 roku Prezes URE zatwierdził nową taryfę na wytwarzanie ciepła w Ciepłowni Regaty i przesył ciepła siecią ciepłowniczą na terenie osiedla Regaty, na okres od 1 lipca 2015 roku do 31 lipca 2016 roku.

Produkcja

Podstawowymi produktami wytwarzanymi przez PGNiG TERMIKA SA są ciepło i energia elektryczna. W 2015 roku 100% produkowanej energii elektrycznej stanowiła produkcja w skojarzeniu (proces jednoczesnego wytwarzania energii elektrycznej i cieplnej). Wolumeny produkcji spółki zostały przedstawione w poniższej tabeli.

Wolumeny produkcji energii elektrycznej i ciepłej

Produkt	Jednostka	2015	2014
Energia elektryczna	GWh	4 090	4 173
Energia ciepła	TJ	36 545	36 923

Spółka świadczyła również usługę Generacji Wymuszonej Sieciowo (GWS) w ramach umowy z PSE Operator S.A. Przedmiot umowy GWS stanowi usługa utrzymania długoterminowej rezerwy mocy oraz ilości jednostek wytwórczych pozwalających na usunięcie ograniczeń punktów zasilania sieci krajowego systemu elektroenergetycznego, w celu zachowania bezpieczeństwa energetycznego Miasta stołecznego Warszawy. PGNiG TERMIKA SA zobligowana jest do wytworzenia energii elektrycznej na polecenie Operatora Systemu Przesyłowego. W ramach powyższej umowy do dnia 31 grudnia 2015 roku spółka wytworzyła 178,8 GWh energii elektrycznej.

Sprzedaż

W 2015 roku PGNiG TERMIKA SA sprzedała 36.209 TJ energii ciepłej. Głównym odbiorcą ciepła sprzedawanego przez PGNiG TERMIKA SA była spółka Veolia Energia Warszawa S.A. (dawniej Dalkia Warszawa S.A.), która kupiła 92,8% ciepła. Moc zamówiona przez Veolia Energia Warszawa S.A. na 2015 rok wynosi 3,3 GW. Pozostała sprzedaż ciepła realizowana była do odbiorców bezpośrednich w Warszawie, Pruszkowie oraz odbiorców przyłączonych do sieci ciepłej Ciepłowni Regaty.

W 2015 roku PGNiG TERMIKA SA sprzedała 3.487 GWh energii elektrycznej, w tym 158 GWh w ramach usługi GWS, wyprodukowanej w zakładach spółki. Głównym odbiorcą energii elektrycznej była PGNiG S.A., której udział w wolumenie sprzedaży spółki w 2015 roku wyniósł 99%. Ponadto spółka realizowała sprzedaż energii elektrycznej do mniejszych odbiorców.

W 2015 roku zarządzanie portfelem energii elektrycznej oraz bilansowanie handlowe spółki PGNiG TERMIKA SA prowadzone było za pośrednictwem PGNiG S.A., która zawiera kontrakty zakupu/sprzedaży energii elektrycznej na rynku terminowym.

Budowa bloku gazowo-parowego w Stalowej Woli

W 2015 roku w ramach projektu „Budowa bloku gazowo-parowego w Stalowej Woli”, realizowanego wspólnie z Tauron Polska Energia S.A., kontynuowano montaż turbozespołu parowego i gazowego, prace budowlane i montażowe w pompowni wody chłodzącej oraz montaż tras kablowych, kabli, szynoprzewodów i oświetlenia. Wykonano również próbę wodną kotła odzyskowego i kondensatora oraz zakończono prace budowlane na progu spiętrzającym na rzece San. Ponadto prowadzono prace wykończeniowe i rozpoczęto zimne rozruchy.

We wrześniu 2015 roku nastąpiło znaczne wyhamowanie tempa prac na budowie bloku. Spowodowane to zostało skutkami awarii podziemnego kanału żelbetowego, w którym wykonawca montował dwa równoległe rurociągi wody chłodzącej. Niewłaściwie prowadzone prace spowodowały wypłukanie ziemi spod kanału i w konsekwencji jego uszkodzenie. Awaria została ujawniona 17 kwietnia 2015 roku, kiedy to słupy nośne estakady rurociągów przebiegających nad kanałem opuściły się o kilkanaście centymetrów. Wykonanie ekspertyz i opracowanie koncepcji naprawy zakończyło się na początku października. Za najszybszą i najtańszą metodę naprawy kanału uznano wykonanie nowego kanału (metodą mikrotunelingu), biegnącego obok istniejącego. Z uwagi na brak środków finansowych na sfinansowanie tych prac Abener Energia S.A. praktycznie wstrzymała prace na obiekcie.

W związku z naruszeniem przez Abener Energia S.A. harmonogramu oraz istotnych warunków technicznych kontraktu 29 stycznia 2016 roku Elektrociepłownia Stalowa Wola S.A. odstąpiła od kontraktu. Zgodnie z warunkami kontraktu, wykonawca zostanie wezwany do przystąpienia do

szczegółowej inwentaryzacji inwestycji. Następnie Elektrociepłownia Stalowa Wola S.A., wspólnie z Tauron Polska Energia S.A., PGNiG TERMIKA SA oraz bankami finansującymi projekt, ustali formułę kontynuacji i zakończenia inwestycji.

3 kwietnia 2015 roku do Elektrociepłowni Stalowa Wola S.A. wpłynęło wezwanie do Sądu Arbitrażowego przy Krajowej Izbie Gospodarczej, złożone przez generalnego wykonawcę spółkę Abener Energia S.A., w sprawie uznania wystąpienia siły wyższej i zwiększenia wynagrodzenia wykonawcy. 27 lipca 2015 roku wykonawca przesłał notę zmian do kontraktu, w której zażądał zwiększenia wynagrodzenia o 15 mln zł oraz wydłużenia czasu realizacji inwestycji do 27 stycznia 2017 roku. 17 października 2015 roku do Sądu Arbitrażowego przy Krajowej Izbie Gospodarczej wpłynął wniosek Abener Energia S.A. w sprawie uznania siły wyższej.

2. Planowane działania

Podstawowym źródłem przychodów PGNiG TERMIKA SA w 2016 roku będzie sprzedaż energii elektrycznej i sprzedaż ciepła. Głównym odbiorcą energii elektrycznej wyprodukowanej w zakładach spółki będzie PGNiG S.A., natomiast głównym odbiorcą ciepła będzie spółka Veolia Energia Warszawa S.A.

Ponadto spółka dąży do rozwoju miejskiego systemu ciepłowniczego we współpracy z Veolia Energia Warszawa S.A. Zwiększanie obszaru dostaw ciepła z miejskiej sieci ciepłowniczej i liczby przyłączanych nowych obiektów będzie kompensować zmniejszone zużycie ciepła wynikające z lepszego zarządzania energią przez odbiorców.

W kolejnych latach, zgodnie z wymogami strategii GK PGNiG, spółka będzie koncentrować się na poprawie efektywności istniejącego majątku oraz rozwijać nowy obszar działalności obejmujący akwizycje systemów ciepłowniczych, a także w uzasadnionych ekonomicznie przypadkach budowę kogeneracyjnych źródeł wytwórczych. Spółka planuje akwizycje sieci ciepłowniczych także poza granicami kraju. PGNiG TERMIKA SA planuje realizację projektów w oparciu o jednostki zasilane gazem lub biomasą, co stopniowo będzie ograniczało wykorzystanie węgla, a zwiększy udział niskoemisyjnych i bezemisyjnych paliw w zakresie CO₂ w miksie energetycznym (tj. strukturze nośników energii używanych do produkcji). W 2016 roku spółka przekaże do eksploatacji kocioł biomasowy w Elektrociepłowni Siekierki.

4 maja 2015 roku weszła w życie ustawa o odnawialnych źródłach energii (OZE), która przewiduje istnienie równolegle dwóch systemów wsparcia: jeden dla instalacji istniejących (system certyfikatów), drugi dla instalacji uruchamianych po wejściu w życie ustawy (system aukcyjny). Zapisy w zakresie systemu aukcyjnego będą obowiązywały od 30 czerwca 2016 roku, co oznacza, że układ hybrydowy OZE w EC Siekierki (z przebudowanym na biomasowy kotłem K1 i planowanym do uruchomienia w pierwszej połowie 2016 roku) będzie korzystał z istniejącego systemu certyfikatów przez 15 lat. Natomiast nowy aukcyjny system wsparcia stwarza szansę biznesową na realizację projektów opartych o odnawialne źródła energii, z gwarantowanym 15 letnim poziomem przychodów.

12 listopada 2015 roku weszła w życie ustawa o zmianie ustawy Prawo ochrony środowiska (tzw. ustawa antysmogowa). Nowa ustawa ma na celu poprawę jakości powietrza w Polsce. Nowa ustawa umożliwi stworzenie prawnych narzędzi do walki z tzw. niską emisją na szczeblu wojewódzkim i lokalnym. Zgodnie z ustawą, wymiana źródeł ciepła lub podłączenia budynków do sieci ciepłowniczej będzie wspierana środkami z funduszy krajowych i europejskich. Ponadto lokalne samorządy będą mogły rekompensować koszt droższego ogrzewania, aby ekologiczne ciepło było możliwe do zakupienia przez uboższe rodziny. Wejście w życie nowych przepisów stwarza korzystniejsze warunki dla rozwoju sieci ciepłowniczych i zwiększenia zapotrzebowania na ciepło sieciowe, co przekłada się na zwiększenie potencjału rozwoju kogeneracji.

3. Ryzyka wytwarzania

Zaostrzenie norm emisji gazów i pyłów

Zaostrzenie norm emisji gazów i pyłów od roku 2016 wymusza obecnie procesy głębokich modernizacji elektrowni i elektrociepłowni oraz może skutkować wyłączeniem wielu jednostek wytwórczych (o mocy pomiędzy 4-6 tys. MW energii elektrycznej) do 2020 roku, których nie będzie opłacało się wyposażać w drogie instalacje oczyszczania spalin.

Utrzymanie udziału w rynku ciepła sieciowego

Rozbudowa miejskiej spalarni odpadów komunalnych spowoduje dostarczenie większej ilości ciepła do miejskiej sieci ciepłowniczej. Wpłynie to na zmianę udziału PGNiG TERMIKA SA w produkcji ciepła dla miejskiej sieci ciepłowniczej miasta stołecznego Warszawy z obecnego poziomu 98% do poziomu 95% w 2019 roku.

Współpraca z Veolia Energia Warszawa S.A. w zakresie pozyskiwania nowych odbiorców ciepła, a także przyłączanie nowych obszarów zachodniej Warszawy do miejskiej sieci ciepłowniczej powinny w znaczny sposób zredukować potencjalne przyszłe spadki produkcji zakładów wytwórczych PGNiG TERMIKA SA.

Rozdział XI: Pozostała działalność

1. Prace segmentu

W 2015 roku spółki segmentu realizowały prace związane m.in. z robotami budowlano-montażowymi z zakresu budowy gazociągów przesyłowych, tłoczni gazu ziemnego, budowy i rozbudowy podziemnych magazynów gazu oraz zagospodarowania złóż węglowodorów, a także produkcją sprzętu do wyposażenia odwiertów i urządzeń oraz części zamiennych do platform i statków wiertniczych. Ponadto spółki zajmowały się świadczeniem usług remontowych sprzętu zagospodarowania odwiertów, sporządzaniem projektów instalacji, w tym m.in. do przesyłu gazu oraz usługami hotelarsko-gastronomicznymi i odnowy biologicznej.

Odbiorcami usług świadczonych przez segment byli zarówno kontrahenci zewnętrzni, jak i spółki GK PGNiG. Najważniejszymi kontraktami realizowanymi dla odbiorców zewnętrznych były m.in.:

- budowa gazociągu wysokiego ciśnienia DN 700 relacji Gustorzyn – Rembelszczyzna o długości 175,2 km dla OGP GAZ-SYSTEM S.A.
- budowa gazociągu wysokiego ciśnienia DN 700 relacji Szczecin – Gdańsk o długości 64 km (etap I odcinek Płoty – Karlino) dla OGP GAZ-SYSTEM S.A.; inwestycja została zakończona
- budowa tłoczni gazu Jeleniów II dla OGP GAZ-SYSTEM S.A.
- montaż rurociągów HDPE, zaworów i hydrantów oraz wykonanie korytarza w ramach „Projektu Polskie LNG” dla Saipem S.P.A. S.A. Oddział w Polsce.; inwestycja została zakończona
- opracowanie dokumentacji projektowej budowy gazociągu wysokiego ciśnienia DN 100 relacji Zdzeszowice – Wrocław na odcinkach: Brzeg – Zębice – Kielczów o długości 46 km i Zdzeszowice – Brzeg o długości 84 km dla OGP GAZ-SYSTEM S.A.
- opracowanie dokumentacji projektowej i budowa stacji gazowej pomiarowej wysokiego ciśnienia wraz z instalacją sprężającą w miejscowości Sękocin Nowy dla OGP GAZ-SYSTEM S.A.
- produkcja urządzeń i części zamiennych do platform i statków wiertniczych dla MHWirth AS (Norwegia).

Ponadto dla odbiorców zewnętrznych spółki segmentu świadczyły usługi hotelarsko-gastronomiczne i odnowy biologicznej.

Natomiast dla PGNiG S.A. segment realizował głównie kontrakty budowlano-montażowe, z których najistotniejszymi projektami były m.in.:

- rozbudowa PMG Brzeźnica
- dokończenie budowy PMG Wierzchowice (projektu realizowanego wcześniej przez PBG S.A.)
- zmiana instalacji sprężarek gazu dla PMG Wierzchowice (praca rewersyjna sprężarek gazu); inwestycja została zakończona
- budowa instalacji technologicznej do nawadniania złoża BMB (Barnówko – Mostno – Buszewo)
- zagospodarowanie złoża Połęcko
- zagospodarowanie odwiertów gazowych Załęże-1K i 2K (KGZ Krasne); inwestycja została zakończona
- zagospodarowanie odwiertu Wilków-51K; inwestycja została zakończona
- zagospodarowanie odwiertu Draganowa-1
- zagospodarowanie złoża ropy naftowej Gajewo
- zagospodarowanie odwiertów na złożu Brońsko (podłączenie odwiertu Brońsko 26H i rozbudowa OC Kościan – Brońsko)
- zagospodarowanie odwiertu Rzeszów-20K (KGZ Rzeszów).

Dla PGNiG S.A. segment kontynuował również prace związane m.in. produkcją urządzeń do wyposażenia odwiertów, takich jak głowice eksploatacyjne i więźby rurowe oraz części zamienne do osprzętu, a także przeprowadzał remonty więźb rurowych i głowic eksploatacyjnych.

Najważniejszymi kontraktami realizowanymi dla pozostałych spółek GK PGNiG były m.in.:

- wykonanie 4 węzłów i 10 zespołów zaporowo-upustowych przy budowie gazociągu wysokiego ciśnienia DN 700 relacji Gustorzyn – Odolanów; inwestycja została zakończona
- roboty budowlane związane z budową gazociągu wysokiego ciśnienia DN 300 o długości 23,9 km relacji Rybno – Młynowo; inwestycja została zakończona
- rozbudowa KPMG Mogilno
- roboty budowlane w zakresie budowy gazociągów i instalacji ługowniczej wraz z infrastrukturą techniczną w ramach inwestycji pn. „Kosakowo – budowa 5 komór, klaster B”.

Dodatkowo dla pozostałych spółek GK PGNiG segment produkował m.in. urządzenia do odpiaszczania odwiertów, części zamienne do osprzętu powierzchniowego wyposażenia odwiertów, sporządzał m.in. dokumentacje techniczne i projektowe infrastruktury gazowej oraz świadczył usługi w zakresie doradztwa technicznego i specjalistycznego.

2. Planowane działania

W 2015 roku segment kontynuował będzie prace budowlano-montażowe związane m.in. z budową gazociągów i obiektów infrastruktury gazowniczej, zagospodarowaniem złóż ropy naftowej i gazu ziemnego, a także rozbudową podziemnych magazynów gazu. Spółki segmentu zamierzają utrzymać swoją pozycję w zakresie produkcji urządzeń, w tym: elementów wyposażenia powierzchniowego odwiertów dla złóż konwencjonalnych, platform wiertniczych, aparatów wyposażenia kopalni ropy i gazu oraz projektowania systemów gazownictwa.

3. Ryzyka pozostałej działalności

Regulacje prawne

Przepisy i procedury administracyjne związane z przygotowaniem inwestycji oraz uzyskiwaniem pozwoleń na budowę, w tym w szczególności w zakresie spełnienia wymogów ochrony środowiska mogą powodować opóźnienia w terminach rozpoczynania inwestycji, narażając segment na dodatkowe koszty związane z ewentualnym nieterminowym wykonaniem kontraktu i spadkiem przychodów ze sprzedaży. Przepisy ustawy Prawo zamówień publicznych i zapisy wymieniające cenę jako jedyne kryterium oceny oferty powodują, że oferty spółek segmentu przegrywają z ofertami firm deklarujących wykonanie usługi po niższych cenach, ale i na niższym poziomie jakościowym.

Konkurencja

Na działalność spółek segmentu świadczących usługi budowlano-montażowe, projektowe i produkujących urządzenia wiertnicze istotny wpływ ma rosnąca konkurencja ze strony polskich spółek i firm zagranicznych działających zarówno za granicą, jak i wchodzących na polski rynek. Przy obecnym poziomie inwestycji realizowanych w obszarze działania segmentu zwiększająca się konkurencja powoduje m.in. utrzymywanie się niskiej ceny na usługi świadczone przez spółki segmentu. Natomiast w zakresie projektowania instalacji do przesyłu gazu niekorzystnym zjawiskiem, powodującym zmniejszenie się możliwości zawiązania konsorcjum z firmami wykonawczymi i uzyskiwaniem nowych zamówień, jest przejmowanie przez duże firmy wykonawcze średniej wielkości biur projektowych oraz powstawanie nowych biur projektowych wewnątrz firm świadczących usługi w branży gazowniczej. Istotnym zagrożeniem w powyższym obszarze jest również rosnąca konkurencja ze strony nowo powstałych konsorcjów i międzynarodowych korporacji inżynierskich.

Wykwalifikowana kadra

Obecność coraz większej konkurencji ze strony polskich i zagranicznych firm na polskim rynku spowodowała nasilenie się zjawiska przejmowania przez nie wysoko wyspecjalizowanych pracowników o dużym doświadczeniu zawodowym.

Rozdział XII: Inwestycje

W 2015 roku nakłady inwestycyjne GK PGNiG na rzeczowe aktywa trwałe oraz wartości niematerialne i prawne wyniosły 3.324 mln zł i były niższe od nakładów poniesionych w 2014 roku o ok. 15%. Wysokość nakładów w poszczególnych segmentach działalności GK PGNiG przedstawia tabela.

Nakłady inwestycyjne (w mln zł)

	2015	2014
Poszukiwanie i wydobywanie	1 437	2 056
Obrót i magazynowanie	233	335
Dystrybucja	1 193	1 120
Wytwarzanie	454	410
Pozostała działalność	7	6
Razem	3 324	3 927

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

Poszukiwanie i wydobywanie

W 2015 roku segment poszukiwanie i wydobywanie poniósł nakłady inwestycyjne w wysokości 1.437 mln zł. 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).

W 2015 roku nakłady GK PGNiG na inwestycje w obszarze poszukiwania i eksploatacji złóż ropy naftowej i gazu ziemnego na Norweskim Szelfie Kontynentalnym wyniosły 395 mln zł. Zostały one poniesione głównie na zagospodarowanie złoża Gina Krog.

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

- zakończenie zagospodarowania: odwiertu Książpol-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 233 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.

Dystrybucja

Na inwestycje związane z działalnością dystrybucyjną GK PGNiG poniosła nakłady w wysokości 1.193 mln zł. W ramach działalności inwestycyjnej dokonywano przyłączeń nowych klientów oraz modernizowano i rozbudowywano sieć gazową. Najważniejsze przedsięwzięcia inwestycyjne zostały opisane w Rozdziale IX Dystrybucja.

Wytwarzanie

Zaostrzenie norm emisji gazów i pyłów od 2016 roku wymusza w Polsce modernizację elektrowni i elektrociepłowni. Aby sprostać zaostrzonym wymaganiom emisyjnym PGNiG TERMIKA SA sukcesywnie modernizuje swoje jednostki wytwórcze. Nakłady inwestycyjne segmentu wytwarzanie wyniosły 454 mln zł, z czego ok. 65,2 mln zł stanowiły nakłady na ochronę środowiska. W 2015 roku segment głównie kontynuował zadania inwestycyjne z poprzednich lat. Do największych z nich należały:

- budowa bloku gazowo-parowego o mocy elektrycznej ok. 450 MW w EC Żerań; w 2015 roku uzyskano prawomocną decyzję pozwolenia na budowę bloku gazowo-parowego w EC Żerań, kontynuowano prace związane z przygotowaniem terenu budowy oraz ogłoszono przetarg na dostawę i montaż bloku – termin złożenia ofert upływa 15 marca 2016 roku
- przebudowa kotła K1 na kocioł biomasowy w EC Siekierki; w 2015 roku zakończono prace budowlano-montażowe, dokonano odbiorów technicznych kotła, złożono do Prezesa URE wnioski o zmianę koncesji na wytwarzanie energii elektrycznej i ciepła dla EC Siekierki zawierającą układ hybrydowy, prowadzono prace rozruchowe na kotle i instalacji biomasy
- przebudowa EC Pruszków; w 2015 roku zakończono prace budowlane i instalacyjne na stacji uzdatniania wody, a następnie ją uruchomiono; prowadzono zabudowę cyklofiltra dla kotła K9 i prace nad aktualizacją koncepcji przebudowy EC Pruszków, podpisano umowę na budowę cyklofiltra dla kotła K7 oraz rozpoczęto prace rozbiórkowe i budowlane
- budowa kotłowni szczytowo-rezerwowej gazowo-olejowej w EC Żerań; w związku z unieważnieniem w 2014 roku postępowania przetargowego, w 2015 roku ogłoszono nowy przetarg na budowę kotłowni
- dostosowanie kotła K2 w EC Siekierki do wymogów *BAT (Best Available Techniques)* w zakresie emisji pyłu, SO₂, NO_x; w 2015 roku rozpoczęto prace projektowe i budowlane.

Pozostała działalność

W 2015 roku w segmencie pozostała działalność poniesiono nakłady inwestycyjne na wartości niematerialne i rzeczowe aktywa trwałe w wysokości 7 mln zł. Najważniejsze inwestycje obejmowały m.in. zakup oprogramowania komputerowego, środków transportu, budynków i budowli oraz maszyn urządzeń produkcyjnych.

Rozdział XIII: 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 PGNiG TERMIKA SA (elektrociepłownie Siekierki, Żerań i Pruszków oraz ciepłownie Kawęczyn i Wola) i PGNiG S.A.: Oddziały w Odolanowie (tłocznia gazu oraz kotłownia i podgrzewacze technologiczne), 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 5.560.537 ton. W 2015 roku GK PGNiG przeprowadziła weryfikację rocznych raportów emisji CO₂ za rok 2014. Emisja CO₂ z instalacji uczestniczących w systemie w 2014 roku wyniosła 5.788.782 ton. Po zbilansowaniu wielkości emisji CO₂ z posiadanymi uprawnieniami i umorzeniu wykorzystanych przydziałów z 2014 roku wykazano niedobór 2.152.777 ton CO₂ wolnych jednostek emisji. Brakującą ilość uprawnień do emisji CO₂ pokryto z rezerwy uprawnień zgromadzonych na rachunkach instalacji należących do GK PGNiG (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.

Ochrona środowiska w działalności wiertniczej

Prace wiertnicze realizowane w poszukiwaniu i wydobyciu węglowodorów oddziałują na środowisko na obszarze swojego działania. Wiercenie otworów powoduje czasową zmianę charakteru gruntu, zwiększoną emisję gazów i spalin oraz natężenia hałasu, a także wytwarzanie odpadów.

W celu ochrony powierzchni ziemi urządzenia wiertnicze instalowane są na szczelnie izolowanym podłożu, a wszelkie powstające odpady wydobywcze oraz ścieki bytowe gromadzone są w szczelnych zbiornikach i sukcesywnie przekazywane do zagospodarowania uprawnionym podmiotom. Zbiorniki na olej napędowy przechowywane są w specjalnych kontenerach. Emisja gazów i spalin do atmosfery ograniczana jest przez utrzymywanie wysokiej sprawności silników urządzeń wiertniczych i stosowanie do ich napędu paliwa dobrej jakości. Natężenie hałasu zmniejszane jest przez eksploatację nowej generacji urządzeń. W celu minimalizacji ilości odpadów wydobywczych

stosowane są m.in. urządzenia pozwalające na odzysk płuczki wiertniczej. Natomiast ilość odpadów związanych z eksploatacją instalacji (urządzeń wiertniczych) obniżana jest przez stosowanie nowoczesnych o wydłużonym czasie używania olejów silnikowych, przekładniowych i smarowych.

W 2015 roku w ramach przedsięwzięć ograniczających wpływ działalności wiertniczej na środowisko spółka Exalo Drilling S.A. m.in. zakończyła prace związane z wdrożeniem mobilnego systemu wyparnego (umożliwiającego unieszkodliwienie odpadów wydobywczych), zakupiła zbiorniki na wodę (z wyposażeniem pompowym) i zbiornik paliwa oraz wyremontowała wirówkę i trzy silniki napędzające generatory prądotwórcze.

Wpływ budowy KPMG Kosakowo na środowisko

Jednym z procesów budowy komór magazynowych kawernowego podziemnego magazynu gazu Kosakowo jest wyflukiwanie (ługowanie) soli z pokładów soli kamiennej. W trakcie tego procesu powstaje solanka, która odprowadzana jest do wód Zatoki Puckiej w rejonie Mechelinek rurociągiem z wylotem z dyfuzorami zlokalizowanym w odległości 2.300 m od brzegu w ilości (średnim natężeniu przepływu) $Q_{sr\ h} = 300\text{m}^3/\text{h}$, $Q_{sr\ d} = 7200\ \text{m}^3/\text{d}$ i o stężeniu $250\ \text{kg soli}/\text{m}^3$. Ługowanie komór w KPMG Kosakowo zostało rozpoczęte we wrześniu 2010 roku, a zakończenie zaplanowane jest do 2021 roku.

W otoczeniu KPMG Kosakowo prowadzony jest monitoring lądowy i morski w celu oceny wpływu realizowanego przedsięwzięcia na środowisko. Wykonywany jest on zgodnie z dwoma programami: programem monitoringu środowiska (z maja 2009 roku) i programem kontrolnym – podstawowym i awaryjnym dla KPMG Kosakowo (z kwietnia 2014 roku). W ramach powyższych programów prowadzone są monitoringi: wód podziemnych i powierzchniowych, gruntu (gleby), przemieszczeń pionowych powierzchni ziemi, stanu technicznego i prawidłowej pracy instalacji zrzutowej solanki KPMG Kosakowo oraz oddziaływania zrzucanej solanki na środowisko Zatoki Puckiej. Ponadto prowadzony jest monitoring szczelności magazynu, polegający na badaniu powietrza glebowego w wybranych punktach. Z przeprowadzonych dotychczas badań i obserwacji wynika, że działalność KPMG Kosakowo nie oddziałuje negatywnie na otaczające środowisko. Monitoring realizowany jest przez dwa niezależne ośrodki: Instytut Morski w Gdańsku i Instytut Budownictwa Wodnego Polskiej Akademii Nauk w Gdańsku oraz służby KPMG Kosakowo.

Rekultywacja składowiska odpadów paleniskowych

PGNiG TERMIKA SA prowadzi rekultywację składowiska odpadów paleniskowych „Myśliborska” dla Elektrociepłowni Żerań. Projekt rekultywacji zakłada przeznaczenie odzyskanego terenu na obszary zielone (kwatery 1 i 2) i na funkcje mieszkaniowo-usługowe (kwatery nr 3). W 2015 roku zakończono demontaż infrastruktury technicznej na odcinku łączącym zakład EC Żerań ze składowiskiem oraz makroniwelację i zagęszczanie gruntu kwatery nr 3, a także rozpoczęto makroniwelację zbiorników wyrównawczych. Zakończenie całości prac rekultywacyjnych przewiduje się w 2016 roku.

Wypełnienie wymogów Dyrektywy IED o emisjach przemysłowych oraz BAT

W 2015 roku w ramach dostosowania do norm ochrony środowiska zawartych w Dyrektywie 2010/75/UE Parlamentu Europejskiego i Rady w sprawie emisji przemysłowych (IED) oraz przyszłych wymagań najlepszych dostępnych technik BAT (*Best Available Techniques*) PGNiG TERMIKA SA realizowała projekty inwestycyjne mające na celu ograniczenie emisji gazów i pyłu do atmosfery. W 2015 roku spółka zakończyła m.in. prace związane z zabudową czwartego poziomu zraszania w absorberach nr 1 i 2 w Elektrociepłowni Siekierki; efekt ekologiczny (przy założeniu pełnego obciążenia instalacji) to zmniejszenie koncentracji SO_2 z poziomu ok. $200\text{-}300\ \text{mg}/\text{m}^3_u$ do poziomu poniżej $150\ \text{mg}/\text{m}^3_u$; łączne nakłady inwestycyjne poniesione na realizację tego projektu wyniosły ok. 20 mln zł. Ponadto w 2015 roku PGNiG TERMIKA SA kontynuowała prace przy:

- przebudowie węglowego kotła K1 Elektrociepłowni Siekierki na kocioł biomasowy; planowana roczna redukcja emisji zanieczyszczeń do atmosfery to 227.000 ton CO₂, 780 ton SO₂, 260 ton NO_x i 20 ton pyłu; zakończenie projektu planowane jest w I połowie 2016 roku
- przystosowaniu wodnych kotłów mazutowych w Elektrociepłowni Siekierki i Ciepłowni Wola do spalania oleju lekkiego, wraz z modernizacją palników. Efekt ekologiczny tej inwestycji to zmniejszenie koncentracji SO₂ z poziomu 1.300-1.500 mg/m³_u do poziomu poniżej 200 mg/m³_u, zakończenie prac planowane jest w I połowie 2016 roku
- wyposażeniu kotłów fluidalnych w Elektrociepłowni Żerań w wysokosprawne odpylacze (filtry workowe) oraz zwiększeniem wydajności odsiarczania; efekt ekologiczny to zmniejszenie koncentracji pyłu z poziomu ok. 50-100 mg/m³_u do poziomu poniżej 20 mg/m³_u i SO₂ z poziomu 500 mg/m³_u do poziomu poniżej 200 mg/m³_u; zakończenie projektu planowane jest w I połowie 2016 roku.

W 2015 roku spółka rozpoczęła realizację kolejnych proekologicznych przedsięwzięć, m.in. podjęto:

- modernizację instalacji ochrony atmosfery na kotle K2 w Elektrociepłowni Siekierki; w ramach tego projektu zostanie unowocześniona istniejąca pólsucha instalacja odsiarczania spalin i dobudowana instalacja usuwania tlenków azotu; zakończenie modernizacji planowane jest na 2017 rok
- zabudowę instalacji usuwania tlenków azotu na kotłach wodnych K5, K6, K7 i K16 w Elektrociepłowni Siekierki; zakończenie inwestycji planowane jest w 2017 roku.

Inwestycje z zakresu wyciszeń w EC Siekierki

W 2015 roku PGNiG TERMIKA SA zakończyła budowę ekranów akustycznych wokół transformatorów usytuowanych w rozdzielni EC Siekierki w zachodniej części elektrociepłowni. Realizacja tej inwestycji pozwoliła na spadek emisji hałasu o 9 dB. W latach ubiegłych została zakończona budowa ekranów akustycznych zlokalizowanych wzdłuż wschodniej granicy elektrociepłowni i wzdłuż węzłów rozładunku węgla przy górkach rozrządowych. Łączne nakłady inwestycyjne poniesione na powyższe projekty wyniosły ok. 4,8 mln zł.

Dostawy i spalanie biomasy

W ramach wypełnienia wymogów Dyrektywy 2009/28/WE w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych PGNiG TERMIKA SA pozyskuje biomasę przede wszystkim przez kontraktowe zakupy na rynku. Ponadto spółka zawiera wieloletnie kontrakty na dostawy biomasy z plantacji wierzby energetycznej. Łączny areal plantacji, którym dysponuje obecnie spółka wynosi 407 ha. W 2015 roku w PGNiG TERMIKA SA zostało współspalone 9.393 ton biomasy (EC Żerań) i spalone 6.409 ton biomasy (EC Siekierki). Zastosowanie biomasy jako paliwa do produkcji energii pozwoliło w 2015 roku na uniknięcie emisji 14.420 ton CO₂ z paliw kopalnych.

Rozdział XIV: 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 XV: Sytuacja finansowa

1. Wyniki finansowe w 2015 roku

Sprawozdanie finansowe PGNiG S.A. i skonsolidowane sprawozdanie finansowe GK PGNiG za rok 2015 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 Skonsolidowanym sprawozdaniu finansowym Grupy Kapitałowej PGNiG za 2015 rok (Nota 36.6).

1.1. Podstawowe wielkości ekonomiczno-finansowe

Skonsolidowane sprawozdanie finansowe Grupy Kapitałowej PGNiG za 2015 rok 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 Skonsolidowanym sprawozdaniu finansowym GK PGNiG za 2015 rok (Nota 2).

W 2015 roku zysk netto GK PGNiG wyniósł 2.136 mln zł i był o 686 mln zł niższy od wyniku netto osiągniętego w roku ubiegłym.

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

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

Skonsolidowane sprawozdanie z sytuacji finansowej w mln zł

AKTYWA	31 grudnia 2015	31 grudnia 2014
Aktywa trwałe (długoterminowe) razem	36 959	37 692
Rzeczowe aktywa trwałe	32 967	33 528
Nieruchomości inwestycyjne	12	9
Wartości niematerialne	1 138	1 113
Inwestycje w jednostkach wycenianych metodą praw własności	840	856
Inne aktywa finansowe	275	243
Aktywa z tytułu podatku odroczonego	1 575	1 783
Pozostałe aktywa trwałe	152	160
Aktywa obrotowe (krótkoterminowe) razem	12 866	11 234
Zapasy	2 229	3 189
Należności z tytułu dostaw i usług oraz pozostałe należności	3 372	4 236
Należności z tytułu podatku bieżącego	7	5
Pozostałe aktywa	146	132
Aktywa z tytułu pochodnych instrumentów finansowych	709	567
Środki pieniężne i ich ekwiwalenty	6 239	2 958
Aktywa przeznaczone do sprzedaży	164	147
Aktywa razem	49 825	48 926

Skonsolidowane sprawozdanie z sytuacji finansowej w mln zł – cd.

ZOBOWIĄZANIA I KAPITAŁ WŁASNY	31 grudnia 2015	31 grudnia 2014
Kapitał własny razem	30 741	30 169
Kapitał podstawowy (akcyjny)	5 900	5 900
Kapitał z emisji akcji powyżej ich wartości nominalnej	1 740	1 740
Skumulowane inne całkowite dochody	(637)	(270)
Zyski zatrzymane	23 733	22 794
Kapitał własny, przypisany akcjonariuszom jednostki dominującej	30 736	30 164
Kapitał własny, przypisany udziałom niekontrolującym	5	5
Zobowiązania długoterminowe razem	12 795	12 384
Kredyty, pożyczki i papiery dłużne	5 799	5 069
Zobowiązania z tytułu świadczeń pracowniczych	565	604
Rezerwy	1 728	1 803
Przychody przyszłych okresów	1 511	1 581
Zobowiązania z tytułu podatku odroczonego	3 090	3 250
Inne zobowiązania długoterminowe	102	77
Zobowiązania krótkoterminowe razem	6 289	6 373
Zobowiązania z tytułu dostaw i usług oraz inne zobowiązania	3 288	3 589
Kredyty, pożyczki i papiery dłużne	583	769
Zobowiązania z tytułu pochodnych instrumentów finansowych	1 165	593
Zobowiązania z tytułu podatku bieżącego	53	191
Zobowiązania z tytułu świadczeń pracowniczych	352	284
Rezerwy	694	720
Przychody przyszłych okresów	154	227
Zobowiązania razem	19 084	18 757
Zobowiązania i kapitał własny razem	49 825	48 926

Skonsolidowany rachunek zysków i strat (mln zł)

	2015	2014
Przychody ze sprzedaży	36 464	34 304
Koszty operacyjne razem	(33 174)	(30 461)
Zużycie surowców i materiałów	(24 216)	(21 229)
Świadczenia pracownicze	(2 714)	(2 827)
Amortyzacja	(2 790)	(2 502)
Usługi obce	(2 674)	(2 843)
Koszt wytworzenia świadczeń na własne potrzeby	953	980
Pozostałe przychody i koszty operacyjne	(1 733)	(2 040)
Zysk z działalności operacyjnej	3 290	3 843
Przychody finansowe	80	86
Koszty finansowe	(305)	(432)
Udział w wyniku finansowym jednostek wycenianych metodą praw własności	(51)	129
Zysk przed opodatkowaniem	3 014	3 626
Podatek dochodowy	(878)	(804)
Zysk netto	2 136	2 822
Przypisany:		
Akcjonariuszom jednostki dominującej	2 134	2 823
Udziałom niekontrolującym	2	(1)
Zysk netto i rozwodniony zysk netto na jedną akcję, przypisany zwykłym akcjonariuszom jednostki dominującej w zł	0,36	0,48

Skonsolidowane sprawozdanie z przepływów pieniężnych (mln zł)

	2015	2014
Przeptywy pieniężne netto z działalności operacyjnej	7 258	6 979
Przeptywy pieniężne netto z działalności inwestycyjnej	(3 147)	(3 680)
Przeptywy pieniężne netto z działalności finansowej	(829)	(3 169)
Zmiana stanu środków pieniężnych netto	3 282	130
Środki pieniężne i ich ekwiwalenty na początku okresu	2 956	2 826
Środki pieniężne i ich ekwiwalenty na koniec okresu	6 238	2 956

Wskaźniki finansowe

Rentowność

	2015	2014
EBIT w mln zł zysk operacyjny	3 290	3 843
EBITDA w mln zł zysk operacyjny + amortyzacja	6 080	6 345
ROE zysk netto* do stanu kapitałów własnych na koniec okresu**	6,9%	9,4%
RENTOWNOŚĆ SPRZEDAŻY NETTO zysk netto* odniesiony do przychodów ze sprzedaży	5,9%	8,2%
ROA zysk netto* w relacji do stanu aktywów na koniec okresu	4,3%	5,8%

*zysk netto przypisany akcjonariuszom jednostki dominującej

**kapitał własny przypisany akcjonariuszom jednostki dominującej

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)	2,1	1,6

Zadłużenie

	31 grudnia 2015	31 grudnia 2014
WSKAŹNIK OBCIĄŻENIA FIRMY ZOBOWIĄZANAMI OGÓŁEM suma zobowiązań w relacji do sumy pasywów	38,3%	38,3%
WSKAŹNIK OBCIĄŻENIA KAPITAŁU WŁASNEGO ZOBOWIĄZANAMI OGÓŁEM suma zobowiązań do kapitału własnego*	62,1%	62,2%

*kapitał własny przypisany akcjonariuszom jednostki dominującej

1.2. Omówienie sytuacji finansowej

W roku 2015 przychody Grupy Kapitałowej PGNiG wyniosły 36.464 mln zł i były wyższe o 2.160 mln zł (6%) niż w roku ubiegłym. Przy wzroście kosztów o 2.713 mln zł (9%) Grupa uzyskała w 2015 roku skonsolidowany wynik na działalności operacyjnej na poziomie 3.290 mln zł. Natomiast wynik z działalności operacyjnej powiększony o amortyzację (EBITDA) osiągnął poziom 6.080 mln zł, co oznacza spadek o 265 mln zł w porównaniu do 2014 roku. Na spadek ten wpływ miały przede wszystkim czynniki makroekonomiczne (spadające ceny ropy naftowej na rynkach światowych) oraz postępująca liberalizacja rynku gazu w Polsce.

Poszukiwanie i wydobywanie

Wynik operacyjny segmentu poszukiwanie i wydobywanie wyniósł 1.095 mln zł i był o 911 mln zł (45%) niższy niż w analogicznym okresie 2014 roku. Na poziomie EBITDA wypracowano wynik w wysokości 2.426 mln zł, który jest niższy od wyniku roku poprzedniego o 717 mln zł (23%).

W relacji do 2014 roku przychody segmentu spadły o 1.216 mln zł (20%) do poziomu 4.855 mln zł, mimo wyższego o 19% wolumenu sprzedaży ropy naftowej (głównie ze złóż w Norwegii, gdzie wzrost sprzedaży wyniósł 59%). Obniżenie przychodów w segmencie jest skutkiem spadku cen ropy naftowej (średnia cena ropy Brent wyrażona w zł była w 2015 roku niższa o ok. 36% w stosunku do wartości z analogicznego okresu roku poprzedniego). Spadek notowań cen ropy naftowej, skutkujący obniżeniem rentowności projektów poszukiwawczych, wpłynął również negatywnie na popyt na usługi poszukiwawcze świadczone przez spółki z segmentu poszukiwanie i wydobywanie. Przychody z tytułu usług geofizycznych i poszukiwawczych były w 2015 roku o 416 mln zł niższe niż w roku poprzednim. Koszty operacyjne segmentu spadły o 305 mln zł (8%) w efekcie niższego salda odpisów aktualizujących aktywa segmentu, które w 2015 roku obciążało wynik segmentu kwotą 846 mln zł (w porównaniu do 1.037 mln zł w analogicznym okresie roku poprzedniego). Ponadto na wynik segmentu wpłynęło również rozwiązanie rezerw na koszty likwidacji odwiertów. Zmiana stanu rezerw z tego tytułu zwiększyła wynik operacyjny segmentu o 128 mln zł w porównaniu z ujemnym wpływem na wynik w wysokości 38 mln zł w analogicznym okresie roku poprzedniego. Rezerwy na likwidację odwiertów zostały rozwiązane wskutek niższego średniego kosztu likwidacji oraz wyższej stopy dyskonta.

Obrót i magazynowanie

Zysk operacyjny segmentu obrót i magazynowanie wyniósł w 2015 roku 381 mln zł i był niższy o 202 mln zł w relacji do roku poprzedniego.

Przychody segmentu w 2015 roku wzrosły o 2.917 mln zł (10%) w stosunku do roku poprzedniego, na co wpływ miał głównie wzrost przychodów z tytułu sprzedaży paliwa gazowego na Towarowej Giełdzie Energii (TGE), którego wolumen w 2015 roku wyniósł 9 mld m³, w stosunku do 4,3 mld m³ w roku poprzednim. Koszty operacyjne segmentu w 2015 roku wzrosły o 3.119 mln zł (11%) w stosunku do roku poprzedniego, na co wpływ miał przede wszystkim wzrost kosztów operacyjnych z tytułu zakupu paliwa gazowego na TGE (zakup przez PGNiG Obrót Detaliczny Sp. z o.o.). Sprzedaż na TGE realizowana przez PGNiG S.A. oraz zakupy dokonywane na TGE przez spółkę PGNiG Obrót Detaliczny Sp. z o.o., która rozpoczęła działalność operacyjną 1 sierpnia 2014 roku, nie podlegają eliminacji w sprawozdaniu skonsolidowanym.

Obniżenie wyniku operacyjnego segmentu jest rezultatem postępującej liberalizacji rynku gazu w Polsce, która pozwala największym klientom segmentu na dywersyfikację dostaw paliwa gazowego. Kilukrotnie w roku 2015 PGNiG S.A. i PGNiG Obrót Detaliczny Sp. z o.o. zmieniały taryfy regulujące sprzedaż paliwa gazowego, w wyniku czego średnia cena taryfowa paliwa gazowego w czwartym kwartale 2015 roku była niższa o ok. 10% od cen w 2014 roku. Ponadto, w odpowiedzi na zmieniające się warunki na rynku, spółki segmentu sprzedające paliwo gazowe w Polsce wprowadziły programy rabatowe, zwiększając konkurencyjność ofert dla klientów.

Na obniżenie wyniku operacyjnego segmentu negatywnie wpłynął również zwiększony odpis aktualizujący wartość zapasów paliwa gazowego, którego saldo w 2015 roku zostało powiększone o 190 mln.

Stan zapasów gazu w podziemnych magazynach gazu na dzień 31 grudnia 2015 roku wynosił ok. 1,7 mld m³ i osiągnął poziom o ok. 19% niższy w stosunku do stanu na koniec roku poprzedniego.

Dystrybucja

Wynik operacyjny segmentu dystrybucja wyniósł 1.450 mln zł i był wyższy o 27% w stosunku do analogicznego okresu roku poprzedniego. Natomiast wynik operacyjny powiększony o amortyzację wyniósł 2.339 mln zł i był wyższy o 337 mln zł niż rok wcześniej. Na poprawę wyniku wpłynęły między innymi wyższe o 302 mln zł (7%) przychody ze sprzedaży. Na zwiększenie przychodów ze sprzedaży w segmencie wpływ miały przede wszystkim:

- zwiększenie taryfy na dystrybucję paliwa gazowego – średnio stawka wzrosła o 3% w stosunku do porównywalnego okresu roku poprzedniego
- niższa średnia kwartalna temperatura powietrza w pierwszym kwartale 2015 roku w porównaniu do analogicznego kwartału roku poprzedniego; w pierwszym kwartale 2015 spadek średniej temperatury powietrza w stosunku do analogicznego okresu roku poprzedniego wyniósł 0,6 °C, natomiast w drugim kwartale 0,3°C; w czwartym kwartale 2015 średnia temperatura utrzymała się na niemalże takim samym poziomie, jak w analogicznym okresie roku poprzedniego.

Mimo wzrostu przychodów o 302 mln zł koszty operacyjne segmentu pozostały na zbliżonym poziomie (spadek o 10 mln zł tj. 0,3%). Wynika to głównie z obniżenia kosztów świadczeń pracowniczych, po przeprowadzonej w 2015 roku racjonalizacji zatrudnienia w ramach programu dobrowolnych odejść.

Wytwarzanie

Wynik operacyjny segmentu za 2015 rok wyniósł 367 mln zł i był wyższy o 205 mln zł niż w analogicznym okresie roku poprzedniego. Na poziomie EBITDA zrealizowano wynik w wysokości 679 mln zł, co oznacza wzrost o 47% w stosunku do analogicznego okresu roku poprzedniego. Na znaczącą poprawę wyniku wpływ miały następujące czynniki:

- zwiększenie przychodów ze sprzedaży ciepła, wynikający głównie ze wzrostu taryfy na ciepło (wzrost średnio o 7% w sierpniu 2014 roku oraz średnio o 5% w sierpniu 2015 roku)
- spadek kosztów zakupu węgla, będącego głównym paliwem do produkcji ciepła (średnia cena surowca w trzech pierwszych kwartałach 2015 roku była o 6% niższa od średniej ceny w analogicznym okresie roku poprzedniego).

Wyniki operacyjne segmentów

Dane finansowe segmentów GK PGNiG za 2015 rok (w mln zł)

2015 rok	Poszukiwanie i wydobywanie	Obrót i magazynowanie	Dystrybucja	Wytwarzanie	Pozostała działalność	Eliminacje	Razem
Sprzedaż na rzecz klientów zewnętrznych	3 148	31 274	654	1 215	173	0	36 464
Sprzedaż między segmentami	1 707	468	3 931	672	152	(6 930)	0
Przychody segmentu ogółem	4 855	31 742	4 585	1 887	325	(6 930)	36 464
Koszty segmentu	(3 760)	(31 361)	(3 135)	(1 520)	(331)	6 933	(33 174)
Zysk/Strata z działalności operacyjnej	1 095	381	1 450	367	(6)	3	3 290
Koszty finansowe netto							(225)
Udział w wyniku finansowym jednostek wycenianych metodą praw własności	-	(51)	-	-	-	-	(51)
Zysk przed opodatkowaniem							3 014
Podatek dochodowy							(878)
Zysk netto							2 136

Dane finansowe segmentów GK PGNiG za 2014 rok (w mln zł)

2014 rok	Poszukiwanie i wydobywanie	Obrót i magazynowanie	Dystrybucja	Wytwarzanie	Pozostała działalność	Eliminacje	Razem
Sprzedaż na rzecz klientów zewnętrznych	4 346	28 367	280	1 149	162		34 304
Sprzedaż między segmentami	1 725	458	4 003	794	163	(7 143)	0
Przychody segmentu ogółem	6 071	28 825	4 283	1 943	325	(7 143)	34 304
Koszty segmentu	(4 065)	(28 242)	(3 145)	(1 781)	(393)	7 165	(30 461)
Zysk/Strata z działalności operacyjnej	2 006	583	1 138	162	(68)	22	3 843
Koszty finansowe netto							(346)
Udział w wyniku finansowym jednostek wycenianych metodą praw własności	-	129	-	-	-	-	129
Zysk przed opodatkowaniem							3 626
Podatek dochodowy							(804)
Zysk netto							2 822

Na wynik finansowy GK PGNiG wpłynął również wynik z działalności finansowej, który wzrósł o 121 mln zł (35%). Poprawa wyniku na działalności finansowej spowodowana została głównie obniżeniem kosztów odsetek w efekcie spadku średniorocznego poziomu finansowania zewnętrznego (zwiększenie zadłużenia zewnętrznego przez spółkę zależną PGNiG Upstream International AS miało miejsce w trzecim kwartale 2015 roku) oraz aktywnego korzystania z programu *cash pool* w ramach Grupy Kapitałowej.

Zysk przed opodatkowaniem został dodatkowo obniżony przez aktualizację wyceny udziałów w spółce System Gazociągów Tranzytowych „EUROPOL GAZ” S.A. w wysokości 51 mln zł.

Grupa Kapitałowa PGNiG w 2015 roku wypracowała w rezultacie zysk netto o wartości 2.136 mln zł, o 686 mln zł (24%) niższy niż wynik uzyskany w roku poprzednim.

Sprawozdanie z sytuacji finansowej

Bilans na dzień 31 grudnia 2015 roku wykazuje po stronie aktywów i pasywów sumę bilansową w wysokości 49.825 mln zł, która jest wyższa od wartości na koniec 2014 roku o 899 mln zł (2%).

Aktywa

Największą pozycję aktywów Grupy kapitałowej PGNiG stanowią rzeczowe aktywa trwałe, których wartość na koniec 2015 roku wyniosła 32.967 mln zł i była o 561 mln zł (2%) niższa od stanu na dzień 31 grudnia 2014 roku. Obniżenie wartości aktywów trwałych spowodowane zostało głównie przez dokonanie odpisów aktualizujących te aktywa, których saldo w stosunku do roku poprzedniego wzrosło o 536 mln zł.

Aktywa z tytułu podatku odroczonego, drugi co do wielkości składnik aktywów trwałych, uległy obniżeniu o 208 mln zł (12%), głównie w efekcie realizacji aktywa z tytułu straty podatkowej w spółce zależnej PGNiG Upstream International AS, która rozliczana jest od momentu uruchomienia wydobycia węglowodorów z posiadanych przez spółkę złóż na Norweskim Szelfie Kontynentalnym.

Aktywa obrotowe Grupy na koniec 2015 roku wynosiły 12.866 mln zł i były o 1.632 mln zł (15%) wyższe niż na koniec roku 2014. Największy wpływ na wzrost aktywów obrotowych miał wzrost środków pieniężnych, które w stosunku do analogicznego okresu roku poprzedniego wzrosły o 3.281 mln zł. Głównym przyczyną wzrostu środków pieniężnych była zmiana struktury zadłużenia spółki zależnej PGNiG Upstream International AS. Spółka ta zrefinansowała finansowanie wewnątrzgrupowe, które w poprzednich okresach ulegało eliminacji w skonsolidowanym sprawozdaniu finansowym, kredytem bankowym. Ponadto znacząca zmiana nastąpiła w pozycji zapasów, gdzie stan na koniec 2015 roku był o 960 mln (30%) niższy niż w analogicznym okresie roku poprzedniego. Obniżenie wartości zapasów nastąpiło głównie na skutek niższego stanu zapasów gazu w magazynach na koniec 2015 roku (1,7 mld m³ na koniec 2015 roku wobec 2,1 mld m³ na koniec 2014 roku) oraz niższej w relacji do roku poprzedniego ceny zatłoczonego do magazynów paliwa.

Poziom i struktura majątku obrotowego zapewniała Grupie Kapitałowej całkowitą zdolność do bieżącego regulowania zobowiązań. Wskaźnik bieżącej płynności osiągnął wartość 2,5 wobec poziomu 2,2 z końca grudnia 2014 roku, natomiast wskaźnik szybki bieżącej płynności wzrósł rok do roku z poziomu 1,6 do poziomu 2,1.

Kapitał własny i zobowiązania

Podstawowym źródłem finansowania aktywów Grupy Kapitałowej PGNiG jest kapitał własny, którego wartość w porównaniu do końca 2014 roku wzrosła o 572 mln zł (2%). Na zmianę poziomu kapitałów własnych wpływ miał przede wszystkim osiągnięty w bieżącym okresie zysk netto w wysokości 2.136 mln zł, skorygowany o wypłaconą za rok poprzedni dywidendę w wysokości 1.180 mln zł.

Stan zobowiązań długoterminowych na dzień 31 grudnia 2015 roku wyniósł 12.795 mln zł i był wyższy od poziomu z końca grudnia 2014 roku o 411 mln zł. Wzrost ten wynika przede wszystkim ze wzrostu kredytów długoterminowych (kredyt jednostki zależnej PGNiG Upstream International AS).

Na dzień 31 grudnia 2015 roku Grupa posiadała zobowiązania krótkoterminowe w wysokości 6.289 mln zł, co oznacza spadek o 84 mln zł (1%) w relacji do końca roku 2014. Na spadek zobowiązań krótkoterminowych wpłynęło obniżenie poziomu zobowiązań z tytułu dostaw i usług, a w szczególności zobowiązań z tytułu zakupu gazu (mniejsze zatłaczanie gazu do magazynów w czwartym kwartale 2015 roku).

W związku z tym, że procentowy wzrost kapitałów własnych był niemalże tożsamy ze wzrostem zobowiązań długoterminowych i krótkoterminowych, wskaźniki obciążenia kapitałów własnych i obciążenia kapitałów na koniec roku 2015 pozostały na zbliżonym poziomie do okresu poprzedniego i wynosiły odpowiednio: 62,1% i 38,3% (w poprzednim roku odpowiednio 62,2 % i 38,3%).

Istotne pozycje pozabilansowe

Na dzień 31 grudnia 2015 roku najistotniejszą pozycję pozabilansową Grupy Kapitałowej PGNiG stanowiły zobowiązania warunkowe, których wartość ujawniona w skonsolidowanym sprawozdaniu wynosiła 9.173 mln zł. Głównymi pozycjami zobowiązań warunkowych były:

- gwarancja wykonania zobowiązań PGNiG Finance AB (spółki zależnej PGNiG S.A.) wobec obligatariuszy z tytułu ustanowienia programu emisji euroobligacji (4.200 mln zł)
- gwarancja wykonania zobowiązań PGNiG Upstream International AS (spółki zależnej PGNiG S.A.), wynikających z koncesji lub z mocy prawa wobec państwa norweskiego (2.675 mln zł).

Opis głównych inwestycji i lokat kapitałowych w ramach GK PGNiG

Do głównych inwestycji kapitałowych dokonanych w 2015 roku ramach Grupy Kapitałowej PGNiG należały:

- emisja obligacji krótkoterminowych skierowana do spółek Grupy Kapitałowej PGNiG; na dzień 31 grudnia 2015 roku zadłużenie PGNiG S.A. z tytułu emisji powyższych obligacji wyniosło 310 mln zł
- podwyższenie kapitału zakładowego PGNiG SPV Sp. z o.o. o 51 mln zł; wszystkie udziały zostały objęte przez PGNiG S.A.
- nabycie przez PGNiG S.A. obligacji krótkoterminowych emitowanych przez spółkę GEOFIZYKA Kraków S.A. w ramach programu emisji obligacji w Grupie Kapitałowej PGNiG; na dzień 31 grudnia 2015 roku wartość nominalna obligacji nabytych w ramach tego programu wyniosła 40 mln zł
- dokapitalizowanie, bez emisji nowych udziałów, spółki POGC-Libya B.V. kwotą 4 mln USD (tj. 15,3 mln zł).

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 powiązanymi na innych warunkach niż rynkowe.

Ocena możliwości realizacji zamierzeń inwestycyjnych

W 2016 roku i w latach następnych Grupa Kapitałowa PGNiG zamierza realizować działalność inwestycyjną w zakresie:

- poszukiwania i wydobycia gazu ziemnego i ropy naftowej
- budowy i rozbudowy podziemnych magazynów gazu
- budowy i rozbudowy infrastruktury dystrybucyjnej
- budowy sektora elektroenergetycznego.

Ponadto GK PGNiG przewiduje przeznaczyć środki na inwestycje w obszarze fuzji i przejęć sieci ciepłowniczych oraz aktywów wydobywczych zlokalizowanych poza granicami Polski.

GK PGNiG 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 GK PGNiG posiada wystarczające środki finansowe na realizację planowanych zamierzeń inwestycyjnych

Objaśnienie różnic pomiędzy wynikami finansowymi a prognozami wyników na rok 2015

Prognoza finansowa Zarządu PGNiG została opublikowana w raporcie bieżącym nr 9/2015 z dnia 5 lutego 2015 roku, natomiast w raporcie bieżącym nr 81/2015 z dnia 6 listopada 2015 roku dokonano aktualizacji prognozy. Wyniki wskazane w raporcie rocznym nie różnią się istotnie od wyników opublikowanych we wskazanym wyżej raporcie (odchylenie prognozy przychodów GK PGNiG od wyników finansowych za rok 2015 wynosi (-1,72%), odchylenie dotyczące wyniku EBITDA GK PGNiG wynosi (-3,5%), wskaźnik zadłużenia Grupy PGNiG nie przekroczył 2xEBITDA).

2. Zarządzanie finansowe

2.1. Zasady zarządzania ryzykiem finansowym

Grupa Kapitałowa PGNiG 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 GK PGNiG 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 Grupy jest zasadniczo ograniczone do ewentualnych kwot, o które zobowiązania stron trzecich przewyższają zobowiązania Grupy. Grupa stosuje zasadę zawierania transakcji w obszarze instrumentów finansowych z wieloma podmiotami charakteryzującymi się wysoką zdolnością kredytową. Przy wyborze partnerów finansowych, Grupa kieruje się przede wszystkim ich standingiem finansowym zweryfikowanym przez agencje ratingowe, a także udziałem w rynku oraz posiadaną reputacją.

Grupa Kapitałowa PGNiG posiada ekspozycję na ryzyko kredytowe z tytułu:

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

Środki pieniężne i ich ekwiwalenty

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

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

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

Należności z tytułu dostaw i usług oraz pozostałe należności

Istotne 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 wiarygodności 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 Grupie 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 Grupie. W przypadku stwierdzenia braku wpływu zapłaty w umownym terminie, podejmowane są stosowne czynności windykacyjne; wszystkie czynności windykacyjne są podejmowane w oparciu o funkcjonujące w Grupie Kapitałowej procedury windykacyjne.

Pożyczki i pozostałe aktywa finansowe

Ekspozycja na ryzyko kredytowe z tytułu udzielonych pożyczek wynika z pożyczek udzielonych przez PGNiG S.A. spółkom powiązanim. Udzielanie pożyczek tym spółkom odbywa się na podstawie procedury wewnętrznej, regulującej szczegółowo proces zawierania umów pożyczkowych oraz ich monitorowania, przez co minimalizuje się ekspozycję Grupy 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 Grupa Kapitałowa PGNiG nie przewiduje poniesienia istotnych strat z tytułu ryzyka kredytowego.

Udzielone gwarancje

Ryzyko kredytowe z tytułu udzielonych gwarancji, na które narażona jest Grupa Kapitałowa, zasadniczo ogranicza się do ryzyka niewypłacalności banku, który na zlecenie Grupy udzielił gwarancję innym podmiotom zewnętrznym. Jednakże banki, którym Grupa 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 GK PGNiG rozumie prawdopodobieństwo niekorzystnego wpływu zmiany warunków na rynkach finansowych i towarowych na wartość ekonomiczną lub wynik finansowy Grupy.

Podstawowym zadaniem w procesie zarządzania ryzykiem rynkowym jest identyfikacja, pomiar, monitorowanie i ograniczanie podstawowych źródeł ryzyka 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 GK PGNiG rozumie prawdopodobieństwo niekorzystnego wpływu zmiany kursów walutowych na wynik finansowy Grupy.

Głównym celem podejmowanych przez Grupę 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 Grupa wykorzystuje opcje *call*, strategie opcyjne oraz transakcje *forward*.

Ryzyko stopy procentowej

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

Głównym źródłem ryzyka stopy procentowej w Grupie 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 *n* dni roboczych. Wartość *VaR* szacowana jest metodą wariacyjno-kowariancji.

Ryzyko cen towarów

Przez ryzyko cen towarów GK PGNiG rozumie prawdopodobieństwo niekorzystnego wpływu zmiany cen towarów na wynik finansowy Grupy.

Ryzyko cen towarów w Grupie 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. Grupa zawiera także transakcje poza rynkiem regulowanym w oparciu o umowy ramowe. Grupa 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 Grupę.

Grupa w 2015 roku szczegółowo identyfikowała i zabezpieczała ten rodzaj ryzyka. Do zabezpieczenia cen towarów Grupa 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 Grupę. Równie istotnym zagrożeniem może być strukturalna nadpłynność, która niekorzystnie wpływałaby na rentowność prowadzonej przez Grupę działalności.

Grupa na bieżąco kontroluje i planuje poziom płynności finansowej. Zabezpieczając się przed ryzykiem płynności w 2015 roku Grupa realizowała szereg programów emisji dłużnych papierów wartościowych. Wszelkie nadwyżki środków finansowych Grupa 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 Grupa 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.

Grupa Kapitałowa PGNiG nie zidentyfikowała innych istotnych ryzyk w bieżącej działalności.

Ocena zarządzania zasobami finansowymi

GK PGNiG aktywnie zarządza zasobami finansowymi optymalizując zarówno strukturę zadłużenia, jak i koszty finansowania. Spółki GK PGNiG dostosowują formę finansowania w zależności od celu na jaki przeznaczone jest dane finansowanie (działalność operacyjna, inwestycyjna) oraz okresu na jaki finansowanie ma zostać udzielone. Wśród dostępnych dla spółek GK PGNiG form finansowania należy wymienić programy emisji obligacji, kredyty bankowe, leasing finansowy oraz pożyczki wewnątrzgrupowe udzielane przez PGNiG S.A.

Ważnym elementem podnoszącym efektywność zarządzania zasobami finansowymi jest system zarządzania płynnością finansową, w ramach którego możliwe jest wzajemne bilansowanie sald wskazanych rachunków bankowych PGNiG S.A. i spółek zależnych, tzw. *cash pooling*. Dzięki systemowi *cash pooling* w obrębie jednej grupy kapitałowej środki pieniężne podmiotów posiadających nadpłynność są wykorzystywane do finansowania działalności podmiotów wykazujących niedobór środków pieniężnych. Dzięki systemowi *cash pooling* podnosi się nie tylko efektywność wykorzystania środków pieniężnych w ramach GK PGNiG, ale także obniża się istotnie koszty odsetek ponoszonych przez spółki finansujące niedobory środków pieniężnych w ramach tego systemu. Spółki te nie wykorzystują innych zewnętrznych źródeł finansowania swojej działalności, które z reguły są droższe niż finansowanie w ramach *cash pooling*.

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 ramach GK PGNiG powoduje, iż nie występują problemy z wywiązywaniem się spółek GK PGNiG z zaciągniętych zobowiązań finansowych.

2.2. Programy emisji obligacji

W 2015 roku GK PGNiG 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 4 lipca 2012 roku emitowanych przez PGNiG TERMIKA SA
- programu emisji euroobligacji z 25 sierpnia 2011 roku emitowanych przez PGNiG Finance AB
- 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.

W 2015 roku PGNiG TERMIKA SA przeprowadziła kolejne emisje obligacji krótkoterminowych w ramach programu emisji z dnia 4 lipca 2012 roku (zmienionego aneksami w 2014 roku). Program obowiązuje do dnia 29 grudnia 2019 roku, z możliwością przedłużenia tego okresu na kolejne dwa lata, tj. do dnia 29 grudnia 2021 roku. 18 sierpnia 2015 roku i 11 grudnia 2015 roku podpisane zostały aneksy, na mocy których zostały zmienione umowy gwarancyjna i agencyjno-depozytowa. W ramach programu PGNiG TERMIKA SA może emitować do kwoty 1,5 mld zł obligacje dyskontowe oraz kuponowe z terminem zapadalności od jednego miesiąca do jednego roku, których objęcie jest gwarantowane przez banki. Oprocentowanie obligacji oparte jest o stopę WIBOR powiększoną o marżę, której wysokość uzależniona jest od wskaźnika długu netto do EBITDA. W 2015 roku spółka przeprowadziła 5 emisji dyskontowych na łączną wartość nominalną 310 mln zł. Na dzień 31 grudnia 2015 roku wartość nominalna obligacji wyniosła 110 mln zł.

W ramach podpisanego 25 sierpnia 2011 roku pięcioletniego programu emisji euroobligacji PGNiG Finance AB może emitować euroobligacje z terminem zapadalności do 10 lat do kwoty 1,2 mld EUR. W 2015 roku spółka nie emitowała powyższych euroobligacji. Na dzień 31 grudnia 2015 roku nominalne zadłużenie PGNiG Finance AB wyniosło 500 mln EUR, z tytułu emisji przeprowadzonej w roku 2012.

Środki z emisji obligacji Grupa Kapitałowa PGNiG przeznaczyła na zaspokojenie bieżących potrzeb finansowych związanych z realizacją strategii GK PGNiG. Środki były 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 Grupa Kapitałowa PGNiG zawarła umowy kredytów na łączną kwotę 400 mln USD i 426,5 mln zł. Najistotniejszą umową była umowa kredytu w wysokości 400 mln USD zawarta 13 sierpnia 2015 roku przez spółkę PGNiG Upstream International AS z konsorcjum ośmiu banków reprezentowanym przez Societe Generale (w składzie Societe Generale, BNP Paribas, ING, HSBC, Citibank, CACIB, SEB i Natixis). Kredyt ten ma charakter odnawialny i został udzielony na okres siedmiu lat z dwupółrocznym okresem karencji. Kredyt został udzielony ramach formuły *Reserved Based Loan* (kredyt w oparciu o rezerwy), w którym podstawowe zabezpieczenie dla kredytodawców stanowi konkretne złożo ropy i gazu. Wysokość możliwych do pozyskania środków opiera się na wartości aktywów wydobywczych w posiadaniu PGNiG Upstream International AS: Skarv (11,9175% udziałów), Morvin (6%), Vilje (24,243%), Vale (24,243%) oraz Gina Krog (8%). Fundusze pozyskane w ramach kredytu zostały przeznaczone na potrzeby inwestycyjne, wynikające z działalności na Norweskim Szelfie Kontynentalnym oraz na wcześniejszą spłatę zadłużenia PGNiG Upstream International AS. Pozostałe umowy kredytów zostały zawarte w celu finansowania bieżącej działalności operacyjnej.

W poniższej tabeli zostały zaprezentowane szczegółowe dane odnoszące się do najistotniejszych umów kredytów zawartych przez GK PGNiG w 2015 roku.

Najistotniejsze umowy kredytów zawarte przez GK PGNiG

Bank	Wartość zaciągniętego kredytu w mln	Waluta	Wysokość oprocentowania	Rodzaj	Termin wymagalności
Konsorcjum 8 banków	400,0	USD	LIBOR USD/EURIBOR*+1,55%**	obrotowy/ inwestycyjny	13.08.2022
Bank Pekao S.A.	120,0	PLN	WIBOR 1M+1,00%	obrotowy	24.04.2016
HSBC Bank Polska S.A.	60,0	PLN	WIBOR 1M+0,50%	obrotowy	15.06.2016
Bank Zachodni WBK S.A.	50,0	PLN	WIBOR 1M+2,00%	obrotowy	31.01.2016
Societe Generale S.A. Oddział w Polsce	40,0	PLN	WIBOR 1M+0,30%	obrotowy	31.08.2016
Bank Handlowy w Warszawie SA	40,0	PLN	WIBOR 1M+0,30%	obrotowy	30.12.2016
HSBC Bank Polska S.A.	40,0	PLN	WIBOR 3M+0,45%	obrotowy	07.07.2016

*kredyt wielowalutowy, może być zaciągany w USD i w EUR; okresy odsetkowe mogą być różne – 1M, 3M lub 6M

** w latach 2016 i 2017 oprocentowanie wyniesie LIBOR USD/EURIBOR+1,80%

Umowy kredytów wypowiedziane w 2015 roku

W 2015 roku GK PGNiG wypowiedziała umowę kredytu zawartą w rachunku inwestycyjnym. Umowa ta była zawarta przez spółkę PGNiG Norway AS (dzisiaj PGNiG Upstream International AS) z konsorcjum siedmiu banków (Credit Agricole CIB, BNP Paribas, Societe Generale, Natixis, The Bank of Tokyo Mitsubishi UFJ, UniCredit Bank AG oraz KBC Bank NV) 31 sierpnia 2010 roku w wysokości 400 mln USD z terminem wymagalności 31 sierpnia 2017 roku i oprocentowaniu LIBOR USD+2,5%. Powodem wypowiedzenia umowy kredytu była wcześniejsza jego spłata i zaciągnięcie nowego kredytu na dogodniejszych dla spółki warunkach.

Umowy pożyczek zawarte w 2015 roku

W 2015 roku Grupa Kapitałowa PGNiG zawarła trzy umowy pożyczek ze spółką powiązaną na łączną kwotę 18,5 mln zł. GK PGNiG udzieliła pożyczek w celu finansowania bieżącej działalności operacyjnej, w tym częściowej spłaty zadłużenia z tytułu umów kredytów inwestycyjnych zawartych na potrzeby budowy bloku gazowo-parowego w Stalowej Woli. Szczegółowe dane na temat udzielonych przez GK PGNiG pożyczek zaprezentowane zostały w poniższej tabeli.

Pożyczki udzielone przez GK PGNiG

Spółka	Wartość udzielonej pożyczki w mln	Waluta	Wysokość oprocentowania	Rodzaj	Termin wymagalności
Elektrociepłownia Stalowa Wola S.A.	13,5	PLN	WIBOR 3M+2,50%	obrotowa	31.12.2027
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 GK PGNiG nie zaciągała pożyczek ani nie wypowiediała umów pożyczek.

2.4. Gwarancje i poręczenia

Grupa Kapitałowa PGNiG w 2015 roku udzieliła gwarancji i poręczeń w wysokości 148 mln zł, ujawnionych w skonsolidowanym sprawozdaniu finansowym. Złożyły się na nie przede wszystkim gwarancje wykonania umowy stanowiącej zabezpieczenie dostaw gazu przez PGNiG Supply & Trading GmbH w łącznej wysokości 143 mln zł.

W 2015 roku Grupa Kapitałowa PGNiG nie otrzymała istotnych gwarancji i poręczeń podlegających ujawnieniu w sprawozdaniu finansowym (ich łączna wartość wyniosła 0,1 mln zł).

3. Przewidywana sytuacja finansowa

Do głównych czynników wpływających na sytuację finansową w 2016 roku GK PGNiG zalicza dużą zmienność globalnych cen węglowodorów oraz kursów walut. Wpływ powyższych czynników przełoży się w głównej mierze na wyniki segmentów poszukiwanie i wydobywanie oraz obrót i magazynowanie.

Utrzymujące się niskie notowania cen ropy naftowej przekładają się na mniejsze przychody ze sprzedaży realizowane przez podmioty GK PGNiG zajmujące się wydobywaniem i sprzedażą ropy naftowej oraz na mniejszy popyt na usługi sejsmiczne i poszukiwawcze świadczone przez spółki GK PGNiG, co w efekcie negatywnie wpływa na wyniki w segmencie poszukiwanie i wydobywanie. Utrzymanie się niskich cen ropy naftowej w perspektywie może spowodować konieczność dokonania odpisów aktualizujących w zakresie wartości majątku wydobywczego, co pogorszy wyniki realizowane przez segment poszukiwanie i wydobywanie. Z uwagi na powiązanie cen węglowodorów z ceną gazu pozyskiwaną w ramach kontraktów długoterminowych z OOO „Gazprom eksport” oraz Qatar Liquefied Gas Company Limited (3), stosunkowo niska cena węglowodorów korzystnie będzie oddziaływać na koszt pozyskania gazu przez PGNiG S.A. i tym samym na wyniki GK PGNiG realizowane w segmencie obrót i magazynowanie.

Dla perspektyw działalności GK PGNiG w najbliższym roku obrotowym istotna będzie także sytuacja na rynku walutowym. Ewentualne umacnianie się złotego względem walut obcych (głównie względem dolara amerykańskiego) będzie oddziaływać pozytywnie na wyniki segmentu obrót i magazynowanie, obniżając koszt importu gazu ziemnego przez PGNiG S.A. Z uwagi na wyżej wymienioną korelację wyników GK PGNiG z kursem złotego względem innych walut obcych, spółki GK PGNiG prowadzą politykę zabezpieczeń, dzięki której wpływ tego czynnika na wyniki Grupy będzie optymalizowany.

Zakłada się, iż postępująca liberalizacja rynku gazu w Polsce będzie w dalszym ciągu wywoływać presję na wyniki realizowane przez spółki GK PGNiG prowadzące sprzedaż gazu i działające w segmencie obrót i magazynowanie. Efektem konkurencyjnej walki o klienta są kolejne obniżki taryf sprzedaży paliwa gazowego, a także programy rabatowe kierowane do klientów spółek GK PGNiG. Powyższe czynniki wpływają na obniżenie rentowności segmentu obrót i magazynowanie przez zmniejszenie uzyskiwanych marż na sprzedaży. Ponadto w odpowiedzi na postępującą liberalizację rynku gazu i wynikająca z tego konieczność wzrostu konkurencyjności działalności GK PGNiG, realizowane są w ramach spółek Grupy inicjatywy poprawiające efektywność ich funkcjonowania. Podjęte inicjatywy powinny wpływać pozytywnie na wyniki realizowane przez GK PGNiG m.in. przez optymalizację kosztów działalności.

W przypadku segmentu wytwarzanie ważnym z punktu widzenia działalności GK PGNiG będzie kształt programów wsparcia wytwarzania energii elektrycznej w wysokosprawnej kogeneracji oraz ze źródeł odnawialnych. Zmiany legislacyjne w omawianym zakresie oraz zmiany rynkowe cen czerwonych i zielonych certyfikatów (świadczeń pochodzenia energii elektrycznej) będą wpływać na sytuację finansową GK PGNiG w tym segmencie. Warto dodać, iż kontynuacja występujących

