

SPRAWOZDANIE ZARZĄDU Z DZIAŁALNOŚCI
GRUPY KAPITAŁOWEJ PGNiG ZA 2014 ROK



Warszawa, 19 lutego 2015

Spis rozdziałów:

Spis rozdziałów:	2
Rozdział I: Grupa Kapitałowa PGNiG.....	5
1. Organizacja Grupy Kapitałowej.....	5
2. Powiązania kapitałowe.....	9
3. Zatrudnienie	10
Rozdział II: Organy jednostki dominującej	11
1. Zarząd	11
2. Rada Nadzorcza	13
Rozdział III: Akcjonariat.....	15
Rozdział IV: Kierunki rozwoju GK PGNiG	17
Rozdział V: Działalność operacyjna GK PGNiG	19
1. Dane operacyjne.....	19
2. Wydarzenia 2014 roku	21
Rozdział VI: Otoczenie regulacyjne	23
1. Prawo energetyczne	23
1.1. Koncesje	24
1.2. Zmiany w taryfach na paliwo gazowe	24
2. Ustawa o zapasach ropy naftowej, produktów naftowych i gazu ziemnego.....	27
3. Prawo geologiczne i górnicze	28
4. Ryzyka regulacyjne.....	29
Rozdział VII: Poszukiwanie i wydobycie	31
1. Poszukiwanie	31
2. Wspólne działalności	32
2.1. Wspólne działalności w Polsce.....	32
2.2. Wspólne działalności za granicą.....	33
3. Wydobycie	36
4. Sprzedaż podstawowych produktów.....	38
5. Działalność usługowa	39

6. Planowane działania.....	40
7. Ryzyka poszukiwania i wydobywania.....	41
Rozdział VIII: Obrót i magazynowanie	44
1. Zakupy gazu ziemnego	44
2. Sprzedaż gazu ziemnego.....	45
3. Energia elektryczna.....	48
4. Magazynowanie	49
5. Planowane działania.....	50
6. Ryzyka obrotu i magazynowania.....	51
Rozdział IX: Dystrybucja.....	54
1. Prace segmentu	54
2. Planowane działania.....	57
3. Ryzyka w obszarze dystrybucji.....	58
Rozdział X: Wytwarzanie	60
1. Prace segmentu	60
2. Planowane działania.....	61
3. Ryzyka wytwarzania.....	62
Rozdział XI: Pozostała działalność.....	63
1. Prace segmentu	63
2. Planowane działania.....	64
3. Ryzyka pozostałej działalności	64
Rozdział XII: Inwestycje.....	65
Rozdział XIII: Ochrona środowiska.....	68
Rozdział XIV: Pozostałe informacje.....	71
Rozdział XV: Sytuacja finansowa.....	74
1. Wyniki finansowe w 2014 roku	74
1.1. Podstawowe wielkości ekonomiczno-finansowe.....	74
1.2. Omówienie sytuacji finansowej.....	78
2. Zarządzanie finansowe.....	84
2.1. Inwestycje krótkoterminowe	86

2.2. Umowy kredytów i pożyczek	86
2.3. Gwarancje i poręczenia.....	87
2.4. Zarządzanie ryzykiem finansowym.....	87
3. Przewidywana sytuacja finansowa.....	88

Załącznik:

Oświadczenie o stosowaniu przez Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo S.A. zasad ładu korporacyjnego w roku 2014

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 2014 roku w skład Grupy Kapitałowej PGNiG wchodziły PGNiG S.A. jako podmiot dominujący oraz 30 spółek o profilu produkcyjnym, handlowym i usługowym, w tym:

- 21 spółek bezpośrednio zależne od PGNiG S.A.
- 9 spółek pośrednio zależnych od PGNiG S.A.

Wykaz spółek GK PGNiG według stanu na dzień 31 grudnia 2014 roku został przedstawiony w poniższym zestawieniu.

Wykaz spółek GK PGNiG

	Firma spółki	Kapitał zakładowy w zł	Udział kapitałowy PGNiG S.A. w zł	% kapitału PGNiG S.A.	% głosów PGNiG S.A.
Spółki zależne od PGNiG S.A. - 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 Sales & 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	BUD-GAZ PPUH Sp. z o.o. w likwidacji	51 760	51 760	100,00%	100,00%
12	„Polskie Elektrownie Gazowe” Sp. z o.o. w likwidacji	1 212 000	1 212 000	100,00%	100,00%
13	PGNiG TERMIKA SA	670 324 950	670 324 950	100,00%	100,00%
14	PGNiG Finance AB (SEK) ¹⁾	500 000	500 000	100,00%	100,00%
15	PGNiG Serwis Sp. z o.o.	9 995 000	9 995 000	100,00%	100,00%
16	PGNiG Obrót Detaliczny Sp. z o.o.	1 091 000 000	1 091 000 000	100,00%	100,00%
17	PGNiG SPV 5 Sp. z o.o.	250 000	250 000	100,00%	100,00%
18	PGNiG SPV 6 Sp. z o.o.	250 000	250 000	100,00%	100,00%
19	PGNiG SPV 7 Sp. z o.o.	250 000	250 000	100,00%	100,00%
20	B.S. i P.G. „Gazoprojekt” S.A. ²⁾	4 000 000	900 000	22,50%	22,50%
21	„NYSAGAZ Sp. z o.o.”	9 881 000	6 549 000	66,28%	66,28%
Spółki zależne od PGNiG S.A. - II stopnia					
		Kapitał zakładowy w zł	Udział kapitałowy spółek zależnych PGNiG S.A. w zł	% kapitału spółek zależnych PGNiG S.A.	% głosów spółek zależnych PGNiG S.A.
22	Powisłe Park Sp. z o.o.	81 131 000	81 131 000	100,00%	100,00%
23	XOOL GmbH (EUR) ¹⁾	500 000	500 000	100,00%	100,00%
24	Oil Tech International F.Z.E. (USD) ¹⁾	20 000	20 000	100,00%	100,00%
25	Zakład Gospodarki Mieszkaniowej Sp. z o.o.	1 806 500	1 806 500	100,00%	100,00%
26	Poltava Services LLC (EUR) ¹⁾	20 000	19 800	99,00%	99,00%
27	Ośrodek Badawczo - Rozwojowy Górnictwa Surowców Chemicznych CHEMKOP Sp. z o.o.	3 000 000	2 565 350	85,51%	85,51%
28	GAZ Sp. z o.o.	300 000	240 000	80,00%	80,00%
29	Zakład Separacji Popiołów Siekierki Sp. z o.o.	1 000 000	700 000	70,00%	70,00%
30	Gas Assets Management Sp. z o.o. w organizacji	20 000	20 000	100,00%	100,00%

¹⁾ wartości podane w walutach obcych

²⁾ PGNiG S.A. ma prawo do powoływania większości członków Rady Nadzorczej spółki
PGNiG S.A. posiada także 52,50% akcji w spółce w sposób pośredni przez PGNiG Technologie S.A.

W 2014 roku nastąpiły poniższe zmiany struktury GK PGNiG:

- 20 stycznia 2014 roku, w związku z zakończeniem procesu likwidacji, została wykreślona z rejestru spółka PT Geofizyka Torun Indonesia LLC w likwidacji; spółka ta była spółką powiązaną z GEOFIZYKA Toruń S.A.
- 22 maja 2014 roku została zawiązana spółka Zakład Separacji Popiołów Siekierki Sp. z o.o. z kapitałem zakładowym w wysokości 1.000.000 zł, w której PGNiG TERMIKA SA objęła 70 % udziałów o wartości 700.000 zł.; rejestracja spółki w KRS nastąpiła 17 czerwca 2014 roku; spółka

została zawiązana w celu wspólnej (PGNiG TERMIKA SA i Lafarge Cement S.A.) realizacji projektu inwestycyjnego polegającego na budowie i eksploatacji instalacji separacji popiołów lotnych w oparciu o technologię pozwalającą na to, aby uzyskane produkty o wysokiej zawartości węgla użyć w procesie ponownego spalania, natomiast produkty o niskiej zawartości węgla wykorzystać w produkcji cementu

- 18 sierpnia 2014 roku, w związku z zakończeniem procesu likwidacji, została wykreślona z rejestru spółka Biogazownia Ostrowiec Sp. z o.o. w likwidacji; spółka ta była spółką zależną od PGNiG S.A.
- 28 listopada 2014 roku zakończony został proces likwidacji spółki „Polskie Elektrownie Gazowe” Sp. z o.o. w likwidacji; do dnia sporządzenia sprawozdania spółka nie została wykreślona z KRS; udział PGNiG S.A. w kapitale zakładowym tej spółki wynosi 100%
- 15 grudnia 2014 roku została zawiązana przez PGNiG SPV 6 Sp. z o.o. i PGNiG SPV 5 Sp. z o.o. spółka Gas Assets Management Sp. z o.o. w organizacji; kapitał zakładowy spółki wynosi 20.000 zł i dzieli się na 100 udziałów o wartości nominalnej 200 zł; udział kapitałowy PGNiG SPV 6 Sp. z o.o. w tej spółce wynosi 19.800 zł, a PGNiG SPV 5 Sp. z o.o. 200 zł; PGNiG S.A. posiada 100% udziałów w kapitale zakładowym spółki w sposób pośredni przez PGNiG SPV 6 Sp. z o.o. i PGNiG SPV 5 Sp. z o.o.; rejestracja spółki w KRS miała miejsce 17 lutego 2015 roku.

Ponadto w 2014 roku nastąpiło podwyższenie kapitału zakładowego PGNiG Obrót Detaliczny Sp. z o.o. o kwotę 1.090.000.000 zł do poziomu 1.091.000.000 zł. Wszystkie nowo utworzone udziały zostały objęte przez PGNiG S.A. i pokryte wkładem niepieniężnym w postaci zorganizowanej części przedsiębiorstwa. Rejestracja podwyższenia kapitału zakładowego w KRS miała miejsce 9 września 2014 roku.

Na dzień 31 grudnia 2014 roku konsolidowane były spółki: PGNiG S.A. jako podmiot dominujący oraz 20 spółek zależnych. Wykaz jednostek konsolidowanych Grupy Kapitałowej PGNiG w podziale na segmenty działalności według stanu na dzień 31 grudnia 2014 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 Sales & Trading GmbH	100%
	XOOL GmbH (EUR)	100%
Dystrybucja	Operator Systemu Magazynowania Sp. z o.o.	100%
	PGNiG Finance AB	100%
	Polska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o.	100%
Wytwarzanie	Powisłe Park Sp. z o.o.	100%
	GAZ Sp. z o.o.	80%
	PGNiG TERMIKA SA	100%
Pozostała działalność	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 2014 roku GK PGNiG prowadziła reorganizację obszaru obrotu gazem ziemnym, w wyniku której 1 sierpnia 2014 roku działalność operacyjną rozpoczęła PGNiG Obrót Detaliczny Sp. z o.o. Spółka ta przejęła dotychczasową działalność PGNiG S.A. w obszarze obrotu detalicznego gazem, natomiast prowadzenie hurtowego obrotu gazem ziemnym pozostało w Oddziale Obrotu Hurtowego PGNiG S.A. Zmiana ta ma umożliwić PGNiG S.A. realizację tzw. obliża giełdowego, zgodnie z którym od 2015 roku Spółka jest zobowiązana do sprzedaży na giełdach towarowych 55% wolumenu gazu wysokometanowego wprowadzanego do systemu przesyłowego.

Ponadto kontynuowana była reorganizacja obszaru podziemnych magazynów gazu ziemnego GK PGNiG. W 2014 roku Zarząd PGNiG S.A. zrezygnował z dotychczasowej koncepcji reorganizacji działalności magazynowej i podjął decyzję o włączeniu Oddziału PMG Wierzchowice w Czarnogózdnicach do struktur Oddziału w Zielonej Górze. Po zakończeniu okresu sprawozdawczego zapadła decyzja o powierzeniu spółce Operator Sytemu Magazynowania Sp. z o.o.

czynności w zakresie eksploatacji, remontów i konserwacji KPMG Mogilno oraz czynności w ruchu zakładu górniczego, przejściu pracowników Oddziału KPMG Mogilno w Pałędziu Dolnym do OSM Sp. z o.o. i likwidacji oddziału. Powyższe zmiany wchodzi w życie w 2015 roku.

2. Powiązania kapitałowe

Wykaz pozostałych spółek powiązanych z GK PGNiG według stanu na dzień 31 grudnia 2014 roku został przedstawiony w poniższym zestawieniu.

Wykaz spółek powiązanych z GK PGNiG

	Firma spółki	Kapitał zakładowy w zł	Udział kapitałowy PGNiG S.A. w zł	% kapitału PGNiG S.A.	% głosów PGNiG S.A.
Spółki powiązane z PGNiG S.A.					
1	System Gazociągów Tranzytowych „EUROPOL GAZ” S.A.	80 000 000	38 400 000	48,00%	48,00%
2	GAS-TRADING S.A.	2 975 000	1 291 350	43,41%	43,41%
3	InterTransGas GmbH w likwidacji (EUR) ¹⁾	200 000	100 000,00	50,00%	50,00%
4	„Dewon” Z.S.A. (UAH) ¹⁾	11 146 800	4 055 206	36,38%	36,38%
5	Sahara Petroleum Technology llc w likwidacji (OMR) ¹⁾	150 000	73 500	49,00%	49,00%
6	PFK GASKON S.A.	13 061 325	6 000 000	45,94%	45,94%
7	„GAZOMONTAŻ” S.A. w upadłości likwidacyjnej	1 498 850	677 200	45,18%	45,18%
8	„ZRUG” Sp. z o.o. (Poznań)	3 781 800	1 515 000	40,06%	41,71%
9	ZWUG „INTERGAZ” Sp. z o.o.	4 700 000	1 800 000	38,30%	38,30%
10	„ZRUG TORUŃ” S.A. w upadłości likwidacyjnej	5 150 000	1 300 000	25,24%	25,24%
Spółki powiązane ze spółkami zależnymi PGNiG S.A.					
		Kapitał zakładowy w zł	Udział kapitałowy spółek zależnych PGNiG S.A. w zł	% kapitału spółek zależnych PGNiG S.A.	% głosów spółek zależnych PGNiG S.A.
1	NAFT-STAL Sp. z o.o. w upadłości likwidacyjnej	667 500	450 000	67,40%	67,40%
2	Elektrociepłownia Stalowa Wola S.A.	28 200 000	14 100 000	50,00%	50,00%
3	Gazobudowa Kraków Sp. z o.o. w upadłości likwidacyjnej	79 500	37 500	47,20%	47,20%
4	Geotermia Sp. z o.o.	4 000	1 000	25,00%	25,00%

¹⁾ wartości podane w walutach obcych

W 2014 roku nastąpiły poniższe zmiany w powiązaniach kapitałowych GK PGNiG:

- 1 stycznia 2014 roku spółka InterTransGas GmbH została postawiona w stan likwidacji
- 16 marca 2014 roku, w związku zakończeniem prowadzonego procesu likwidacji spółki z rejestru wykreślona została spółka Al Mashariq - Geofizyka Torun Limited Company w likwidacji; spółka ta była spółką powiązaną z GEOFIZYKA Toruń S.A.
- 10 kwietnia 2014 roku Sąd Rejonowy dla Warszawy Pragi Północ ogłosił upadłość z możliwością zawarcia układu z wierzycielami spółki GAZOMONTAŻ S.A.; postanowieniem z 24 listopada 2014 roku sąd zmienił sposób prowadzenia postępowania upadłościowego z możliwością zawarcia układu na upadłość likwidacyjną; udział PGNiG S.A. w kapitale zakładowym tej spółki wynosi 45,18%
- 29 maja 2014 roku Sąd Rejonowy dla Krakowa Śródmieścia ogłosił upadłość obejmującą likwidację majątku spółki Gazobudowa Kraków Sp. z o.o.; PGNiG Technologie S.A. posiada 47,17% udział w kapitale zakładowym spółki.

Inwestycje poza grupą jednostek powiązanych

Łączna nominalna wartość zaangażowania kapitałowego GK PGNiG poza grupą jednostek powiązanych na koniec 2014 roku wyniosła 33,5 mln zł. W 2014 roku GK PGNiG nie dokonywała istotnych inwestycji kapitałowych poza grupą jednostek powiązanych.

3. Zatrudnienie

Stan zatrudnienia na dzień 31 grudnia 2014 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)

	2014	2013
Poszukiwanie i wydobywanie	10 221	10 754
Obrót i magazynowanie	3 929	4 070
Dystrybucja	12 173	13 050
Wytwarzanie	1 068	1 066
Pozostała działalność	1 605	1 990
Razem	28 996	30 930

Zatrudnienie w Grupie Kapitałowej PGNiG w stosunku do stanu z dnia 31 grudnia 2013 roku zmniejszyło się o 1.934 osób. Spadek zatrudnienia jest efektem prowadzonych w spółkach GK PGNiG działań zwiększających efektywność kosztową i organizacyjną. Najwyższy spadek zatrudnienia nastąpił w segmencie dystrybucja (877 osób) w rezultacie przeprowadzonej konsolidacji sześciu spółek gazownictwa, wdrożonego programu dobrowolnych odejść i wprowadzenia zasad wypłaty dodatkowych świadczeń zachęcających uprawnionych pracowników do przejścia na emeryturę. Natomiast w segmentach poszukiwanie i wydobywanie i pozostała działalność realizowany był proces zwolnień grupowych. Ponadto w 2014 roku PGNiG S.A. wdrożyła program dobrowolnych odejść, z którego skorzystało 206 pracowników.

W 2014 roku nastąpiła istotna zmiana struktury zatrudnienia Grupy Kapitałowej PGNiG. W rezultacie rozdzielenia sprzedaży detalicznej i hurtowej gazu ziemnego, w dniu 1 sierpnia 2014 roku PGNiG S.A. przekazała spółce PGNiG Obrót Detaliczny Sp. z o.o. 2.688 pracowników.

24 września 2014 roku PGNiG S.A. wypowiedziała „Program racjonalizacji zatrudnienia oraz osłon finansowych dla pracowników Grupy Kapitałowej PGNiG na lata 2009-2011 (III etap)” ze skutkiem na dzień 31 grudnia 2014 roku. Powyższy program funkcjonował w GK PGNiG od stycznia 2009 roku i miał obowiązywać do 31 grudnia 2015 roku. Okres obowiązywania programu mógł zostać skrócony w przypadku jego wypowiedzenia przez jedną ze stron. Funkcjonowanie programu oparte było na formule „na gotowość”. Mógł on być wdrażany w sytuacjach szczególnych i wymagał stosowania przez poszczególne spółki jednolitej dla całej Grupy Kapitałowej procedury. W okresie obowiązywania programu (od 1 stycznia 2009 roku do 31 grudnia 2014 roku) świadczenia osłonowe, ze środków finansowych zgromadzonych na kapitale rezerwowym PGNiG S.A. pod nazwą „Centralny Fundusz Restrukturyzacji”, wypłacono 505 byłym pracownikom GK PGNiG.

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 2014 roku wchodziły następujące osoby:

- Mariusz Zawisza – Prezes Zarządu
- Jarosław Bauc – Wiceprezes Zarządu ds. Finansowych
- Jerzy Kurella – Wiceprezes Zarządu ds. Handlowych
- Andrzej Parafianowicz – Wiceprezes Zarządu ds. Korporacyjnych
- Zbigniew Skrzypkiewicz – Wiceprezes Zarządu ds. Poszukiwań i Wydobywania.

3 kwietnia 2014 roku Rada Nadzorcza PGNiG S.A. powołała Waldemara Wójcika na stanowisko członka Zarządu PGNiG S.A. na wspólną trzyletnią kadencję Zarządu kończącą się w dniu 30 grudnia 2016 roku. Waldemar Wójcik jest członkiem Zarządu wybranym przez pracowników PGNiG S.A. w wyborach przeprowadzonych w okresie od stycznia do lutego 2014 roku.

18 czerwca 2014 roku Rada Nadzorcza PGNiG S.A. zawiesiła w czynnościach członka Zarządu Andrzeja Parafianowicza – Wiceprezesa Zarządu ds. Korporacyjnych.

7 sierpnia 2014 roku Andrzej Parafianowicz złożył rezygnację z pełnienia funkcji członka Zarządu PGNiG S.A.

7 sierpnia 2014 roku Rada Nadzorcza powierzyła członkowi Zarządu Waldemarowi Wójcikowi pełnienie funkcji Wiceprezesa Zarządu PGNiG S.A.

29 grudnia 2014 roku Rada Nadzorcza odwołała Jerzego Kurellę ze składu Zarządu PGNiG S.A. oraz z pełnienia funkcji Wiceprezesa Zarządu ds. Handlowych PGNiG S.A.

Na dzień 31 grudnia 2014 roku skład Zarządu PGNiG S.A. był następujący:

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

Do dnia sporządzenia sprawozdania nie nastąpiły zmiany w składzie Zarządu PGNiG S.A.

Podział odpowiedzialności członków Zarządu

Na mocy uchwały Rady Nadzorczej PGNiG S.A. w sprawie podziału kompetencji pomiędzy członków Zarządu PGNiG S.A. z 29 grudnia 2014 roku:

- Prezes Zarządu kieruje pracami Zarządu oraz koordynuje pracę członków Zarządu we wszystkich obszarach działalności GK PGNiG; sprawuje również nadzór i koordynuje funkcjonowanie Spółki m. in. w zakresie: strategii Grupy Kapitałowej PGNiG, kompleksowej obsługi prawnej, zarządzania zasobami ludzkimi, ochrony informacji niejawnych, spraw obronnych, kontroli i audytu, planowania i realizacji polityki handlowej Spółki, polityki taryfowej, sprzedaży gazu, energii elektrycznej i innych produktów, współpracy z podmiotami zewnętrznymi w zakresie importu skroplonego gazu ziemnego do Polski; ponadto do jego obowiązków należy sprawowanie nadzoru właścicielskiego w ramach Grupy Kapitałowej PGNiG oraz nadzór nad działalnością Oddziału Obrotu Hurtowego i pracami zagranicznych przedstawicielstw PGNiG S.A. w Moskwie i Brukseli
- Wiceprezes Zarządu ds. Finansowych sprawuje nadzór i koordynuje funkcjonowanie Spółki m.in. w zakresie: planowania i kontroli polityki inwestycyjnej, relacji inwestorskich; ponadto do jego obowiązków należy nadzór nad obszarami: ekonomicznym, rachunkowości, kontrolingu biznesowego, zarządzania finansami, podatków, planowania, rozwoju i funkcjonowania systemów informatycznych w PGNiG S.A.
- Wiceprezes Zarządu ds. Poszukiwań i Wydobywania sprawuje nadzór i koordynuje funkcjonowanie Spółki m. in. w zakresie: polityki, założeń i programów poszukiwania i wydobywania węglowodorów w kraju i poza jego granicami, strategii zakupów w ramach Spółki i Grupy Kapitałowej, bezpieczeństwa i funkcjonowania systemów wydobywczych i PMG, przedsięwzięć innowacyjnych i rozwojowych realizowanych z udziałem PGNiG SA.; ponadto do jego obowiązków należy nadzór nad działalnością Oddziału Geologii i Eksploatacji, oddziałów PGNiG S.A. w Odolanowie, Sanoku i Zielonej Górze, Oddziału Ratownicza Stacja Górnicztwa Otworowego w Krakowie, oddziałów KPMG Mogilno i PMG Wierzchowice oraz oddziałów zagranicznych
- Wiceprezes Zarządu wybrany przez pracowników sprawuje nadzór i koordynuje funkcjonowanie Spółki m. in. w zakresie: administrowania majątkiem Spółki (z wyłączeniem majątku sieciowego, górniczego i podziemnych magazynów gazu), zapewnienia warunków bezpieczeństwa i higieny pracy, współpracy z operatorami systemów przesyłowych, dystrybucyjnych oraz magazynowania, współpracy ze związkami zawodowymi, Radą Pracowników i innymi organizacjami pracowniczymi w Spółce i Grupie Kapitałowej PGNiG, a także nadzoruje działalność Oddziału Centralne Laboratorium Pomiarowo-Badawcze i funkcjonowanie zagranicznych przedstawicielstw PGNiG S.A. w Kijowie i Wysokoje.

Umowy z osobami zarządzającymi

W 2014 roku z Prezesem Zarządu – Mariuszem Zawiszą oraz Wiceprezesami Zarządu: Jarosławem Baucem, Jerzym Kurellą, Andrzejem Parafianowiczem, Zbigniewem Skrzypkiewiczem oraz

Waldemarem Wójcikiem zostały zawarte umowy 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, działający w tym zakresie w uzgodnieniu z ministrem właściwym do spraw gospodarki, jest uprawniony do powoływania i odwoływania jednego członka Rady Nadzorczej.

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 2014 roku przedstawiał się następująco:

- Wojciech Chmielewski – przewodniczący Rady Nadzorczej
- Marcin Moryń – wiceprzewodniczący Rady Nadzorczej
- Mieczysław Kawecki – sekretarz Rady Nadzorczej
- Agnieszka Chmielarz – członek Rady Nadzorczej
- Józef Głowacki – członek Rady Nadzorczej
- Janusz Pilitowski – członek Rady Nadzorczej
- Ewa Sibrecht-Ośka – członek Rady Nadzorczej
- Jolanta Siergiej – członek Rady Nadzorczej.

26 marca 2014 roku Nadzwyczajne Walne Zgromadzenie Akcjonariuszy PGNiG S.A. powołało Andrzeja Janiaka na stanowisko członka Rady Nadzorczej Spółki. Powołany członek Rady Nadzorczej spełnia kryteria niezależności, zgodnie ze statutem Spółki.

W związku z upływem kadencji, 15 maja 2014 roku Zwyczajne Walne Zgromadzenie Akcjonariuszy PGNiG S.A. odwołało cały skład Rady Nadzorczej i powołało na wspólną trzyletnią kadencję rozpoczynającą się z dniem 15 maja 2014 roku Radę Nadzorczą w składzie: Wojciech Chmielewski, Sławomir Borowiec, Andrzej Janiak (członek niezależny), Bogusław Nadolnik, Janusz Pilitowski, Agnieszka Trzaskalska, Ryszard Wąsowicz, Agnieszka Woś i Magdalena Zegarska.

Janusz Pilitowski jest przedstawicielem Skarbu Państwa powołanym w porozumieniu z Ministrem Gospodarki. Sławomir Borowiec, Ryszard Wąsowicz i Magdalena Zegarska są członkami Rady Nadzorczej wybranymi przez pracowników PGNiG S.A. w wyborach przeprowadzonych w okresie od stycznia do lutego 2014 roku.

20 maja 2014 roku, na swoim pierwszym posiedzeniu, Rada Nadzorcza ukonstytuowała się i wybrała ze swego grona na przewodniczącego – Wojciecha Chmielewskiego, na wiceprzewodniczącego – Agnieszkę Woś i na sekretarza – Magdalenę Zegarską.

30 lipca 2014 roku Agnieszka Trzaskalska złożyła rezygnację z pełnienia funkcji członka Rady Nadzorczej PGNiG S.A.

6 listopada 2014 roku Bogusław Nadolnik złożył rezygnację z pełnienia funkcji członka Rady nadzorczej PGNiG S.A.

Na dzień 31 grudnia 2014 roku w skład Rady Nadzorczej PGNiG S.A. wchodziło 7 osób:

- 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.

Do dnia sporządzenia sprawozdania nie nastąpiły zmiany w składzie Rady Nadzorczej PGNiG S.A.

Wynagrodzenia osób zarządzających i nadzorujących

Wynagrodzenia osób zarządzających i nadzorujących zostały zaprezentowane w Rocznym skonsolidowanym sprawozdaniu finansowym za rok zakończony 31 grudnia 2014 roku (nota 36.5).

Rozdział III: Akcjonariat

Na dzień 31 grudnia 2013 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 2014 roku została przedstawiona w poniższej tabeli.

Struktura akcjonariatu

Akcjonariusz	Liczba akcji na dzień 31.12.2014	Udział % w kapitale zakładowym na dzień 31.12.2014	Liczba głosów wynikająca z akcji	Udział % w liczbie głosów na WZA na dzień 31.12.2014
Skarb Państwa	4 271 717 836	72,4%	4 271 717 836	72,4%
Otwarte fundusze emerytalne	651 437 632	11,0%	651 437 632	11,0%
Pozostali	976 844 532	16,6%	976 844 532	16,6%
Razem	5 900 000 000	100,0%	5 900 000 000	100,0%

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 2014 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	Członek 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 zmiany w proporcjach posiadanych akcji przez dotychczasowych akcjonariuszy.

Kurs akcji PGNiG S.A.

Akcje PGNiG S.A. notowane są na Giełdzie Papierów Wartościowych w Warszawie od 23 września 2005 roku. Na dzień 31 grudnia 2014 roku Spółka wchodziła w skład następujących indeksów giełdowych notowanych na GPW:

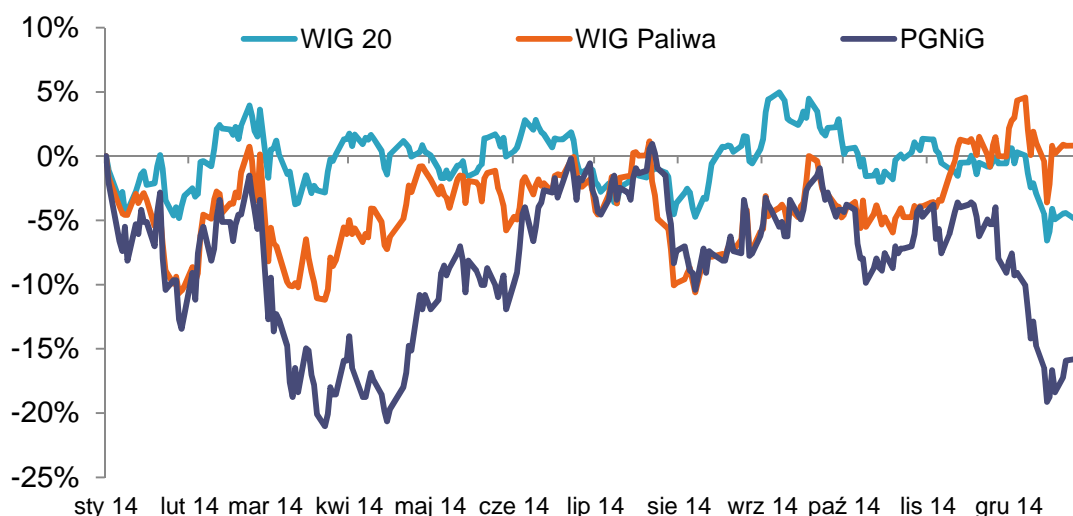
- WIG – indeks spółek giełdowych
- WIG20 – indeks 20 największych i najpłynniejszych spółek giełdowych
- WIG-Paliwa – indeks spółek z sektora paliw
- WIG-div – indeks dochodowy (uwzględniający dywidendy i prawa poboru)

- WIG-Poland – indeks polskich spółek
- Respect Index – indeks spółek odpowiedzialnych społecznie.

W 2014 roku stopa zwrotu z akcji PGNiG S.A. wyniosła -13,6%. Inwestorzy, którzy nabyli akcje PGNiG S.A. za cenę emisyjną uzyskali do końca 2014 roku stopę zwrotu na poziomie 47% (dane bez uwzględnienia dywidend).

Poniżej przedstawione zostały wykres kursu akcji PGNiG S.A. w odniesieniu do indeksów WIG20 i WIG-Paliwa oraz tabela notowań indeksów GPW i akcji PGNiG S.A. w 2014 roku.

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



Notowania indeksów GPW oraz akcji PGNiG S.A.

Indeks	Wartość na dzień 30.12.2013	Wartość maksymalna w 2014 roku	Wartość minimalna w 2014 roku	Wartość na dzień 30.12.2014	Waga PGNiG S.A. w indeksach na dzień 8.01.2015
WIG (pkt.)	51 284	55 637	49 521	51 416	2,52%
WIG20 (pkt.)	2 401	2 551	2 271	2 316	3,80%
WIG-Paliwa (pkt.)	3 215	3 493	2 967	3 381	28,50%
Respect Index (pkt.)	2 559	2 933	2 450	2 674	7,34%
PGNiG S.A. (zł)	5,15	5,33	4,17	4,45	-

Źródło: gpwinforefa.pl

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 wdrożenie powinno umożliwić wypracowanie w 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 węgłowodórów 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 poszukiwania i wydobycia
- 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. Ponadto GK PGNiG będzie 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 będzie 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 węgłowodórów ze źródeł niekonwencjonalnych oraz uzyskanie ekonomicznie opłacalnego ich wydobycia w możliwie najkrótszym czasie.

Natomiast fundamentem gwarantującym 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.

Rozdział V: Działalność operacyjna GK PGNiG

1. Dane operacyjne

Wyniki finansowe GK PGNiG w latach 2011-2014

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

* średnia cena akcji w danym roku

W 2014 roku GK PGNiG osiągnęła przychody ze sprzedaży w wysokości 34,3 mld zł, z czego 79% stanowiła sprzedaż gazu ziemnego.

Przychody ze sprzedaży w mln zł

	2014	2013	2012	2011
Gaz ziemny, w tym:	27 128	24 970	23 698	20 269
- gaz ziemny wysokometanowy	25 726	23 540	22 309	19 052
- gaz ziemny zaazotowany	1 402	1 430	1 389	1 217
Ropa naftowa	2 654	2 757	1 263	1 100
Hel	120	183	161	58
Energia elektryczna	1 695	1 360	842	11
Ciepło	1 079	1 069	978	0
Usługi geofizyczno-geologiczne	281	239	339	448
Usługi wiertnicze i serwisowe	480	594	610	578
Usługi budowlano-montażowe	135	243	123	132
Opłata przyłączeniowa	112	110	106	97
Pozostała sprzedaż	620	519	610	311
Razem	34 304	32 044	28 730	23 004

W 2014 roku GK PGNiG sprzedała 18,6 mld m³ gazu ziemnego, z czego 96% stanowiła sprzedaż z systemu przesyłowego i dystrybucyjnego, a pozostała część – sprzedaż gazu bezpośrednio ze złóż.

Sprzedaż gazu ziemnego w mln m³

	2014	2013	2012	2011
Obrót i magazynowanie	17 808	15 465	14 189	13 595
Poszukiwanie i wydobywanie	801	749	723	682
Razem	18 609	16 214	14 912	14 277

GK PGNiG wydobyla łącznie 4,5 mld m³ gazu ziemnego (w przeliczeniu na gaz ziemny wysokometanowy), z czego 89% stanowiło wydobywanie ze złóż krajowych, a pozostała część ze złóż na Norweskim Szelfie Kontynentalnym i w Pakistanie.

Wydobywanie gazu ziemnego w mln m³

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

W 2014 roku 100% wyprodukowanej przez segment wytwarzanie energii elektrycznej stanowiła produkcja energii elektrycznej w skojarzeniu z produkcją ciepła.

Wolumeny produkcji energii elektrycznej i ciepłej

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

2. Wydarzenia 2014 roku

Styczeń	<p>PGNiG Upstream International AS objęła 50% udziałów i operatorstwo w koncesji PL756 na Norweskim Szelfie Kontynentalnym.</p> <p>Ze względu na sytuację polityczną w Libii i zagrożenie dla pracowników POGC Libya B.V. przerwała realizację prac poszukiwawczych na koncesji w Libii.</p>
Luty	<p>PGNiG Upstream International AS wspólnie z partnerami wycofała się z koncesji PL600 na Norweskim Szelfie Kontynentalnym.</p>
Marzec	<p>NWZA PGNiG S.A. powołało Andrzeja Janiaka na stanowisko członka Rady Nadzorczej Spółki.</p>
Kwiecień	<p>Rada Nadzorcza PGNiG S.A. powołała Waldemara Wójcika na stanowisko członka Zarządu PGNiG S.A. na wspólną trzyletnią kadencję Zarządu kończącą się w dniu 30 grudnia 2016 roku.</p>
Maj	<p>PGNiG Upstream International AS wspólnie z partnerami wycofała się z koncesji PL599 na Norweskim Szelfie Kontynentalnym.</p> <p>WZA PGNiG S.A. odwołało cały skład Rady Nadzorczej i powołało na wspólną trzyletnią kadencję rozpoczynającą się z dniem 15 maja 2014 roku Radę Nadzorczą w składzie: Wojciech Chmielewski, Sławomir Borowiec, Andrzej Janiak, Bogusław Nadolnik, Janusz Pilitowski, Agnieszka Trzaskalska, Ryszard Wąsowicz, Agnieszka Woś i Magdalena Zegarska.</p> <p>Operator Systemu Magazynowania Sp. z o.o. rozpoczęła udostępnianie zwiększonych pojemności czynnych PMG Wierzchowice i PMG Strachocina.</p>
Czerwiec	<p>13.06. Prezes URE zatwierdził zmianę „Taryfy w zakresie dostarczania paliw gazowych nr 6/2014 PGNiG S.A.” oraz wydłużył okres jej obowiązywania do 31 grudnia 2014 roku. Ceny paliw gazowych uległy przeliczeniu z wartości wyrażonych w m³ na wartości wyrażone w kWh.</p> <p>Rada Nadzorcza PGNiG S.A. zawiesiła w czynnościach członka Zarządu Andrzeja Parafianowicza – Wiceprezesa Zarządu ds. Korporacyjnych.</p>
Lipiec	<p>Operator Systemu Magazynowania Sp. z o.o. rozpoczęła udostępnianie pojemności czynnej nowego magazynu gazu KPMG Kosakowo.</p> <p>Agnieszka Trzaskalska złożyła rezygnację z pełnienia funkcji członka Rady Nadzorczej PGNiG S.A.</p>

Sierpień	<p>PGNiG Obrót Detaliczny Sp. z o.o. rozpoczęła działalność operacyjną. Spółka przejęła dotychczasową działalność PGNiG S.A. w obszarze obrotu detalicznego gazem.</p> <p>Wiceprezes Zarządu ds. Korporacyjnych Andrzej Parafianowicz złożył rezygnację z funkcji członka Zarządu PGNiG S.A.</p>
Wrzesień	<p>PGNiG Upstream International AS nabyła od Total E&P Norge AS udziały w pakiecie czterech złóż zlokalizowanych na Norweskim Szelfie Kontynentalnym. Na pakiet składają się udziały w sześciu koncesjach obejmujących złoża: Morvin, Vilje, Vale i Gina Krog. W wyniku tej transakcji zasoby wydobywalne PGNiG Upstream International AS w Norwegii wzrosły o około 60%.</p>
Listopad	<p>Bogusław Nadolnik zrezygnował z funkcji członka Rady Nadzorczej PGNiG S.A.</p>
Grudzień	<p>PGNiG S.A. i Qatar Liquefied Gas Company Limited (3) zawarły porozumienie dodatkowe do umowy sprzedaży skroplonego gazu ziemnego (LNG) z dnia 29 czerwca 2009 roku. Podpisane porozumienie zminimalizuje ryzyko zapłaty przez PGNiG S.A. kary za nieodebrane ilości gazu LNG zgodnie z klauzulą kontraktową <i>take or pay</i>.</p> <p>Prezes URE zatwierdził „Taryfę w zakresie dostarczania paliw gazowych nr 7/2015 PGNiG S.A.” (taryfa hurtowa) na okres od 1 stycznia 2015 roku do 30 kwietnia 2015 roku. Średnia cena gazu wysokometanowego została obniżona o około 4%, natomiast gazu zaazotowanego (Lw) o 1,4%.</p> <p>Prezes URE zatwierdził „Taryfę PGNiG Obrót Detaliczny Sp. z o.o. w zakresie obrotu paliwami gazowymi nr 1” na okres od 1 stycznia do 31 grudnia 2015 roku. Średnia cena paliwa gazowego w obrocie została obniżona o 1,8% dla gazu wysokometanowego (E), 0,8% dla gazu zaazotowanego (Lw), 1,1% dla gazu zaazotowanego (Ls) i 1,6% dla gazu propan-butan-rozprężony.</p> <p>Rada Nadzorcza PGNiG S.A. odwołała Jerzego Kurellę – Wiceprezesa Zarządu ds. Handlowych ze składu Zarządu Spółki oraz z pełnionych przez niego funkcji.</p> <p>PGNiG S.A. zakończyła rozbudowę PMG Husów.</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 2012 roku, poz. 1190) 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.

25 lipca 2014 roku Sejm RP uchwalił ustawę o specjalnym podatku węglowodorowym. Ustawa 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%, natomiast w przypadku ropy konwencjonalnej – 6%, a niekonwencjonalnej – 3%.

Ustawa wejdzie 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.

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 obligo giełdowe tj. obowiązek sprzedaży określonej części wolumenu gazu wysokometanowego, wprowadzanego w danym roku do systemu przesyłowego, na giełdach towarowych. W 2014 roku obligo giełdowe obowiązywało na poziomie 40%. Z uwagi na brak odpowiedniego poziomu popytu na gaz oferowany przez PGNiG S.A. w ramach realizacji obliga giełdowego, konieczne było wprowadzenie zmian ustawowych, które eliminowały strukturalne przeszkody w realizacji obliga giełdowego. 26 czerwca 2014 roku uchwalona została ustawa o zmianie ustawy Prawo energetyczne, która wprowadziła tzw. sukcesję generalną umów. W wyniku wejścia w życie ustawy z dniem 1 sierpnia 2014 roku działalność operacyjną rozpoczęła spółka PGNiG Obrót Detaliczny Sp. z o.o., która przejęła część portfela odbiorców detalicznych PGNiG S.A. (odbiorców, którzy na podstawie umowy z PGNiG S.A. w 2013 roku odebrali z sieci przesyłowej lub dystrybucyjnej w każdym punkcie nie więcej niż 25 mln m³ paliwa gazowego).

30 kwietnia 2014 roku weszła w życie ustawa o zmianie ustawy Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw. Ustawa wznowiła funkcjonowanie systemu wsparcia dla produkcji energii elektrycznej w kogeneracji na lata 2014-2018. Zgodnie z ustawą przedsiębiorstwa energetyczne sprzedające energię elektryczną do odbiorców końcowych mają obowiązek zakupu i umorzenia określonej ilości świadectw pochodzenia z kogeneracji. Przywrócenie systemu wsparcia dla kogeneracji gazowej stwarza szansę na zwiększenie przez PGNiG S.A. wolumenu sprzedaży gazu w tym segmencie. Jednocześnie możliwość uzyskania dodatkowych przychodów z tytułu sprzedaży świadectw pochodzenia pozytywnie wpłynie na wyniki finansowe PGNiG TERMIKA SA.

1.1. Koncesje

Według stanu na dzień 31 grudnia 2014 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.

PGNiG Obrót Detaliczny Sp. z o.o. posiadała koncesję na obrót paliwami gazowymi obowiązującą od 25 kwietnia 2014 roku do 25 kwietnia 2016 roku oraz koncesję na obrót energią elektryczną obowiązującą od 29 kwietnia 2014 roku do 29 kwietnia 2016 roku. 23 października 2014 roku PGNiG Obrót Detaliczny Sp. z o.o. wystąpiła do Prezesa URE z wnioskami o przedłużenie okresu obowiązywania ww. koncesji. Do dnia sporządzenia sprawozdania postępowania nie zostały zakończone.

1.2. Zmiany w taryfach na paliwo gazowe

W 2014 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 Giełdzie Energii.

W 2014 roku obowiązywała „Taryfa w zakresie dostarczania paliw gazowych nr 6/2014 PGNiG S.A.” zatwierdzona decyzją Prezesa URE w dniu 17 grudnia 2013 roku.

13 czerwca 2014 roku Prezes URE zatwierdził zmianę „Taryfy w zakresie dostarczania paliw gazowych nr 6/2014 PGNiG S.A.” oraz wydłużył okres jej obowiązywania do 31 grudnia 2014 roku. Zmiana miała na celu dostosowanie taryfy do rozporządzenia Ministra Gospodarki z dnia 28 czerwca 2013 roku, które od 1 sierpnia 2014 roku wprowadza obowiązek rozliczeń z klientami w jednostkach energii (dotychczas były to jednostki objętości). Nowe zasady rozliczeń nie wpłynęły zasadniczo na wysokość opłat pobieranych z tytułu dostarczania paliwa gazowego. Ceny paliw gazowych uległy przeliczeniu z wartości wyrażonych w m³, na wartości wyrażone w kWh według ciepła spalania przyjętego do ustalania cen w jednostkach objętości. Ewentualne zmiany płatności mogą wynikać z różnic ciepła spalania w poszczególnych punktach sieci gazowej oraz zaokrągłeń powstałych w wyniku przeliczeń (nie powinny przekroczyć +/- 1%).

W poniższych tabelach przedstawiono średnie opłaty (cena paliwa gazowego, abonament i opłaty sieciowe) stosowane w 2014 roku w rozliczeniach z odbiorcami w podziale na rodzaj dostarczanego paliwa i miejsce odbioru paliwa gazowego (zł/m³) oraz ich zmianę w stosunku do poprzednio obowiązującej taryfy. Prezentowane tabele nie uwzględniają podatku akcyzowego wprowadzonego 1 listopada 2013 roku.

Obszar Polskiej Spółki Gazownictwa Sp. z o.o. Oddział we Wrocławiu

	Zmiana Taryfy 5/2012	Taryfa 6/2014	Zmiana %
	1	2	2/1
W-1.1	2,4969	2,6150	4,7%
W-2.1	1,9816	2,0512	3,5%
W-3.1	1,8029	1,9005	5,4%
W-4	1,6693	1,7912	7,3%
W-5 - W-7C	1,7071	1,7001	-0,4%
W-8A - W-10C	1,4651	1,4653	0,0%

	Zmiana Taryfy 5/2012	Taryfa 6/2014	Zmiana %
	1	2	2/1
S-1	1,7900	1,8950	5,9%
S-2	1,4044	1,5152	7,9%
S-3	1,3013	1,4098	8,3%
S-4	1,1801	1,3035	10,5%
S-5 - S-7B	1,2338	1,2468	1,1%
S-8 - S-9	1,1225	1,1394	1,5%

	Zmiana Taryfy 5/2012	Taryfa 6/2014	Zmiana %
	1	2	2/1
Z-1	1,4156	1,5102	6,7%
Z-2	1,2888	1,3774	6,9%
Z-3	1,1623	1,2508	7,6%
Z-4	1,0841	1,1759	8,5%
Z-5 - Z-7B	1,1793	1,1772	-0,2%

Obszar Polskiej Spółki Gazownictwa Sp. z o.o. Oddział w Zabrze

	Zmiana Taryfy 5/2012	Taryfa 6/2014	Zmiana %
	1	2	2/1
W-1.1	2,4726	2,6051	5,4%
W-2.1	2,0440	2,1095	3,2%
W-3.1	1,7660	1,8807	6,5%
W-4	1,6909	1,8102	7,1%
W-5 - W-7C	1,7314	1,7379	0,4%
W-8A - W-11C	1,4681	1,4696	0,1%

Obszar Polskiej Spółki Gazownictwa Sp. z o.o. Oddział w Tarnowie

	Zmiana Taryfy 5/2012	Taryfa 6/2014	Zmiana %
	1	2	2/1
W-1.1	2,3594	2,4663	4,5%
W-2.1	1,9590	2,0228	3,3%
W-3.1	1,7288	1,8246	5,5%
W-4	1,6843	1,7779	5,6%
W-5 - W-7BC	1,7355	1,7524	1,0%
W-8A - W-10C	1,4310	1,4423	0,8%

Obszar Polskiej Spółki Gazownictwa Sp. z o.o. Oddział w Warszawie

	Zmiana Taryfy 5/2012	Taryfa 6/2014	Zmiana %
	1	2	2/1
W-1.1	2,7039	2,7874	3,1%
W-2.1	1,8693	1,9397	3,8%
W-3.1	1,6877	1,7924	6,2%
W-4	1,6755	1,7673	5,5%
W-5 - W-7C	1,7086	1,7275	1,1%
W-8A - W-10C	1,3669	1,3700	0,2%

Obszar Polskiej Spółki Gazownictwa Sp. z o.o. Oddział w Gdańsku

	Zmiana Taryfy 5/2012	Taryfa 6/2014	Zmiana %
	1	2	2/1
W-1.1	2,5658	2,6739	4,2%
W-2.1	2,0058	2,0806	3,7%
W-3.1	1,8006	1,9066	5,9%
W-4	1,7451	1,8457	5,8%
W-5 - W-7C	1,7606	1,7742	0,8%
W-8A - W-10C	1,4601	1,4500	-0,7%

Obszar Polskiej Spółki Gazownictwa Sp. z o.o. Oddział w Poznaniu

	Zmiana Taryfy 5/2012	Taryfa 6/2014	Zmiana %
	1	2	2/1
W-1.1	2,5856	2,6962	4,3%
W-2.1	1,9143	1,9939	4,2%
W-3.1	1,7881	1,8870	5,5%
W-4	1,7032	1,8098	6,3%
W-5 - W-7C	1,6715	1,6640	-0,5%
W-8A - W-10C	1,4140	1,4110	-0,2%

	Zmiana Taryfy 5/2012	Taryfa 6/2014	Zmiana %
	1	2	2/1
S-1	1,8046	1,9231	6,6%
S-2	1,3774	1,5069	9,4%
S-3	1,2602	1,3967	10,8%
S-4	1,1889	1,3290	11,8%
S-5 - S-7B	1,2365	1,2772	3,3%

	Zmiana Taryfy 5/2012	Taryfa 6/2014	Zmiana %
	1	2	2/1
Z-1	1,6422	1,7424	6,1%
Z-2	1,2408	1,3500	8,8%
Z-3	1,1208	1,2362	10,3%
Z-4	1,0570	1,1753	11,2%
Z-5 - Z-7B	1,1157	1,1464	2,8%

Odbiorcy przyłączeni do sieci przesyłowej OGP GAZ-SYSTEM S.A.

	Zmiana Taryfy 5/2012	Taryfa 6/2014	Zmiana %
	1	2	2/1
E-1A - E-2C	1,3302	1,3141	-1,2%
Lw-1 - Lw-2	1,0196	1,0283	0,8%
Ls-1 - Ls-2	0,8537	0,8794	3,0%

Zgodnie z ustawą Prawo energetyczne spółka PGNiG Obrót Detaliczny Sp. z o.o. uprawniona była do stosowania „Taryfy w zakresie dostarczania paliw gazowych nr 6/2014 PGNiG S.A.” do czasu wprowadzenia nowej taryfy (przygotowanej przez PGNiG Obrót Detaliczny Sp. z o.o.). W październiku 2014 roku PGNiG S.A. i PGNiG Obrót Detaliczny Sp. z o.o. wystąpiły do Prezesa URE z wnioskami o zatwierdzenie nowej taryfy.

17 grudnia 2014 roku Prezes URE zatwierdził „Taryfę w zakresie dostarczania paliw gazowych nr 7/2015 PGNiG S.A.”, która będzie obowiązywała w okresie od 1 stycznia do 30 kwietnia 2015 roku. Taryfa wprowadza nowy, bardziej elastyczny podział odbiorców gazu na grupy taryfowe (m.in. według zamawianego wolumenu gazu, miejsca przyłączenia oraz współczynnika nierównomierności poboru). Średnia cena gazu wysokometanowego (cena paliwa gazowego i abonament) została obniżona o około 4%, natomiast gazu zaazotowanego (Lw) o 1,4%. Taryfa ma zastosowanie do przedsiębiorstw nabywających paliwa do dalszej odsprzedaży oraz odbiorców końcowych o rocznym zużyciu przekraczającym 25 mln m³.

17 grudnia 2014 roku Prezes URE zatwierdził również „Taryfę PGNiG Obrót Detaliczny Sp. z o.o. w zakresie obrotu paliwami gazowymi nr 1”, która obowiązywać będzie w okresie od 1 stycznia do 31 grudnia 2015 roku. Średnia cena paliwa gazowego w obrocie (cena paliwa gazowego i abonament) w stosunku do poprzednio stosowanej taryfy została obniżona o 1,8% dla gazu wysokometanowego (E), 0,8% dla gazu zaazotowanego (Lw), 1,1% dla gazu zaazotowanego (Ls) i 1,6% dla gazu propanbutan-rozprężony. Natomiast 27 października 2014 roku Prezes URE zwolnił PGNiG Obrót Detaliczny Sp. z o.o. z obowiązku przedkładania do zatwierdzenia taryf w zakresie obrotu gazem ziemnym w postaci skroplonej (LNG).

Szczegółowe tabele „Taryfy PGNiG Obrót Detaliczny Sp. z o.o. w zakresie obrotu paliwami gazowymi nr 1” dostępne są na stronach www.od.pgnig.pl oraz www.ure.gov.pl.

Zwolnienie z taryfy w zakresie hurtowego obrotu gazem ziemnym

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 2014 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 2014 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 ich 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.

Ponadto ustawa określa procedurę przetargu na koncesje na poszukiwanie lub rozpoznawanie złóż węglowodorów oraz wydobywanie węglowodorów, zamiast dotychczasowej procedury przetargowej w odniesieniu do ustanowienia użytkowania górniczego. Przepisy ustawy stosuje się także do prowadzenia działalności gospodarczej w zakresie bezzbiornikowego magazynowania substancji w górotworze, w tym w podziemnych wyrobiskach górniczych.

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.

11 lipca 2014 roku została uchwalona ustawa o zmianie ustawy Prawo geologiczne i górnicze. Ustawa wprowadziła szereg istotnych zmian otoczenia regulacyjnego segmentu poszukiwanie i wydobywanie. Nowelizacja ustawy wprowadziła m.in.: koncesję zintegrowaną (obejmującą poszukiwanie, rozpoznawanie i wydobywanie węglowodorów), obligatoryjne postępowania kwalifikacyjne, możliwość ubiegania się konsorcjów o udzielenie koncesji, a także istotne podwyższenie stawek opłat eksploatacyjnych (przy jednoczesnym zachowaniu dotychczasowego systemu stawek dla tzw. złóż marginalnych).

W 2014 roku Ministerstwo Środowiska przyznało PGNiG S.A. 8 koncesji na poszukiwanie i rozpoznawanie złóż ropy naftowej i gazu ziemnego, a 1 koncesji nie przedłużyło. Ponadto Spółka zrezygnowała z 14 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 2014 roku PGNiG S.A. posiadała następujące koncesje, udzielone na podstawie ustawy Prawo geologiczne i górnicze:

- 77 koncesji na poszukiwanie i rozpoznawanie złóż ropy naftowej i gazu
- 227 koncesji na wydobywanie ropy naftowej i gazu ziemnego ze złóż
- 9 koncesji na podziemne magazynowanie gazu (PMG)
- 3 koncesje na składowanie odpadów.

4. 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 Spółkę obliga giełdowego jest liberalizacja rynku gazu w Polsce, a co za tym idzie, rozwój konkurencji. Mechanizm ten wiąże się z wysoką transparentnością rynku i umożliwi uczestnikom rynku nabywanie produktów na równych warunkach. Rozwiązanie to może oznaczać dla PGNiG S.A. ryzyko stopniowej utraty rynku. Dynamika ewentualnej utraty udziałów rynkowych przez PGNiG S.A. zależna jednak będzie od liczby i wielkości podmiotów wchodzących na rynek gazu oraz relacji cenowych pomiędzy ceną taryfową PGNiG S.A. oraz cenami oferowanymi przez innych uczestników rynku.

Realizacja obliga giełdowego

PGNiG S.A. jest od strony podażowej w pełni przygotowana do wypełnienia obliga giełdowego. W 2014 roku obbligo giełdowe obowiązywało na poziomie 40%, a od 1 stycznia 2015 roku obowiązywać będzie na poziomie 55%. Na przedsiębiorstwo energetyczne, które nie wypełni obowiązku sprzedaży gazu ziemnego za pośrednictwem giełdy, Prezes URE będzie mógł nałożyć karę pieniężną w wysokości do 15% rocznego przychodu przedsiębiorstwa osiągniętego w ubiegłym roku podatkowym z tytułu prowadzonej działalności koncesjonowanej. Z powodu braku odpowiedniego popytu na gaz na rynku giełdowym w okresie przed dniem wejścia w życie ustawy z dnia 26 czerwca 2014 roku o zmianie ustawy Prawo energetyczne (ustawa wprowadzająca tzw. sukcesję generalną umów), w 2014 roku Spółka nie wywiązała się z ustawowego poziomu obliga giełdowego. Dla zapewnienia realizacji obliga giełdowego, 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. Od dnia wejścia w życie ustawy wprowadzającej tzw. sukcesję generalną umów obserwowany jest bardzo istotny wzrost sprzedaży gazu za pośrednictwem giełdowego forum transakcyjnego. Umożliwi to realizację obliga giełdowego na ustawowo wymaganym poziomie w kolejnych latach realizacji obowiązku. Prezes URE ma jednak możliwość nałożenia kar pieniężnych na Spółkę za brak realizacji obliga w 2013 i 2014 roku.

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, znacząca wielkość tych przychodów, jest zależna od cen sprzedaży paliwa gazowego, które z wyjątkiem sprzedaży za pośrednictwem Towarowej Giełdy Energii, podlegają regulacji. Zasady ustalania taryf określone są przez przepisy wykonawcze do ustawy Prawo energetyczne, przede wszystkim przez tzw. rozporządzenie taryfowe. Stosowana metodyka kształtowania taryf opiera się na wielkościach planowanych. Nietrafność oszacowania przez odbiorców wolumenu zapotrzebowania na gaz (przenosząca się na wielkość prognozowanych zakupów i dostaw) oraz niemożliwe do dokładnego zaprognozowania zmiany cen gazu ziemnego nabywanego z importu, a także kursów walutowych (wpływające ostatecznie na

wysokość kosztów pozyskania gazu z zagranicy) mogą niekorzystnie wpłynąć na wyniki finansowe GK PGNiG.

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. Pomimo maksymalizacji dostaw gazu z kontraktów długoterminowych oraz dostaw gazu z PMG (pozostających w gestii PGNiG S.A.), w przypadku utrzymujących się niskich temperatur powietrza w dłuższym okresie, zapotrzebowanie odbiorców może przekraczać poziom dostaw gazu jaki jest w stanie zapewnić Spółka. Takie zagrożenie występuje nawet przy maksymalnym wykorzystaniu dostępnych zdolności importowych. Należy podkreślić, że wymagane ustawowo parametry techniczne dostarczenia zapasu obowiązkowego do systemu gazowego powodują, że znaczna część zapasu została umieszczona w szczytowym magazynie gazu KPMG Mogilno. W rezultacie zapas istotnie ogranicza handlowe korzystanie z pojemności i dużych mocy dostaw gazu do systemu przesyłowego z tego magazynu. 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.

Konsekwencją utrzymywania zapasu obowiązkowego jest pozostawienie częściowo wypełnionych pojemności magazynów po zakończeniu sezonu zimowego, a co za tym idzie mniejsze możliwości zatłaczania gazu w okresie letnim. W sezonie 2014/2015 stan zapasu obowiązkowego utrzymuje się na wysokim poziomie. Istnieje zagrożenie, że wysoki stan zatłoczenia PMG na początku sezonu letniego, związany z utrzymywaniem zapasów obowiązkowych może uniemożliwić zrealizowanie minimum letniego w ramach kontraktu jamalskiego.

Ustawa Prawo geologiczne i górnicze

W lipcu 2014 roku zakończone zostały prace legislacyjne nad zasadniczą zmianą otoczenia regulacyjnego segmentu poszukiwanie i wydobywanie, które obejmowały dwa projekty ustaw: ustawę o zmianie ustawy Prawo geologiczne i górnicze oraz niektórych innych ustaw oraz ustawę o specjalnym podatku węglowodorowym. Uchwalone ustawy zakładają m.in. zwiększenie obciążeń fiskalnych związanych z działalnością wydobywczą oraz zmianę dotychczasowego systemu koncesyjnego. Wprowadzenie od 2020 roku podatku od wydobywania węglowodorów znacząco obniży zdolności inwestycyjne PGNiG S.A. Natomiast nowy system koncesyjny (w którym nie będzie obowiązywać procedura *open door*) może spowodować znaczne spowolnienie działań administracyjnych i w efekcie doprowadzić do spadku liczby wydawanych koncesji na poszukiwanie i rozpoznawanie węglowodorów w Polsce.

Rozdział VII: Poszukiwanie i wydobywanie

Podstawową działalnością segmentu jest pozyskanie węglowodorów ze złóż i przygotowanie produktów do sprzedaży. Segment obejmuje cały proces poszukiwania oraz wydobycia 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 wydobycia 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 2014 roku PGNiG S.A. posiadała 77 koncesji na poszukiwanie i rozpoznawanie złóż ropy naftowej i gazu (pozostałe firmy ok. 70). 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 2014 roku poszukiwaniem złóż w Polsce zajmowało się 21 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. 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

Prace poszukiwawcze w Polsce

W 2014 roku PGNiG S.A. zajmowała się poszukiwaniem i rozpoznawaniem złóż ropy naftowej i gazu ziemnego na terenie Karpat, Pogórza Karpackiego i na Niziu Polskim zarówno we własnym zakresie, jak i we współpracy z partnerami. Na obszarach koncesyjnych PGNiG S.A. prace wiertnicze w kraju prowadzone były w 24 otworach, w tym: 15 poszukiwawczych, 6 badawczych oraz 3 otworach rozpoznawczych. Spośród tych 24 otworów 10 wierconych było w poszukiwaniu złóż niekonwencjonalnych.

W 2014 roku 6 otworów zakwalifikowano jako otwory pozytywne, w tym: 1 otwór poszukiwawczy na Pomorzu (odwiercony w latach poprzednich), 2 otwory poszukiwawcze w Wielkopolsce i 3 otwory rozpoznawcze na Pogórzu Karpackim (w tym jeden w ramach poszukiwania złóż niekonwencjonalnych). W 14 odwiertach (w tym w 5 odwierconych w latach poprzednich) nie uzyskano przemysłowego przyływu węglowodorów i odwierty te zostały zlikwidowane.

Stan zasobów wydobywalnych na dzień 31 grudnia 2014 roku (wg informacji na dzień sporządzenia sprawozdania – zgodnie z Prawem geologicznym i górniczym ostateczny bilans zasobów powstaje w marcu) wyniósł:

- 81,6 mld m³ gazu ziemnego (w przeliczeniu na gaz wysokometanowy)
- 18,5 mln ton ropy naftowej (łącznie z kondensatem).

Prace poszukiwawcze za granicą

W Egipcie PGNiG S.A. prowadziła prace poszukiwawcze na koncesji Bahariya (Blok nr 3), na podstawie umowy *EPSA (Exploration and Production Sharing Agreement)* z dnia 17 maja 2009 roku podpisanej z rządem Egiptu. Spółka posiadała 100% udziałów w wymienionej wyżej koncesji. W związku z negatywnymi wynikami poszukiwania podjęto decyzję o wygaszeniu koncesji i likwidacji oddziału w Egipcie. W 2014 roku dokonano końcowych rozliczeń ze spółką Egyptian General Petroleum Corporation (EGPC).

2. Wspólne działalności

W 2014 roku PGNiG S.A. współpracowała z innymi podmiotami na obszarach koncesyjnych PGNiG S.A., FX Energy Poland Sp. z o.o. i San Leon Energy PLC. Ponadto we współpracy z innymi podmiotami PGNiG S.A. prowadziła prace poszukiwawcze w Pakistanie i Norwegii.

2.1. Wspólne działalności w Polsce

31 marca 2014 roku PGNiG S.A. i Chevron Polska Energy Resources Sp. z o.o. zawarły umowę pierwszej fazy współpracy przy poszukiwaniu niekonwencjonalnych złóż gazu. Przedmiotem współpracy jest 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.). Udziały PGNiG S.A. wynoszą 50% (operator) i Chevron Polska Energy Resources Sp. z o.o. – 50%. W 2014 roku odwiercono pionowy otwór poszukiwawczy Majdan Sopocki-1 oraz wykonano prace sejsmiczne. Tym samym zakres prac przewidzianych w umowie został zrealizowany.

31 grudnia 2014 roku PGNiG S.A. i LOTOS Petrobaltic S.A. podpisały umowę o wspólnych operacjach na koncesji Górowo Iławieckie. Udziały PGNiG S.A. wynoszą 51% (operator), a LOTOS Petrobaltic S.A. – 49%.

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 wynoszą: PGNiG S.A. (operator) – 51%, Eurogas Polska Sp. z o.o. – 24% i Energia Bieszczady Sp. z o.o. – 25%
- „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 (umowa weszła w życie w II półroczu 2014 roku); udziały wynoszą: PGNiG S.A. (operator) – 51%, LOTOS Petrobaltic S.A. – 49%.

Na obszarze „Poznań” włączono do eksploatacji złożę gazu ziemnego Komorze oraz otwór Lisewo-2K na złożu Lisewo. Otworem Karmin-1 odkryto nowe złożę gazu ziemnego. Natomiast z uwagi na

niską wydajność przyływu gazu 3 otwory poszukiwawcze zlikwidowano. Na obszarze „Sieraków” ze względu na nieopłacalność eksploatacji węglowodorów zlikwidowano otwór Sieraków-3.

Prace na koncesjach należących do FX Energy Poland Sp. z o.o. prowadzone były na obszarze „Warszawa-Południe” (bloki 254, 255) na podstawie umowy o wspólnych operacjach z dnia 26 maja 2011 roku. Udziały FX Energy Poland Sp. z o.o. (operator) wynoszą 51%, a PGNiG S.A. – 49%. W 2014 roku FX Energy Poland Sp. z o.o. wystąpiła do Ministerstwa Środowiska z wnioskiem o rezygnację z koncesji na poszukiwanie i rozpoznawanie złóż ropy naftowej i gazu ziemnego na obszarze bloku 254. Ponadto spółka otrzymała nową koncesję na poszukiwanie i rozpoznawanie złóż ropy naftowej i gazu ziemnego na obszarze bloku 255.

Prace na koncesjach należących do San Leon Energy PLV prowadzone były na obszarach:

- „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%
- „Karpaty Wschodnie” na podstawie umowy o wspólnych operacjach z dnia 17 grudnia 2009 roku z firmą Energia Karpaty Wschodnie Sp. z o.o. Sp. k. (spółką zależną od San Leon Energy PLC); udziały wynoszą: Energia Karpaty Wschodnie Sp. z o.o. Sp. k. (operator) – 80%, PGNiG S.A. – 20%.

23 października 2014 roku, na wniosek San Leon Energy PLV nastąpiło wygaszenie koncesji, a umowa o wspólnych operacjach „Karpaty Wschodnie” została automatycznie rozwiązana. Na obszarze „Karpaty Zachodnie” wykonano 2 otwory poszukiwawcze. Ze względu na brak przemysłowego przyływu gazu ziemnego otwory zlikwidowano.

2.2. Wspólne działalności za granicą

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 2014 roku PGNiG S.A. rozpoczęła prace przygotowawcze do wiercenia otworów rozpoznawczych Rehman-2 i Rehman-3 (planowanych do wykonania w 2015 i 2016 roku). Natomiast w związku z atakami 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 końcu grudnia 2014 roku. Eksploatacja odwiertów Rehman-1 i Hallel X-1 przebiegała bez zakłóceń, a wydobyty gaz dostarczany był do pakistańskiej sieci przesyłowej.

Norwegia

PGNiG Upstream International AS, spółka GK PGNiG, posiada udziały w koncesjach poszukiwawczo-wydobywczych na Norweskim Szelfie Kontynentalnym, zlokalizowanych na Morzach Norweskim, Północnym i Barentsa. Spółka wspólnie z partnerami zajmuje się wydobywaniem węglowodorów ze złoża Skarv (projekt Skarv) oraz zagospodarowaniem złoża Snadd. W 2014 roku spółka nabyła udziały w trzech złożach będących w trakcie eksploatacji: Morvin (6%), Vilje (24,243%) i Vale (24,243%) oraz złożu Gina Krog (8%) w fazie zagospodarowania. Na pozostałych koncesjach spółka realizuje projekty poszukiwawcze.

Wydobycie węglowodorów w ramach projektu Skarv prowadzone jest przy użyciu pływającej jednostki produkcyjnej FPSO zacumowanej na morzu w rejonie złoża. Ropa naftowa sprzedawana jest

bezpośrednio z platformy spółce Shell International Trading and Shipping Company Ltd. i transportowana przez kontrahenta za pośrednictwem operującego wahadłowo zespołu tankowców. Gaz natomiast przesyłany jest gazociągiem Gassled Area B System do lądowego terminalu w Kårsto, następnie gazociągiem Gassled Area D System do Niemiec, gdzie odbiera go spółka PGNiG Sales & Trading GmbH. W 2014 roku ze złoża Skarv wydobyto 418 tys. ton ropy naftowej wraz z innymi frakcjami (w przeliczeniu na tonę ekwiwalentu ropy naftowej) i 419 mln m³ gazu ziemnego.

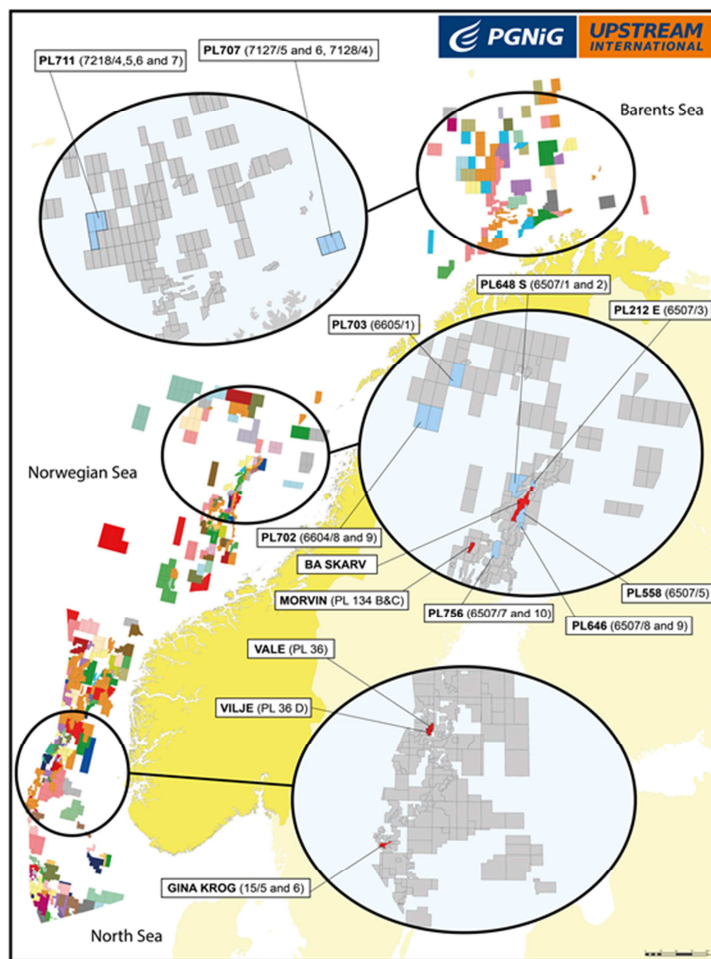
W 2014 roku PGNiG Upstream International AS nabyła od Total E&P Norge AS udziały w pakiecie czterech złóż zlokalizowanych na Norweskim Szelfie Kontynentalnym. Na pakiet składają się udziały w sześciu koncesjach obejmujących złoża Morvin, Vilje, Vale oraz Gina Krog. W wyniku powyższej transakcji PGNiG Upstream International AS objęła:

- 24,243% udziałów w koncesji PL36D (złoże Vilje); pozostałymi partnerami na tej koncesji są Det norske oljeselskap ASA – operator (46.904% udziałów) i Statoil Petroleum AS (28,853% udziałów)
- 24,243% udziałów w koncesjach PL36 i PL249 (złoże Vale); pozostałymi partnerami na tych koncesjach są Centrica plc – operator (50% udziałów) i Lotos E&P Norge AS (25,757% udziałów)
- 6% udziałów w koncesjach PL136B i PL136C (złoże Morvin); pozostałymi partnerami na tych koncesjach są Statoil Petroleum AS – operator (64% udziałów) i Eni Norge AS (30% udziałów)
- 29,63% udziałów w koncesji PL029C (odpowiadających 8% udziałów w złożu Gina Krog); pozostałymi partnerami na tej koncesji są Statoil Petroleum AS – operator (58,7% udziałów), Total E&P Norge AS (30% udziałów) i Det norske oljeselskap ASA (3,3%).

Zgodnie z raportem niezależnego audytora, zasoby wydobywalne złóż ropy (72%) i gazu (28%) przypadające na przejęte przez spółkę udziały kształtują się na poziomie 33 mln boe, tj. baryłek ekwiwalentu ropy. Oznacza to wzrost obecnych zasobów PGNiG Upstream International AS w Norwegii o około 60%. Według danych operatorów, wydobycie z tych złóż będzie kontynuowane średnio przez okres 14 lat.

Cena zakupu pakietu udziałów wyniosła 1.950 mln NOK przy umownej dacie transakcji 1 stycznia 2014 roku. Znaczna część ceny transakcji została rozliczona z przejętych przez PGNiG Upstream International AS przepływów pieniężnych wygenerowanych między datą umowną zakupu, a rzeczywistą datą rozliczenia. W związku z osiągnięciem oczekiwanych wpływów ze sprzedaży węglowodorów z przejmowanych w 2014 roku złóż, ograniczeniem kosztów oraz nakładów inwestycyjnych, a także sprzyjającym zmianom kursów walut, ostateczna płatność w gotówce wyniosła ok. 843 mln NOK (ok. 400 mln zł wg kursu z 30 grudnia 2014 roku), czyli jedynie 43% ceny zakupu. Kwota ta została sfinansowana za pomocą pomostowej pożyczki wewnątrzgrupowej od PGNiG S.A.

Złoże Morvin zlokalizowane jest na Morzu Norweskim, a pozostałe złoża na Morzu Północnym. Na poniższej mapce przedstawiona została lokalizacja nowych złóż.



PGNiG Upstream International Licence Portfolio

Ponadto w 2014 roku została rozstrzygnięta kolejna runda koncesyjna, w wyniku której PGNiG Upstream International AS otrzymała koncesję operatorską PL756 na Morzu Norweskim. Spółka jako operator objęła 50% udziałów w koncesji. Partnerami PGNiG Upstream International AS zostały spółki Idemitsu Petroleum Norge AS i Rocksource Exploration Norway AS, które otrzymały po 25% udziałów. Koncesja PL756 zlokalizowana jest w obszarze dobrze rozpoznanym geologicznie, w sąsiedztwie wielu już eksploatowanych złóż, w tym dużego złoża Aasgard. Koncesja ta jest drugą koncesją operatorską PGNiG Upstream International AS na Norweskim Szelfie Kontynentalnym.

W wyniku analiz geologiczno-geofizycznych przeprowadzonych na koncesjach PL599, PL600 i PL648S oceniono, że ryzyko poszukiwawcze jest wysokie i spółka wspólnie z partnerami zrezygnowała z koncesji PL599 i PL600 oraz podjęła decyzję o wycofaniu się z koncesji PL648S. Na dzień 31 grudnia 2014 roku PGNiG Upstream International AS posiadała udziały w 18 koncesjach poszukiwawczo-wydobywczych na Norweskim Szelfie Kontynentalnym, w tym w dwóch operatorskich.

W 2014 roku spółka kontynuowała również prace przy projektach zagospodarowania złoża Snadd i przygotowaniu złoża Skarv do drugiej fazy rozwiercania, która powinna rozpocząć się w 2017 roku, a także na pozostałych koncesjach poszukiwawczych. Spółka prowadziła m.in. ocenę perspektywiczności koncesji PL646, PL707, PL711 i PL756 oraz uczestniczyła, jako partner, w wierceniu otworu poszukiwawczego na obszarze koncesji PL558. Otwór ten został zakwalifikowany jako negatywny i zlikwidowany.

W styczniu 2015 roku, w wyniku rozstrzygnięcia kolejnej rundy koncesyjnej, PGNiG Upstream International AS uzyskała koncesję operatorską PL799 na Morzu Norweskim. Spółka jako operator objęła 40% udziałów, pozostałymi udziałowcami zostały spółki Statoil Petroleum AS, VNG Norge AS i Explora Petroleum AS, które otrzymały po 20% udziałów każda. Koncesja PL799 znajduje się w pobliżu złóż Skarv i Snadd.

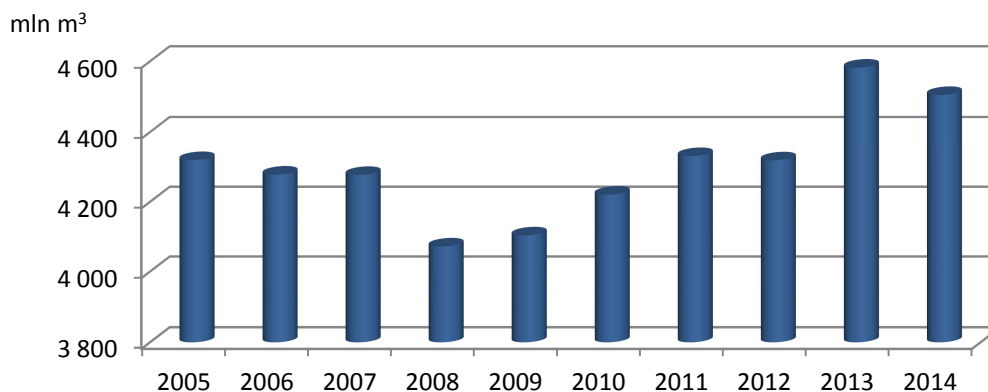
Libia

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.

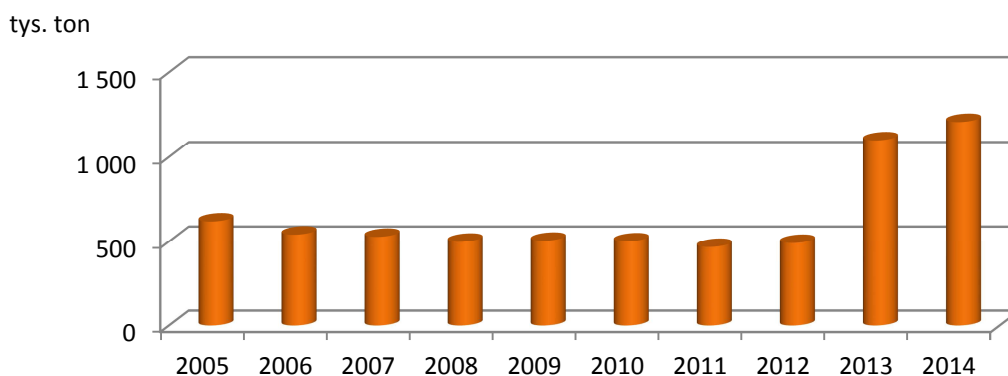
Od stycznia 2014 roku, ze względu na napiętą sytuację polityczną i wzrastające zagrożenie dla bezpieczeństwa pracowników, spółka nie realizuje prac poszukiwawczych w Libii.

3. Wydobywanie

Wydobywanie gazu ziemnego GK PGNiG w latach 2005-2014



Wydobywanie ropy naftowej GK PGNiG w latach 2005-2014



W 2014 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 22 kopalniach (13 gazowych, 6 ropno-gazowych oraz 3 ropnych), natomiast Oddział w Sanoku

pozyskuje gaz ziemny wysokometanowy i zaazotowany oraz ropę naftową w 37 kopalniach (20 gazowych, 11 ropno-gazowych i 6 ropnych).

W 2014 roku GK PGNiG wydobyla łącznie 4.504 mln m³ gazu ziemnego (w przeliczeniu na gaz ziemny wysokometanowy), z czego wydobycie ze złóż krajowych wyniosło 4.027 mln m³, a z zagranicznych 477 mln m³. Natomiast wydobycie ropy naftowej wraz z innymi frakcjami osiągnęło poziom 1.207 tys. ton ropy naftowej. Wolumeny wydobycia gazu ziemnego i ropy naftowej zostały przedstawione w poniższej tabeli.

Wielkość wydobycia gazu ziemnego

	Produkt	2014		2013
		GWh	mln m ³ *	mln m ³ *
1.	Gaz ziemny, w tym:	49 542	4 504	4 582
a.	wysokometanowy, w tym	20 634	1 876	1 891
	- Oddział w Zielonej Górze	-	-	-
	- Oddział w Sanoku	15 983	1 457	1 551
	- Norwegia	4 651	419	340
b.	zaazotowany, w tym:	28 908	2 628	2 692
	- Oddział w Zielonej Górze	27 393	2 490	2 574
	- Oddział w Sanoku	879	80	87
	- Oddział w Pakistanie	636	58	31

* w przeliczeniu na gaz ziemny wysokometanowy

Wielkość wydobycia ropy naftowej

Produkt	Jednostka	2014	2013
Ropa naftowa, w tym:	tys. ton	1 207	1 099
- Oddział w Zielonej Górze	tys. ton	742	766
- Oddział w Sanoku	tys. ton	47	49
- Norwegia	tys. ton	418	283

W 2014 roku na terenie działania Oddziału PGNiG S.A. w Sanoku włączono do eksploatacji 2 odwierty na złożach już eksploatowanych, 4 odwierty na koncesjach poszukiwawczych oraz 4 nowe złoża: Łapanów, Pogwizdów, Mołodycz i Wola Rokietnicka. Łączny przyrost zdolności wydobywczych wyniósł około 10,3 tys. m³/h (w przeliczeniu na gaz wysokometanowy).

Na terenie działania Oddziału PGNiG S.A. w Zielonej Górze podłączono 2 odwierty na złożach już eksploatowanych: 1 odwiert na złożu Radlin oraz, we współpracy z FX Energy Poland Sp. z o.o., 1 odwiert na złożu Lisewo o łącznej zdolności wydobywczej 3,9 tys. m³/h (w przeliczeniu na gaz wysokometanowy). We współpracy z FX Energy Poland Sp. z o.o., włączono również do eksploatacji złożo Komorze o zdolności wydobywczej około 1,0 tys. m³/h (w przeliczeniu na gaz wysokometanowy). Ponadto w 2014 roku włączono do eksploatacji 1 odwiert ropny na nowym złożu Ołobok o zdolności wydobywczej 15t/d.

Podziemne magazyny gazu

W 2014 roku segment poszukiwanie i wydobywanie na własne potrzeby wykorzystywał pojemności czynne podziemnych magazynów gazu zaazotowanego Daszewo i Bonikowo. Pojemności magazynowe wykorzystywane na potrzeby wydobywania są wyłączone z definicji instalacji magazynowej w rozumieniu ustawy Prawo energetyczne.

Pojemności czynne magazynów segmentu poszukiwanie i wydobywanie na dzień 31 grudnia 2014 roku przedstawia poniższa tabela.

Pojemności czynne magazynów segmentu poszukiwanie i wydobywanie

Gaz zaazotowany	2014 GWh*	2014 (mln m ³)	2013 (mln m ³)
Daszewo (Ls)	250	30	30
Bonikowo (Lw)	1 667	200	200

*przeliczenie dla gazu o cieple spalania 30MJ/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 2014 roku GK PGNiG sprzedała łącznie 801 mln m³ gazu ziemnego, z czego 744 mln m³ na rynku krajowym i 57 mln m³ w Pakistanie. Ponadto GK PGNiG sprzedała 1.169 tys. ton ropy naftowej wraz z innymi frakcjami. Poniższe tabele przedstawiają sprzedaż gazu ziemnego bezpośrednio ze złóż oraz sprzedaż ropy naftowej wraz z innymi frakcjami.

Sprzedaż gazu ziemnego

	2014		2013
	GWh	mln m ³ *	mln m ³ *
Gaz ziemny, w tym:	8 886	801	749
- gaz ziemny wysokometanowy	768	69	72
- gaz ziemny zaazotowany*	8 118	732	677

* w przeliczeniu na gaz wysokometanowy

Sprzedaż ropy naftowej

	Jednostka	2014	2013
Ropa naftowa, w tym:	tys. t.	1 169	1 106
- Polska	tys. t.	780	810
- Norwegia	tys. t.	389	296

Głównymi odbiorcami gazu ziemnego w Polsce byli odbiorcy przemysłowi, których udział w wolumenie sprzedaży stanowił ok. 78%. Sprzedaż ropy naftowej realizowana była dla Shell International Trading and Shipping Company Ltd., Rafinerii Trzebinia S.A., Rafinerii Nafty Jedlicze S.A., TOTS TOTAL OIL TRADING S.A. i BP Europe SE. W listopadzie 2014 roku PGNiG S.A. i Rafineria Trzebinia S.A. podpisały aneks do umowy przenoszący koszty transportu kolejowego na kupującego. Od stycznia 2015 roku Rafineria Trzebinia S.A., zajmuje się organizacją transportu ropy naftowej z terminali kolejowych PGNiG S.A. do miejsca przeznaczenia i pokrywa jego koszt.

5. Działalność usługowa

W 2014 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, a także usługi geofizyczne.

Wiercenia poszukiwawczo-rozpoznawcze i badawcze realizowano głównie w poszukiwaniu węglowodorów, a także złóż miedzi. Prace wiertnicze wykonywane były zarówno dla GK PGNiG, jak i dla odbiorców zewnętrznych w kraju i za granicą. Na rynku krajowym realizowano m.in. kontrakty dla firm poszukujących:

- konwencjonalnych złóż gazu ziemnego – m.in. dla PGNiG S.A., FX Energy Poland Sp. z o.o. i Energia Karpaty Zachodnie Sp. z o.o. Sp. k.
- niekonwencjonalnych złóż gazu ziemnego – m.in. dla PGNiG S.A., Orlen Upstream Sp. z o.o. (poszukiwanie *shale gas*) i dla Państwowego Instytutu Geologicznego (odmetanowanie pokładów węgla kamiennego)
- niekonwencjonalnych złóż ropy naftowej – Wisent Oil & Gas Sp. z o.o. (poszukiwanie *shale oil*)
- złóż miedzi – dla KGHM Polska Miedź S.A., Zielona Góra Copper Sp. z o.o. i Mozów Copper Sp. z o.o.

Ponadto wykonywano wiercenia otworów na potrzeby budowy PMG Kosakowo i rozbudowy KPMG Mogilno.

Natomiast na rynkach zagranicznych wykonywano wiercenia w poszukiwaniu konwencjonalnych złóż węglowodorów dla odbiorców zewnętrznych m.in. w Ugandzie, Etiopii, Pakistanie, Kazachstanie, Egipcie i na Litwie. Ponadto segment realizował kontrakty na wiercenia eksploatacyjne. Wiercenia te prowadzone były w kraju dla PGNiG S.A., a za granicą dla kontrahentów zewnętrznych, głównie w Kazachstanie, Pakistanie i na Ukrainie.

Segment świadczył również usługi specjalistycznych serwisów górnictwa otworowego m.in. serwisów płynów wiertniczych, cementacyjnego, *coiled tubing* i urządzeń azotowych, *mud logging*, wyposażenia wgłębnego odwiertów wraz z opróbowaniem, pomiarów parametrów złożowych i testów produkcyjnych oraz wykonywał remonty, rekonstrukcje i likwidacje odwiertów. Odbiorcami usług serwisowych była głównie PGNiG S.A. W kraju dla inwestorów spoza GK PGNiG świadczone przede wszystkim usługi serwisowe m.in. dla LOTOS Petrobaltic S.A., FX Energy Poland Sp. z o.o., Orlen Upstream Sp. z o.o., Wisent Oil & Gas Sp. z o.o., Geops Deep Drilling Sp. z o.o., Przedsiębiorstwa Budowy Kopalń PeBeKa S.A., Państwowego Instytutu Geologicznego i Chevron Polska Energy Resources Sp. z o.o. Za granicą spółka wykonywała m.in. usługi serwisów cementacyjnego w Rumunii i na Litwie, *coiled tubing* i urządzeń azotowych oraz *mud logging* na Ukrainie, a także likwidacje i rekonstrukcje odwiertów w Czechach.

W 2014 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 najważniejszymi odbiorcami usług były spółki: PGNiG S.A., Chevron Polska Energy Resources Sp. z o.o., FX Energy Poland Sp. z o.o., NAFTA a.s., Orlen Upstream Sp. z o.o. Dla PGNiG S.A. spółki segmentu wykonywały usługi geofizyki poszukiwawczej, natomiast dla kontrahentów zewnętrznych świadczone usługi zarówno geofizyki poszukiwawczej, jak

i geofizyki otworowej. Na rynkach zagranicznych prowadzono sejsmiczne prace polowe (akwizycję danych sejsmicznych) i prace geofizyki wiertniczej dla kontrahentów m.in. z Węgier, Niemiec, Słowacji, Serbii, Tunezji, Omanu i Gruzji, a także świadczone usługi przetwarzania danych sejsmicznych i ich interpretacji m.in. dla odbiorców z Pakistanu, Francji, Jemenu, W. Brytanii, Kenii i Kamerunu.

6. Planowane działania

Prace poszukiwawcze w Polsce

W 2015 roku PGNiG S.A. prowadzi będzie prace poszukiwawcze geofizyczne i wiertnicze obejmujące obiekty poszukiwawcze rozmieszczone na obszarze Karpat, Przedgórze Karpat i Niziu 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 wiercenia 3 otworów poziomych oraz przeprowadzenie w nich zabiegów szczelinowania. W ramach poszukiwania złóż węglowodorów w utworach karbonu, które stanowi nowy kierunek poszukiwania złóż, Spółka planuje odwiercenie dwóch otworów.

Prace poszukiwawcze za granicą

W Pakistanie, w celu weryfikacji potencjału złożowego struktury położonej na północ od odkrytego złoża Kirthar, PGNiG S.A. kontynuować będzie wiercenie otworu Rizq-1, a także prace na odwiertach Rehman-2 i Rehman-3.

Na Norweskim Szelfie Kontynentalnym PGNiG Upstream International AS kontynuować będzie, jako partner, wydobycie węglowodorów ze złoża Skarv i nowo nabytych złóż, zagospodarowanie złóż Snadd i Gina Krog oraz prace przygotowawcze do drugiej fazy wierceń na złożu Skarv. PGNiG Upstream International AS planuje również pozyskanie nowych obszarów koncesyjnych poprzez udział w corocznych rundach koncesyjnych lub akwizycję od innych podmiotów. 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 i w dwóch koncesjach (PL707 i PL711) na szelfie Morza Barentsa, położonym w strefie arktycznej.

Wydobycie gazu ziemnego

GK PGNiG 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 2015 roku GK PGNiG planuje wydobycie ok. 4,5 mld m³ gazu w przeliczeniu na gaz wysokometanowy o ciepłe spalania 39,5MJ/m³, z tego 0,4 mld m³ ze złóż na Norweskim Szelfie Kontynentalnym. W 2015 roku na obszarze działania Oddziału w Sanoku planuje się włączenie do eksploatacji 2 odwiertów na złożu już eksploatowanym, tj. na złożu Przemysł, oraz oddanie do eksploatacji nowego złoża Załęże. Na obszarze działania Oddziału w Zielonej Górze planuje się podłączyć odwierty na złożach Zaniemyśl, Daszewo i Wilków.

Wydobycie ropy naftowej

W 2015 roku GK PGNiG planuje wydobycie 1,27 mln ton ropy naftowej, z tego 0,76 mln ton ze złóż krajowych i 0,51 mln ton na Norweskim Szelfie Kontynentalnym.

Działalność usługowa

W 2015 roku Grupa Kapitałowa PGNiG planuje świadczenie usług wiertniczych w kraju i za granicą. W kraju segment wykonywać będzie wiercenia dla PGNiG S.A. i dla kontrahentów zewnętrznych. Za granicą wykonywane będą usługi dla PGNiG S.A. w Pakistanie i dla kontrahentów zewnętrznych m.in. w Egipcie, Kazachstanie, Pakistanie, Arabii Saudyjskiej, Botswanie, Czechach, na Litwie i Ukrainie.

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 węglowodorów), a za granicą dla kontrahentów zewnętrznych m.in. w Chorwacji, Rumunii, Czechach, Arabii Saudyjskiej, na Ukrainie, Litwie i Białorusi.

Ponadto segment wykonywać będzie usługi akwizycji, przetwarzania i interpretacji danych sejsmicznych dla PGNiG S.A. i kontrahentów zewnętrznych (m.in. FX Energy Poland Sp. z o.o., Orlen Upstream Sp. z o.o.) Na rynkach zagranicznych GK PGNiG planuje świadczyć usługi geofizyczne na terenie m.in. Tunezji, Omanu, Pakistanu, Kenii, Kamerunu, Jemenu, Indii, Gruzji oraz krajów członkowskich Unii Europejskiej (m.in. Czech, Słowacji, Austrii, Niemiec, Danii, Węgier i Chorwacji).

7. Ryzyka poszukiwania i wydobywania

Odkrycia i szacowanie zasobów

Działalność poszukiwawcza obciążona 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 obciążone 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 marcu 2014 roku grupa uzbrojonych członków klanu Rind zablokowała dostęp do otworu Rizq-1. Uniemożliwiło to rozpoczęcie wiercenia tego otworu, w związku z czym PGNiG S.A. przerwała prace i zgłosiła wystąpienie siły wyższej. Po ustabilizowaniu się sytuacji w rejonie otworu Rizq-1, w październiku 2014 roku rozpoczęto jego wiercenie. Jednak w nocy z 12 na 13 listopada wystąpił półgodzinny ostrzał okolicy. Po tym wydarzeniu podpisano umowy z ludnością lokalną w zakresie ochrony. Przeprowadzono również konsultacje z firmami serwisowymi (w tym głównie z Exalo Drilling S.A.) i z dowództwem jednostek Rangers, po których rejon otworu objęto wzmożoną ochroną. Pomimo podjętych działań prace w rejonie otworu Rizq-1 były jeszcze dwukrotnie zakłócanie. Dlatego też PGNiG S.A. 28 listopada 2014 roku ponownie zawiesiła prace i zgłosiła wystąpienie siły wyższej, a 30 listopada 2014 roku przeprowadziła ewakuację pracowników. Prace na otworze Rizq-1 zostały wznowione 25 grudnia 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

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

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 zaostrzenie 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 pozyskiwany głównie poza granicami kraju oraz wydobywany ze złóż krajowych. Sprzedaż gazu ziemnego realizowana z sieci dystrybucyjnej i przesyłowej 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 Brzeźnicy, Husowie, Mogilnie, Strachocinie, Swarzowie, Wierzchowicach i Kosakowie.

GK PGNiG jest największym dostawcą gazu ziemnego na rynku krajowym. Według danych Urzędu Regulacji Energetyki, w 2013 roku udział PGNiG S.A. w sprzedaży gazu ziemnego wyniósł 94,4%. W 2014 roku dostawy gazu do odbiorców realizowane były głównie przez dwa podmioty GK PGNiG: PGNiG S.A. oraz jej spółkę zależną PGNiG Obrót Detaliczny Sp. z o.o., która działalność operacyjną rozpoczęła 1 sierpnia 2014 roku. Tym samym spółka ta została największym dostawcą na detalicznym rynku gazu ziemnego, a PGNiG S.A. zachowała dominującą pozycję na rynku hurtowym. Niemniej jednak, w wyniku postępującej liberalizacji rynku gazu i wzrostu aktywności innych podmiotów, od stycznia 2013 roku do grudnia 2014 roku udział PGNiG S.A. w imporcie gazu do Polski obniżył się o 12 pkt. %, do poziomu 79,7%.

1. Zakupy gazu ziemnego

W 2014 roku GK PGNiG dokonywała zakupów gazu ziemnego z zagranicy oraz w niewielkim stopniu od dostawców krajowych.

PGNiG S.A. kupowała gaz głównie w ramach wymienionych poniżej umów i kontraktów, tj. długoterminowego kontraktu z OOO „Gazprom eksport” oraz umów średnio i krótkoterminowych z dostawcami europejskimi:

- „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”
- „Umowy Indywidualnej sprzedaży gazu ziemnego z dnia 13 maja 2011 roku z Vitol SA, obowiązującej do 1 października 2014 roku”.

PGNiG Sales & 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 2014 roku, w celu wywiązania się z zobowiązań handlowych, GK PGNiG kupiła łącznie 14.531 mln m³ gazu ziemnego, z czego 76% stanowiły zakupy od dostawców zagranicznych. Poniższa tabela przedstawia strukturę zakupów gazu ziemnego od dostawców w przeliczeniu na gaz wysokometanowy.

Struktura zakupów gazu ziemnego

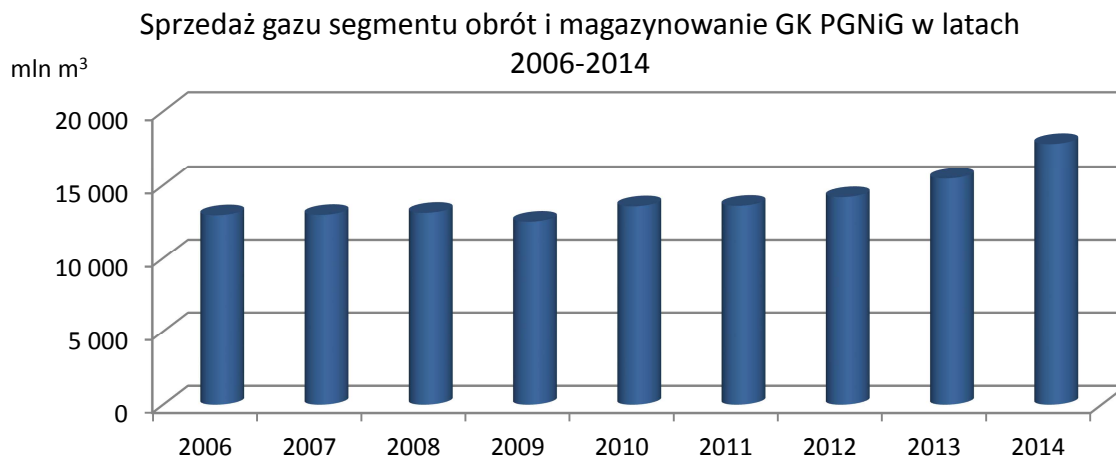
	2014			2013	
	GWh	mln m ³	%	mln m ³	%
Dostawcy zagraniczni, w tym:	122 830	11 086	76%	11 906	97%
- OOO "Gazprom eksport"	90 733	8 097	73%	8 733	73%
- pozostali dostawcy zagraniczni	32 097	2 989	27%	3 173	27%
Dostawcy krajowi, w tym:	37 849	3 445	24%	390	3%
- giełda	35 144	3 201	93%	0	0%
- pozostali dostawcy krajowi	2 705	244	7%	390	100%
Razem	160 679	14 531	100%	12 296	100%

Nowe umowy

9 grudnia 2014 roku PGNiG S.A. i Qatar Liquefied Gas Company Limited (3) zawarły porozumienie dodatkowe do umowy sprzedaży skroplonego gazu ziemnego (LNG) z dnia 29 czerwca 2009 roku. Porozumienie zmienia zasady wykonywania umowy w całym okresie 2015 roku. Ilości gazu przewidziane do dostarczenia PGNiG S.A. w 2015 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. W porozumieniu określone zostały też zasady, na jakich PGNiG S.A. i Qatar Liquefied Gas Company Limited (3) uzgodnią dostawy gazu LNG w 2015 roku po osiągnięciu pełnej funkcjonalności operacyjnej terminalu w Świnoujściu. Podpisane porozumienie eliminuje ryzyko zapłaty przez PGNiG S.A. kary za nieodebrane ilości gazu LNG zgodnie z klauzulą kontraktową *take or pay* w 2015 roku.

1 listopada 2014 roku PGNiG S.A. wystąpiła do OOO „Gazprom eksport” z wnioskiem o przystąpienie do renegotjacji ceny gazu ziemnego dostarczanego przez OOO „Gazprom eksport” na mocy Kontraktu kupna-sprzedaży gazu ziemnego do Rzeczypospolitej Polskiej z dnia 25 września 1996 roku w kierunku jej obniżenia.

2. Sprzedaż gazu ziemnego



Podstawowymi produktami sprzedawanymi przez segment 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.

W celu realizacji tzw. obliwa giełdowego, w sierpniu 2014 roku działalność operacyjną rozpoczęła spółka PGNiG Obrót Detaliczny Sp. z o.o. Spółka pozyskuje w zdecydowanej większości gaz na Towarowej Giełdzie Energii, a następnie sprzedaje go odbiorcom. PGNiG Obrót Detaliczny Sp. z o.o. obsługuje klientów, którzy w poprzednim roku kalendarzowym odebrali nie więcej niż 25 mln m³ gazu ziemnego. W drodze sukcesji generalnej nastąpiło automatyczne przeniesienie umów z odbiorcami końcowymi do spółki PGNiG Obrót Detaliczny Sp. z o.o. Rozpoczęcie działalności przez spółkę PGNiG Obrót Detaliczny Sp. z o.o. zapewni odpowiedni popyt na gaz ziemny oferowany na giełdzie oraz stworzy warunki równej konkurencji pomiędzy podmiotem należącym do GK PGNiG, a innymi uczestnikami rynku gazu w Polsce.

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 2014 roku sprzedaż segmentu obrót i magazynowanie wyniosła 17.808 mln m³ gazu, z czego 16.063 mln m³ stanowiła sprzedaż na rynku krajowym. W stosunku do 2013 roku sprzedaż gazu wzrosła o ok. 15%. Spowodowane to zostało przede wszystkim rozpoczęciem działalności operacyjnej przez PGNiG Obrót Detaliczny Sp. z o.o. oraz znacznym wzrostem sprzedaży gazu ziemnego przez PGNiG S.A. na Towarowej Giełdzie Energii (brak możliwości eliminacji transakcji wewnątrzgrupowych zawieranych na Towarowej Giełdzie Energii). W tabeli została przedstawiona sprzedaż gazu ziemnego segmentu obrót i magazynowanie (w przeliczeniu na gaz wysokometanowy).

Sprzedaż gazu ziemnego

	2014		2013
	GWh	mln m ³	mln m ³
Gaz ziemny, w tym:	197 523	17 808	15 465
- gaz ziemny wysokometanowy	191 819	17 289	14 940
- gaz ziemny zaazotowany*	5 704	519	525

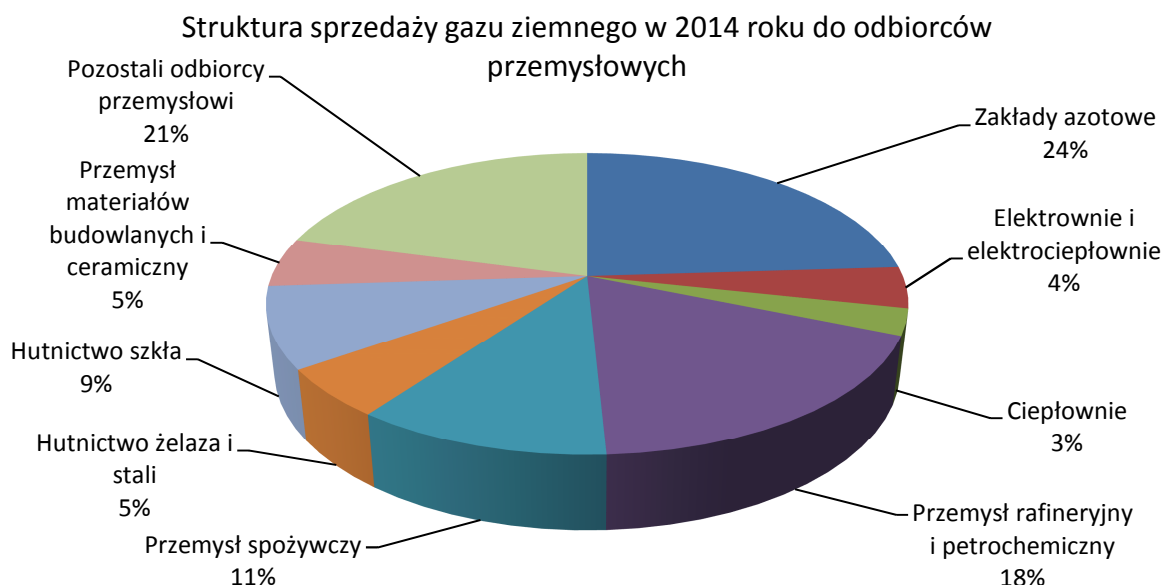
*w przeliczeniu na gaz wysokometanowy

Głównymi odbiorcami gazu na rynku krajowym byli odbiorcy przemysłowi (głównie z grup: przemysł chemiczny, rafineryjny i petrochemiczny, hutnictwo) oraz odbiorcy domowi. Najliczniejszą grupą odbiorców gazu ziemnego (ok. 6,6 mln) byli odbiorcy domowi, którzy stanowili 97% klientów GK PGNiG. Największy udział w wolumenie sprzedaży mieli odbiorcy przemysłowi. 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

	2014		2013
	GWh	mln m ³ *	mln m ³ *
Odbiorcy przemysłowi	80 107	7 189	8 100
Handel, usługi	27 167	2 491	2 748
Odbiorcy domowi	40 854	3 672	3 969
Odbiorcy hurtowi	2 123	197	231
Eksport	-	-	84
Giełda	47 272	4 259	333
Razem	197 523	17 808	15 465

*w przeliczeniu na gaz wysokometanowy



W 2014 roku GK PGNiG sprzedała 1.745 mln m³ gazu poza granicami kraju, głównie na rynku niemieckim. Odbiorcami gazu na terenie Niemiec byli głównie odbiorcy domowi oraz małe i średnie przedsiębiorstwa.

Nowe umowy

30 stycznia 2014 roku PGNiG S.A. i KGHM Polska Miedź SA podpisały aneks do umowy kompleksowej sprzedaży paliwa gazowego, zawartej 30 lipca 2010 roku i obowiązującej do 30 czerwca 2033 roku. Na mocy aneksu wolumen dostaw został zmniejszony z 266 mln m³ do 41,5 mln m³. Powodem zmiany jest ograniczenie przez KGHM Polska Miedź SA produkcji energii elektrycznej w skojarzeniu z ciepłem wskutek zmian w systemie wsparcia dla kogeneracji oraz niskich cen energii elektrycznej. Szacunkowa wartość aneksowanej umowy wynosi ok. 830 mln zł. Strony nie wykluczają powrotu do pierwotnego wolumenu dostaw. Ponadto spółki podpisały aneksy do trzech umów sprzedaży paliwa, tj.: umowy z 25 września 2001 roku, umowy z 4 stycznia 1999 roku oraz umowy z 1 października 1998 roku. Na mocy tych aneksów zmieniony został okres obowiązywania umów: z bezterminowego na dzień do 30 czerwca 2033 roku. Szacunkowa wartość trzech umów w okresie ich obowiązywania wynosi ok. 2,8 mld zł.

3. Energia elektryczna

W 2014 roku PGNiG S.A. prowadziła obrót hurtowy energią elektryczną i produktami powiązanyymi na rynku polskim i niemieckim. W Polsce obrót realizowany był na rynku pozagiełdowym (w ramach podpisanych umów na bazie standardu *EFET (European Federation of Energy Traders)* i za pośrednictwem brokerów) oraz na Towarowej Giełdzie Energii. Na rynku niemieckim Spółka uczestniczyła w handlu kontraktami spotowymi na giełdzie *EPEX Spot (European Power Exchange)*, a także w wymianie międzysystemowej na przekroju Polska – Niemcy (pomiędzy obszarami operatorów sieci przesyłowych PSE i 50 Hertz Transmission).

PGNiG Sales & Trading GmbH prowadziła handel energią elektryczną na rynku niemieckim, w ramach transakcji giełdowych (*EPEX Spot, EEX Power Derivatives*) oraz na rynku pozagiełdowym (*OTC*).

Sprzedaż energii elektrycznej

W 2014 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). Spółka oferuje klientom gwarancję stałej ceny (nawet do roku 2016) oraz pełne bilansowanie klienta w ramach zużycia energii elektrycznej. W 2014 roku GK PGNiG kontynuowała akcję promocyjną „Energia w dwupaku”, która zakłada dopłaty do rachunku za energię elektryczną dla klientów. Oferta skierowana jest przede wszystkim do klientów z segmentu małych i średnich przedsiębiorstw, którzy korzystają już z usług Grupy w zakresie sprzedaży gazu ziemnego lub podpiszą umowę w tym zakresie.

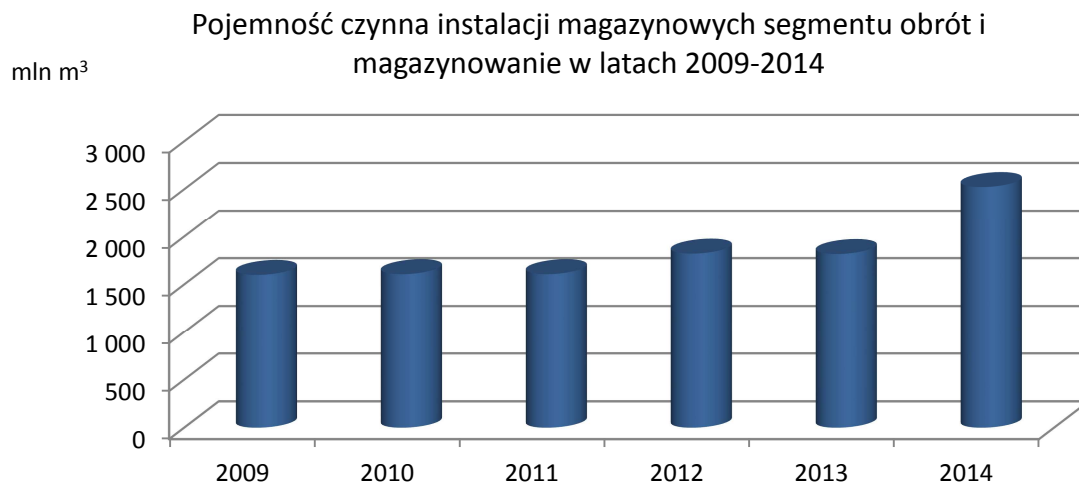
GK PGNiG sprzedawała również energię elektryczną odbiorcom końcowym na rynku niemieckim. Odbiorcami energii elektrycznej były małe i średnie przedsiębiorstwa oraz gospodarstwa domowe.

W 2014 roku sprzedaż energii elektrycznej wyniosła 10.153 GWh i była o 5.427 GWh (115%) wyższa niż w roku 2013. Wzrost ten nastąpił głównie wskutek intensyfikacji obrotu energią elektryczną na Towarowej Giełdzie Energii oraz na giełdzie *EPEX Spot*. Sprzedaż na rynku krajowym wyniosła 5.645,2 GWh. W poniższej tabeli została zaprezentowana struktura sprzedaży energii elektrycznej w podziale na grupy odbiorców.

Sprzedaż energii elektrycznej (GWh)

	2014	%	2013	%
Odbiorcy końcowi	259	3%	64	1%
Przedsiębiorstwa obrotu	3 186	31%	1 528	32%
Rynek bilansujący	424	4%	455	10%
Giełda	6 284	62%	2 679	57%
Razem	10 153	100%	4 726	100%

4. Magazynowanie



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

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

PMG Wierzchowice, PMG Husów, KPMG Mogilno oraz PMG Strachocina wykorzystywane są także na potrzeby wywiązania się z obowiązku utrzymania zapasów obowiązkowych nałożonych Ustawą z dnia 16 lutego 2007 roku o zapasach ropy naftowej, produktów naftowych, gazu ziemnego oraz zasadach postępowania w sytuacjach zagrożenia bezpieczeństwa paliwowego państwa i zakłóceń na rynku naftowym.

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

Taryfa

Do 16 lipca 2014 roku Operator Systemu Magazynowania Sp. z o.o. prowadziła rozliczenia z tytułu świadczenia usług magazynowania w oparciu o stawki zawarte w zmianie „Taryfy w zakresie usług magazynowania paliwa gazowego Nr 1/2012” z 17 grudnia 2012 roku. Dnia 2 lipca 2014 roku Prezes URE zatwierdził „Taryfę w zakresie usług magazynowania paliwa gazowego Nr 1/2014”. Nowa taryfa weszła w życie 17 lipca 2014 i obowiązuje do 31 marca 2015 roku. Taryfa uwzględnia udostępnienie pojemności nowego magazynu KPMG Kosakowo i zwiększonych zdolności magazynowych w PMG Wierzchowice i PMG Strachocina. Ponadto taryfa uwzględnia obowiązek prowadzenia rozliczeń z odbiorcami w jednostkach energii (od 1 sierpnia 2014 roku).

Koncesja

Decyzją z dnia 16 maja 2014 roku Prezes URE rozszerzył koncesję Operatora Systemu Magazynowania Sp. z o.o. w zakresie oznaczenia pojemności czynnej PMG Wierzchowice (zwiększenia z 575 mln m³ na 1.200 mln m³) i PMG Strachocina (zwiększenia z 330 mln m³ na 360 mln m³) oraz rozszerzenia koncesji o nowy magazyn KPMG Kosakowo (51,2 mln m³).

W związku z zakończeniem rozbudowy PMG Husów i budowy kolejnych kawern KPMG Mogilno i KPMG Kosakowo, 16 stycznia 2015 roku spółka skierowała do Prezesa URE wnioski w sprawie zmiany koncesji w zakresie oznaczenia pojemności czynnych tych instalacji magazynowych. Udostępnione nowe zdolności magazynowe obejmować będą 150 mln m³ w PMG Husów, 60,31 mln m³ w KPMG Mogilno oraz 61,2 mln m³ w KPMG Kosakowo.

Udostępnione pojemności magazynowe

20 maja 2014 roku GK PGNiG rozpoczęła świadczenie usług magazynowania w oparciu o nowe zdolności magazynowe w PMG Strachocina i PMG Wierzchowice, natomiast 17 lipca 2014 roku – świadczenie usług magazynowania w KPMG Kosakowo.

Na dzień 31 grudnia 2014 roku GK PGNiG udostępniła na zasadach TPA oraz na potrzeby OGP GAZ-SYSTEM S.A. łącznie 2.523,5 mln m³ pojemności magazynowych czynnych instalacji magazynowych, z czego 2.502,0 mln m³ w ramach umów długoterminowych, a 21,5 mln m³ w ramach umów krótkoterminowych. Natomiast 0,6 mln m³ wykorzystywane jest na potrzeby technologiczne. Pojemności czynne i udostępnione pojemności czynne instalacji magazynowych na dzień 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)*
PMG Brzeźnica	65,0	65,0	713
PMG Husów	350,0	350,0	3 840
KPMG Mogilno	407,9	407,5	4 471
KPMG Kosakowo	51,2	51,0	560
PMG Strachocina	360,0	360,0	3 950
PMG Swarzędów	90,0	90,0	988
PMG Wierzchowice	1 200,0	1 200,0	13 166
Razem	2 524,1	2 523,5	27 688

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

5. Planowane działania

Zakup gazu ziemnego

W 2015 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. Ponadto w celu optymalizacji kosztów pozyskania paliwa gazowego

Spółka będzie dokonywała zakupów gazu ziemnego na rynku niemieckim w ramach umów krótkoterminowych. Gaz dostarczany będzie z wykorzystaniem usługi przesyłania zwrotnego na gazociągu jamalskim. W 2015 roku planowane jest również rozpoczęcie dostaw gazu LNG w ramach kontraktu zawartego z Qatar Liquefied Gas Company Limited (3). Ostateczny termin rozpoczęcia dostaw gazu do odbiorców uzależniony jest od osiągnięcia przez terminal regazyfikacyjny w Świnoujściu pełnej funkcjonalności operacyjnej.

System wsparcia kogeneracji

30 kwietnia 2014 roku weszła w życie ustawa o zmianie ustawy Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw, która wznowiła funkcjonowanie systemu wsparcia dla produkcji energii elektrycznej w kogeneracji. Zgodnie z ustawą przedsiębiorstwa energetyczne sprzedające energię elektryczną do odbiorców końcowych mają obowiązek zakupu i umorzenia określonej ilości świadectw pochodzenia z kogeneracji. Przywrócenie systemu wsparcia dla elektrociepłowni stwarza szansę na zwiększenie przez PGNiG S.A. wolumenu sprzedaży gazu w tym segmencie.

Magazynowanie

W 2015 roku PGNiG S.A. będzie kontynuowała rozbudowę KPMG Mogilno, a także rozpocznie rozbudowę PMG Brzeźnica. Ponadto Spółka realizować będzie rozpoczętą w 2007 roku budowę nowego magazynu gazu wysokometanowego KPMG Kosakowo.

6. Ryzyka obrotu i magazynowania

Uwolnienie cen gazu ziemnego

GK PGNiG jest największym dostawcą gazu ziemnego na krajowym rynku. Jednakże 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. Ponadto 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, którzy w poprzednim roku kalendarzowym odebrali powyżej 25 mln m³ gazu ziemnego.

W przypadku sprzedaży paliwa gazowego za pośrednictwem Towarowej Giełdy 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 2014 roku odbiorcy PGNiG S.A. coraz częściej korzystali z alternatywnych dostawców paliwa gazowego. Szczególnie widoczne było to w grupie największych odbiorców przemysłowych. Główny wpływ na to miała cena paliwa gazowego na rynkach zachodnich, która była niższa od ceny obowiązującej w taryfie PGNiG S.A. Dynamika tego trendu pokazuje, że brak uwolnienia cen dla tej grupy odbiorców powoduje wzrost ryzyka utraty wolumenu gazu sprzedawanego przez PGNiG S.A. Ryzyko to dotyczy również spółki PGNiG Obrót Detaliczny Sp. z o.o. Przedsiębiorstwa prowadzące działalność konkurencyjną oferują (poza tradycyjnymi dostawami sieciowymi) nowoczesne rozwiązania w zakresie dostaw gazu ziemnego z wykorzystaniem skroplonego gazu LNG. Posiadają one również ofertę łączącą sprzedaż gazu ziemnego i energii elektrycznej. Wzmoczona działalność podmiotów konkurencyjnych zmierzająca do

pozyskania obecnych, jak i potencjalnych klientów PGNiG Obrót Detaliczny Sp. z o.o., może stwarzać w przyszłości realne zagrożenie ich utraty na rzecz tych firm.

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. W przeciwnym razie wystąpić może konieczność zapłaty za nieodebrany gaz (wynikająca z klauzuli *take or pay*) lub też realizacji sprzedaży nadwyżek z tzw. ujemną marżą.

9 grudnia 2014 roku PGNiG S.A. i Qatar Liquefied Gas Company Limited (3) zawarły porozumienie dodatkowe do umowy sprzedaży skroplonego gazu ziemnego (LNG) z dnia 29 czerwca 2009 roku. Porozumienie eliminuje ryzyko zapłaty przez PGNiG S.A. kary za nieodebrane ilości gazu LNG zgodnie z klauzulą kontraktową *take or pay* w 2015 roku.

Równolegle występuje ryzyko, że przy obecnych warunkach kontraktowych oraz rynkowych taryfy ustalane przez Prezesa URE nie pokryją średnioważonych kosztów pozyskania gazu przez PGNiG S.A.

Zakłócenia w dostawach gazu z kierunku wschodniego

W okresie od września do grudnia 2014 roku dostawca OOO „Gazprom Eksport” dostarczał mniejsze ilości gazu ziemnego w stosunku do zamówień składanych przez PGNiG S.A. W celu pokrycia zapotrzebowania odbiorców na gaz oraz kontynuacji zatłaczania gazu do podziemnych magazynów gazu, brakujące wolumeny Spółka sprowadzała z kierunku zachodniego (Mallnow, Lasów) i południowego (Cieszyn). Ponadto pod koniec października Spółka rozpoczęła odbiór gazu z podziemnych magazynów gazu w ramach dostępnych pojemności handlowych. W związku z utrzymującą się, niestabilną sytuacją na Ukrainie istnieje ryzyko wystąpienia dalszych 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%.

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 i 2011. Pismem z dnia 28 kwietnia 2014 roku Prezes URE zawiadomił PGNiG S.A. o wszczęciu postępowania administracyjnego w sprawie wymierzenia kary pieniężnej PGNiG S.A. za nieprzestrzeganie obowiązku dywersyfikacji dostaw gazu ziemnego z zagranicy w 2012 roku.

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. Po otrzymaniu pisemnego uzasadnienia wyroku Sądu Apelacyjnego, PGNiG S.A. rozważy zasadność wniesienia skargi kasacyjnej.

Rozdział IX: Dystrybucja

Podstawową działalność segmentu stanowi przesyłanie gazu wysokometanowego i zaazotowanego, a także niewielkich ilości gazu propan-butan i koksowniczego siecią dystrybucyjną. 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. Obecnie nie występują okoliczności mogące niekorzystnie wpłynąć na zmianę pozycji konkurencyjnej i wyniki finansowe spółki.

1. Prace segmentu

Do 31 lipca 2014 roku w rozliczeniach z odbiorcami Polską Spółkę Gazownictwa Sp. z o.o. obowiązywała „Taryfa nr 1 dla usług dystrybucji paliwa gazowego i usługi regazyfikacji skroplonego gazu ziemnego” zatwierdzona przez Prezesa URE w dniu 17 grudnia 2013 roku. W związku z wprowadzeniem od 1 sierpnia obowiązku prowadzenia rozliczeń w jednostkach energii Prezes URE 18 czerwca 2014 roku zatwierdził „Taryfę nr 2 dla usług dystrybucji paliwa gazowego i usługi regazyfikacji skroplonego gazu ziemnego”, która obowiązywała od 1 sierpnia 2014 roku do 31 grudnia 2014 roku.

17 grudnia 2014 roku Prezes URE zatwierdził „Taryfę nr 3 dla usług dystrybucji paliwa gazowego i usługi regazyfikacji skroplonego gazu ziemnego”, która obowiązywać będzie w okresie od 1 stycznia do 31 grudnia 2015 roku. Nowa taryfa reguluje rozliczenia związane ze szczególnymi warunkami świadczenia usług dystrybucji oraz ujednotacza zakres wielkości mocy umownej dla wszystkich oddziałów, która jest podstawą kwalifikacji do grup taryfowych dla odbiorców, u których w miejscach odbioru ciśnienie jest większe niż 0,5 MPa. Średnie stawki opłat za usługę dystrybucji wzrosły o 3%.

Do 31 lipca 2014 roku obowiązywała „Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej” dla Polskiej Spółki Gazownictwa Sp. z o.o. zatwierdzona przez Prezesa URE w dniu 23 grudnia 2013 roku. 29 lipca 2014 roku Prezes URE zatwierdził nową „Instrukcję Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej”, która obowiązuje od 1 sierpnia 2014 roku. Nowa „Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej” zawiera zmianę sposobu prowadzenia rozliczeń. 30 września 2014 roku spółka wystąpiła do Prezesa URE z wnioskiem o zatwierdzenie projektu „Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej” zawierającego zmiany w zakresie zasad współpracy z operatorami innych systemów dystrybucyjnych.

W 2014 roku Polska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o. kontynuowała realizację 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. Do najważniejszych z nich należały:

- „Budowa sieci gazowej w/c relacji Szczytno – Młynowo – Muławki k/Kętrzyna oraz gazyfikacja gmin”; w 2014 roku kontynuowano opracowanie dokumentacji projektowej dla II etapu budowy gazociągu w/c relacji Szczytno – Rybno i gazociągu w/c relacji Młynowo – Muławki oraz roboty budowlane na gazociągu w/c relacji Rybno – Młynowo i na stacji redukcyjno-pomiarowej

- w Mikołajkach, a także zakończono budowę stacji redukcyjno-pomiarowej w Muławkach k/Kętrzyna; ponadto prowadzono prace związane z budową przyłączy na obszarze oddziaływania
- „Południowo-wschodnie zasilanie miasta Gdańska wraz z gazyfikacją Wiślinki i Wyspy Sobieszewskiej”; w 2014 roku kontynuowano opracowywanie dokumentacji projektowej dla gazyfikacji Wiślinki, gmin żuławskich i Wyspy Sobieszewskiej; ponadto prowadzono prace związane z budową przyłączy na obszarze oddziaływania
 - „Budowa sieci gazowej w/c relacji Brodnica – Nowe Miasto Lubawskie – Iława DN 300 oraz gazyfikacja gmin”; projekt obejmuje budowę gazociągów w/c relacji Brodnica – Nowe Miasto Lubawskie wraz ze stacją redukcyjno-pomiarową i relacji Nowe Miasto Lubawskie-Iława oraz gazociągów s/c w miejscowościach Nowe Miasto Lubawskie i Kurzętnik; w 2014 roku kontynuowano budowę gazociągu w/c relacji Brodnica – Nowe Miasto Lubawskie (etap I), zakończono opracowanie dokumentacji projektowej dla gazociągów s/c w miejscowościach Nowe Miasto Lubawskie i Kurzętnik, gazociągu w/c relacji Brodnica – Nowe Miasto Lubawskie (etap II) wraz ze stacją redukcyjno-pomiarową w miejscowości Kurzętnik oraz kontynuowano prace związane z opracowaniem dokumentacji projektowo-kosztowej dla gazociągu w/c relacji Nowe Miasto Lubawskie – Iława i gazociągu s/c relacji Dziarny – Iława; ponadto na obszarze oddziaływania projektu prowadzono prace w zakresie budowy przyłączy
 - „Gazyfikacja miejscowości w gminach Blachownia i Herby”; z uwagi na problemy związane z pozyskaniem praw do nieruchomości, zakres rzeczowy projektu został ograniczony do gazyfikacji miejscowości Herby i Blachownia tj. gazociągów w/c o długości ok. 3 km, gazociągów s/c o długości ok. 43 km oraz 2 stacji gazowych; w 2014 roku kontynuowano prace projektowe dla gazociągu w/c i 3,5 km odcinka sieci s/c w miejscowości Herby oraz rozpoczęto budowę stacji redukcyjno-pomiarowej w miejscowości Aleksandria oraz sieci gazowych s/c w miejscowościach Herby i Blachownia
 - „Gazyfikacja Rejonu Włodawy”; projekt obejmuje budowę gazociągu w/c o długości ok. 58 km, relacji Kamień – Włodawa wraz z siecią gazową s/c o długości ok. 43 km i 3 stacjami redukcyjno-pomiarowymi I stopnia; w 2014 roku zakończono budowę gazociągów w/c i s/c wraz z infrastrukturą towarzyszącą (etap I, II i III projektu), prowadzono budowę gazociągu s/c o długości 24 km w mieście Włodawa (IV etap zakresu objętego umową o dofinansowanie z funduszy unijnych)
 - „Gazyfikacja na terenie gmin Włoszczowa i Małogoszcz”; zakres rzeczowy inwestycji został ograniczony; obecnie inwestycja obejmuje budowę gazociągu w/c o długości ok. 44 km wraz ze stacjami redukcyjno-pomiarowymi I stopnia i węzłem rozdzielczym (etap I) oraz budowę sieci gazowej s/c o długości ok. 9 km (etap II); w 2014 zakończono roboty budowlano-montażowe dla obu etapów inwestycji
 - „Gazyfikacja gmin Chęciny i Sitówka Nowiny”; projekt obejmuje budowę gazociągu w/c o długości ok. 4,5 km wraz ze stacją redukcyjno-pomiarową I stopnia oraz budowę sieci gazowej s/c wraz z przyłączami o długości ok. 63 km wraz ze stacją pomiarową i stacjami redukcyjno-pomiarowymi II stopnia; w 2014 roku zakończono roboty budowlane dla I etapu inwestycji obejmującego budowę gazociągów w/c i s/c wraz z infrastrukturą towarzyszącą oraz kontynuowano prace projektowe i rozpoczęto roboty budowlano-montażowe dla II etapu inwestycji
 - „Gaz ziemny – energia dla pokoleń, gazyfikacja gmin Rypin i Osiek”; inwestycja obejmuje budowę gazociągu s/c o łącznej długości ok. 50 km przebiegającego przez gminy Osiek i Rypin; w 2014 roku zakończono budowę gazociągu s/c w miejscowości Osiek oraz rozpoczęto budowę gazociągu s/c w miejscowości Rypin i kontynuowano opracowywanie dokumentacji projektowej dla gazociągu s/c w miejscowości Rypin
 - „Rozwój gazyfikacji wybranych miejscowości gminy Strzelin i Wiązów w powiecie strzelińskim”; projekt obejmuje budowę gazociągów w/c i s/c wraz z przyłączami, dwóch stacji redukcyjno-pomiarowych I stopnia oraz przyłącza i stacji redukcyjnej dla kluczowego odbiorcy; w 2014 roku zakończono prace projektowe oraz rozpoczęto prace budowlano-montażowe na wszystkich etapach inwestycji.

Ponadto w 2014 roku spółka realizowała 10 projektów inwestycyjnych w ramach regionalnych programów operacyjnych, z których 8 zostało zakończonych.

W 2014 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 – Meszcze; 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 2014 roku zakończono: prace na stacji Brzezińska, stacji w/c Łódź – Olechów oraz budowę stacji w/c w miejscowości Klęk, przebudowę zespołu zaporowo-upustowo-przyłączeniowego na gazociągu w/c w miejscowości Konstantyna i Łódź (ul. Maratońska), a także kontynuowano prace projektowe stacji gazowej w/c Łódź – Smulsko, budowę zespołu zaporowo-upustowo-przyłączeniowego na gazociągu w/c relacji Rzgów – ZZ Pabianice w miejscowości Ksawerów oraz rozpoczęto budowę i przebudowę stacji gazowych w/c w Niewiadowie i Piotrkowie Trybunalskim
- 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 2015 roku
- kontynuacja prac projektowych związanych z przebudową gazociągu w/c o relacji Lubienia – Parszów; inwestycja obejmuje przebudowę gazociągu o długości ok. 21 km
- kontynuacja prac projektowych związanych z przebudową gazociągu w/c relacji Warzyce – Gorlice dla odcinka o długości ok. 5 km na terenie Jasła; w pozostałym zakresie projektu (tj. 14,2 km) roboty budowlano-montażowe zostały zrealizowane
- 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 2014 roku zakończono prace projektowe dla stacji redukcyjnej w/c i redukcyjno-pomiarowej ps/c oraz kontynuowano prace projektowe dla stacji gazowych i magistralnych gazociągów ps/c
- 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.

PSG Sp. z o.o. zajmowała się także przyłączaniem do sieci gazowej nowych odbiorców. W 2014 roku spółka przyłączyła 80.168 nowych odbiorców. Do największych zadań inwestycyjnych realizowanych w tym zakresie należały:

- przyłączenie do sieci gazowej PGE Górnictwo i Energetyka Konwencjonalna S.A. – Oddział Zespół Elektrociepłowni Bydgoszcz; inwestycja obejmuje budowę gazociągów w/c o łącznej długości ok. 53 km oraz budowę stacji pomiarowej w/c; w 2014 roku prowadzono prace projektowe dla gazociągu w/c o długości ok. 8 km i stacji pomiarowej w/c (I etap); ponieważ PGE Górnictwo i Energetyka Konwencjonalna S.A. odstąpiła od realizacji II etapu inwestycji tj. budowy gazociągu w/c o długości ok. 45 km dalsze prace w tym zakresie nie będą realizowane
- przyłączenie do sieci gazowej zakładu produkcyjnego Michelin Polska S.A.; inwestycja obejmuje budowę gazociągu w/c o długości ok. 22 km, budowę stacji pomiarowej w/c oraz gazociągu przyłączeniowego w/c o długości ok. 3 km; w 2014 roku prowadzono prace projektowe;

w związku z odstąpieniem od umowy o przyłączenie do sieci gazowej firmy Michelin Polska S.A. realizacja inwestycji została wstrzymana

- rozpoczęcie projektu „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 15.000 tys. m³/rok (po zmodernizowaniu centralnej kotłowni miasta)
- gazyfikacja gminy Prażmów obejmująca budowę gazociągów o łącznej długości ok. 31 km oraz 1.545 przyłączy gazowych.

Ponadto spółka realizowała projekty pregazyfikacji terenów z wykorzystaniem technologii LNG, tj.: gazyfikację miejscowości Mieroszów i Suwałki oraz przestawienie odbiorców gazu propan-butan-powietrze na gaz ziemny dostarczany z należących do PGNiG S.A. stacji regazyfikacji LNG w miejscowościach Olecko i Ełk. W 2014 roku z uruchomionej stacji regazyfikacji LNG w Suwałkach nagazowano ponad 25 km nowo wybudowanej sieci gazowej. Łącznie na gaz ziemny przestawiono 17 tys. odbiorców.

W poniższych tabelach przedstawiono informacje charakteryzujące podstawową działalność segmentu.

	2014		2013
	MWh	mln m ³ *	mln m ³ *
Ilość gazu przesłanego systemem dystrybucyjnym	102 858	9 327	9 849
- gaz wysokometanowy	95 027	8 610	9 054
- gaz zaazotowany	4 991	458	478
- gaz propan-butan powietrze i propan-butan rozprężony	16	2	1
- gaz koksowniczy	2 824	257	316

*mln m³ w przeliczeniu na gaz wysokometanowy

	Jednostka	2014	2013
Długość sieci bez przyłączy**	km	124 606	122 691
Liczba odbiorców gazu obsługiwanych przez spółkę	mln szt.	6,8	6,8
Liczba nowych odbiorców gazu przyłączonych do sieci	tys. szt.	80	71

**sieci własne oraz obce

2. Planowane działania

W 2015 roku Polska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o. głównie kontynuować będzie realizację projektów, na które podpisane zostały umowy o dofinansowanie z funduszy unijnych, a także zadania inwestycyjne realizowane we własnym zakresie.

W kolejnych latach spółka koncentrować się będzie na:

- przyłączaniu odbiorców i rozbudowie infrastruktury
- modernizacji sieci
- wdrażaniu zintegrowanych systemów IT.

Istotnym czynnikiem wpływającym na działalność spółki jest rozbudowa infrastruktury dla nowych odbiorców. Na niektórych obszarach kraju przyłączanie odbiorców do istniejącej sieci musi być poprzedzone inwestycjami niwelującymi ograniczenia systemowe. Jest to szczególnie istotne

w województwach mazowieckim, podlaskim i łódzkim. W tych rejonach planowane są największe inwestycje zwiększające przepustowość istniejących gazociągów. Spółka planuje również gazyfikację miejscowości dotąd niezgazyfikowanych (likwidacja tzw. białych plam).

Wiek majątku sieciowego spółki w znacznym stopniu przekroczył 40 lat. Wyeksploatowanie majątku sieciowego jest szczególnie istotne w przypadku głównych odcinków sieci wysokiego ciśnienia, od sprawności których zależy zasilanie dużych obszarów kraju. Dlatego spółka będzie zwiększać udział nakładów na modernizację w całym portfelu inwestycyjnym.

Ponadto spółka prowadzi działania w celu rozszerzenia funkcjonalności istniejącej infrastruktury gazowej do zdolności transportu innych gazów, w szczególności wodoru, zarówno pod kątem technologicznym, jak i regulacyjnym. Tego rodzaju modernizacja sieci gazowych umożliwi wprowadzenie nowych usług oraz pozyskanie nowych odbiorców z sektorów energetycznego i motoryzacyjnego, a także innych odbiorców przemysłowych wykorzystujących wodór w procesach technologicznych.

Wdrożenie zintegrowanych systemów informatycznych usprawni zarządzanie spółką o charakterze ogólnopolskim. Zmiany zachodzące w zasadach działania europejskiego rynku gazu wymagają inwestowania w systemy zdolne do automatycznego bilansowania sieci, rozliczania dystrybuowanych ilości gazu i zmian sprzedawcy gazu przez klientów.

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

Ustalając taryfy Prezes URE ogranicza wzrost przychodu regulowanego (wskazując na względy społeczne), będącego podstawą kalkulacji stawek opłat. Powoduje to utratę możliwości uzyskania przez spółkę pełnego, należnego zwrotu z zaangażowanego w działalność kapitału. Ponadto przedłużające się postępowanie w sprawie zatwierdzenia nowej taryfy powoduje, że wchodzi ona w życie w późniejszym terminie niż wnioskowany. W rezultacie prowadzi to do obniżenia możliwych do osiągnięcia przychodów za świadczoną usługę dystrybucji.

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. Ponadto pojawiły się firmy, które oferują dostawy gazu ziemnego przy wykorzystaniu skroplonego gazu LNG. Bariery wejścia na ten rynek są zdecydowanie niższe, gdyż inwestycja taka wymaga o wiele niższych nakładów 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. Jednakże ryzyko utraty przez Polską Spółkę Gazownictwa Sp. z o.o. pozycji dominującej jest niskie.

Roszczenia właścicieli nieruchomości

Grupa Kapitałowa PGNiG 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. 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.

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 (7 MW) i dystrybucyjnej sieci cieplnej zasilającej osiedle mieszkaniowe Regaty na warszawskiej Białolece.

1. Prace segmentu

Według stanu na dzień 31 grudnia 2014 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

Do 31 lipca 2014 roku obowiązywała taryfa 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. 8 lipca 2014 roku Prezes URE zatwierdził nową taryfę, która obowiązuje od 1 sierpnia 2014 roku.

Ponadto do 31 grudnia 2014 roku spółkę obowiązywały taryfy na przesył ciepła sieciami ciepłowniczymi w rejonach:

- Marsa Park – taryfa zatwierdzona 17 maja 2013 roku
- Annopol – taryfa zatwierdzona 17 maja 2013 roku
- Marynarska – taryfa zatwierdzona 13 sierpnia 2013 roku
- Chełmżyńska – taryfa zatwierdzona 17 maja 2013 roku
- Jana Kazimierza – taryfa zatwierdzona 13 sierpnia 2013 roku.

Do 30 kwietnia 2015 roku obowiązuje taryfa na wytwarzanie ciepła w Ciepłowni Regaty i przesył ciepła siecią ciepłowniczą na terenie osiedla Regaty – taryfa zatwierdzona 8 stycznia 2014 roku.

18 listopada 2014 roku Prezes URE zatwierdził nowe taryfy na przesył ciepła w rejonach: Marsa Park, Annopol, Marynarska, Chełmżyńska i Jana Kazimierza. Taryfy będą obowiązywały w okresie od 1 stycznia 2015 roku do 31 lipca 2016 roku.

Produkcja

Podstawowymi produktami wytwarzanymi przez PGNiG TERMIKA SA są ciepło i energia elektryczna. W 2014 roku 100% produkowanej energii elektrycznej stanowiła produkcja

w skojarzeniu (proces jednoczesnego wytwarzania energii elektrycznej i ciepłej). Wolumeny produkcji spółki zostały przedstawione w poniższej tabeli.

Wolumeny produkcji energii elektrycznej i ciepłej

Produkt	Jednostka	2014	2013
Energia elektryczna	GWh	4 173	4 436
Energia ciepła	TJ	36 923	40 540

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 2014 roku spółka wytworzyła 199 GWh energii elektrycznej.

Sprzedaż

W 2014 roku PGNiG TERMIKA SA sprzedała 36.617 TJ energii ciepłej. Głównym odbiorcą ciepła sprzedawanego przez PGNiG TERMIKA SA była spółka Dalkia Warszawa S.A., która kupiła 94,6% ciepła. Moc zamówiona przez Dalkia Warszawa S.A. na 2014 rok wynosi 3,6 GW. Pozostała sprzedaż ciepła realizowana była do odbiorców lokalnych głównie w rejonie Pruszkowa i okolic.

W 2014 roku PGNiG TERMIKA SA sprzedała 3.555 GWh energii elektrycznej wyprodukowanej w zakładach spółki. Głównym odbiorcą energii elektrycznej była PGNiG S.A., której udział w wolumenie sprzedaży spółki w 2014 roku wyniósł 99%. Ponadto spółka realizowała sprzedaż energii elektrycznej do mniejszych odbiorców.

Budowa bloku gazowo-parowego w Stalowej Woli

W 2014 roku w ramach projektu „Budowa bloku gazowo-parowego w Stalowej Woli”, realizowanego wspólnie z Tauron Polska Energia S.A. dostarczono na budowę wszystkie podstawowe urządzenia bloku i rozpoczęto montaż turbozespołu parowego i gazowego. Zamontowano szereg urządzeń pomocniczych tj.: pompy, wymienniki, smoczki i układy olejowe turbin. W omawianym okresie dokonano odbioru prac I etapu budowy prognozy spiętrzającego na rzece San i przystąpiono do realizacji II etapu.

2. Planowane działania

W 2015 roku w zakresie działalności prowadzonej na dotychczasowych rynkach PGNiG TERMIKA SA będzie dążyć do rozwoju systemu ciepłowniczego i zwiększenia sprzedaży ciepła.

W 2015 roku zarządzanie portfelem energii elektrycznej oraz bilansowanie handlowe spółki PGNiG TERMIKA SA prowadzone będą za pośrednictwem PGNiG S.A., która zawiera kontrakty sprzedaży energii elektrycznej na rynku terminowym. Ponadto PGNiG S.A. będzie głównym odbiorcą energii elektrycznej wyprodukowanej w zakładach PGNiG TERMIKA SA.

W kolejnych latach PGNiG TERMIKA SA planuje rozwijać obszar działalności wytwarzania energii elektrycznej i ciepła na terenie Warszawy i okolic oraz na terenie całego kraju. Projekty będą realizowane samodzielnie lub we współpracy z partnerem biznesowym. Spółka 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).

30 kwietnia 2014 roku weszła w życie znowelizowana ustawa Prawo energetyczne, która wznowiła funkcjonowanie systemu wsparcia dla produkcji energii elektrycznej w kogeneracji, tj. przez przywrócenie obowiązku posiadania i umarzania certyfikatów czerwonych (23,2% w portfelu energii elektrycznej dostarczanej odbiorcom końcowym) i żółtych do końca 2018 roku. Certyfikaty przyznawane są za wyprodukowaną energię elektryczną w kogeneracji wysokosprawnej. Przychody ze sprzedaży świadectw pochodzenia zwiększą przychody PGNiG TERMIKA SA, które będzie można wykorzystać do dalszej modernizacji istniejącego majątku. Spowoduje to poprawę efektywności wytwarzania w skojarzeniu ciepła i energii elektrycznej, co przełoży się na poprawę konkurencyjności spółki.

5 września 2014 roku weszła w życie ustawa o zmianie ustawy Prawo ochrony środowiska oraz niektórych innych ustaw. W związku z powyższym w PGNiG TERMIKA SA prowadzone są zaawansowane prace związane z dostosowaniem istniejącego majątku do zaostających się norm ochrony środowiska. W EC Siekierki uruchomiono instalację odsiarczania i odazotowania spalin. Z kolei w EC Żerań planowana jest budowa jednostki gazowo-parowej oraz nowej kotłowni gazowo-olejowej. Ciepłownia Wola zostanie dostosowana do spalania oleju opałowego lekkiego o niższej emisyjności substancji szkodliwych, natomiast Ciepłownia Kawęczyn będzie wykorzystywała wysoko gatunkowy węgiel o zawartości siarki poniżej 0,4%.

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 wyposażyć 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. Wpłyne 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 Dalkia 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. Ponadto w celu utrzymania udziału w rynku ciepła sieciowego spółka będzie oferować sprzedaż „zielonego” ciepła pochodzącego z jednostek spalających biomasę, utrzymywać konkurencyjność cenową oraz wykorzystywać zasady TPA (dostęp strony trzeciej do sieci przesyłowej) w celu pozyskania klienta końcowego.

Rozdział XI: Pozostała działalność

1. Prace segmentu

W 2014 roku spółki segmentu realizowały prace związane m.in. z robotami budowlano-montażowymi z zakresu budowy gazociągów przesyłowych, tłoczni gazu ziemnego, węzłów rozdzielczo-pomiarowych, budowy i rozbudowy podziemnych magazynów gazu oraz zagospodarowania złóż węgłowodorów. Ponadto spółki zajmowały się projektami 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. Do najważniejszych zadań realizowanych w 2014 roku należały usługi budowlano-montażowe z zakresu budowy gazociągów wysokiego ciśnienia, węzłów i tłoczni gazu ziemnego, zagospodarowania złóż gazu ziemnego, a także produkcja urządzeń wiertniczych i części zamiennych do platform i statków wiertniczych.

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 odcinka gazociągu wysokiego ciśnienia DN 700 relacji Trojane – Vodice o długości 20,1 km dla Plinovodi d.o.o. (Słowenia)
- budowa gazociągu wysokiego ciśnienia DN 700 relacji Szczecin – Gdańsk o długości 64 km (etap I odcinek Płoty – Karlino) dla OGP GAZ-SYSTEM S.A.
- budowa tłoczni gazu Jeleniów II dla OGP GAZ-SYSTEM S.A.
- modernizacja węzła rozdzielczo-pomiarowego Hermanowice dla OGP GAZ-SYSTEM S.A.
- zagospodarowanie złoża gazu ziemnego Komorze dla FX Energy Poland Sp. z o.o. ; inwestycja została zakończona
- produkcja części do wyposażenia platform i statków wiertniczych dla MHWirth AS (dawna Aker Solutions, Norwegia)
- montaż rurociągów HDPE, zaworów i hydrantów w ramach „Projektu Polskie LNG” dla Saipem S.P.A. S.A. Oddział w Polsce.

Ponadto dla odbiorców zewnętrznych spółki segmentu prowadziły m.in. nadzór autorski w ramach realizacji inwestycji z zakresu budowy terminalu naftowego w Gdańsku, sporządzały dokumentacje projektowe, produkowały urządzenia do wyposażenia odwiertów (głowice eksploatacyjne i zatłaczające) oraz świadczyły usługi hotelarsko-gastronomiczne i odnowy biologicznej.

Dla PGNiG S.A. segment rozpoczął wykonanie kontraktów budowlano-montażowych, w tym m.in.:

- budowę instalacji technologicznej do nawadniania złoża BMB (Barnówko – Mostno – Buszewo)
- zagospodarowanie odwiertów gazowych KGZ Łapanów i KGZ Krasne
- zmianę instalacji sprężarek gazu dla PMG Wierzchowice (praca rewersyjna sprężarek gazu)
- dokończenie budowy PMG Wierzchowice (projektu realizowanego wcześniej przez PBG S.A.)
- rozbudowę PMG Brzeźnica
- zagospodarowanie złoża Połęczko.

Dla PGNiG S.A. segment kontynuował również prace związane m.in. z zabudową dodatkowej sprężarki dla PMG Husów oraz produkcją urządzeń do wyposażenia odwiertów, takich jak więźby rurowe i głowice eksploatacyjne, a także zakończył prace m.in. przy modernizacji tłoczni gazu ziemnego Żuchłów.

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
- roboty budowlane związane z budową gazociągu wysokiego ciśnienia DN 300 o długości 23,9 km relacji Rybno – Młynowo
- rozbudowa KPMG Mogilno.

Dodatkowo dla pozostałych spółek GK PGNiG segment 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 i niekonwencjonalnych, 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 2014 roku nakłady inwestycyjne GK PGNiG na rzeczowe aktywa trwałe oraz wartości niematerialne i prawne wyniosły 3.827 mln zł i były wyższe od nakładów poniesionych w 2013 roku o ok. 15%. Wysokość nakładów w poszczególnych segmentach działalności GK PGNiG przedstawia tabela.

Nakłady inwestycyjne (w mln zł)

	2014	2013
Poszukiwanie i wydobywanie	1 956	1 446
Obrót i magazynowanie	335	472
Dystrybucja	1 120	1 139
Wytwarzanie	410	257
Pozostała działalność	6	12
Razem	3 827	3 326

Poniżej zostały przedstawione najistotniejsze przedsięwzięcia inwestycyjne, które były realizowane w GK PGNiG w 2014 roku.

Poszukiwanie i wydobywanie

W 2014 roku segment poszukiwanie i wydobywanie poniósł nakłady inwestycyjne w wysokości 1.956 mln zł.

Nakłady PGNiG S.A. w obszarze poszukiwania złóż wyniosły 451 mln zł. Zostały one poniesione głównie na badania geofizyczne, 6 odwiertów pozytywnych i na odwierty, których realizacja nie została zakończona.

W 2014 roku nakłady GK PGNiG na inwestycje w obszarze poszukiwania i eksploatacji złóż ropy naftowej i gazu ziemnego na Norweskim Szelfie Kontynentalnym wyniosły 949 mln zł. Zostały one poniesione głównie na zakup udziałów w pakiecie czterech złóż zlokalizowanych na Norweskim Szelfie Kontynentalnym. Na pakiet składają się udziały w sześciu koncesjach obejmujących trzy złoża już eksploatowane (Morvin, Vilje i Vale) i jedno złożo w fazie zagospodarowania (Gina Krog). Pozostałe nakłady związane były z zagospodarowaniem złóż Gina Krog i Snadd, przygotowaniem złoża Skarv do drugiej fazy rozwiercania oraz realizacją projektów poszukiwawczych.

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

- zakończenie zagospodarowania złóż gazu ziemnego Lisewo i Komorze
- zakończenie zagospodarowania odwiertu na złożu Radlin
- zakończenie zagospodarowania odwiertu Maćkowice-3K
- zakończenie wiercenia i rozpoczęcie zagospodarowania odwiertu na złożu Daszewo
- wiercenie i zagospodarowanie odwiertów na złożu Brońsko
- wiercenie i zagospodarowanie odwiertów na złożu Przemysł
- zagospodarowanie odwiertu Książpol-19.

Obrót i magazynowanie

Nakłady inwestycyjne segmentu obrót i magazynowanie wyniosły 335 mln zł. Do najważniejszych zadań inwestycyjnych realizowanych w 2014 roku należała budowa i rozbudowa podziemnych magazynów gazu, w tym:

- PMG Wierzchowice – usuwano usterki w części elektroenergetycznej (turboekspandera)
- KPMG Kosakowo – w grudniu 2014 roku dokonano odbioru końcowego kolejnych dwóch komór (K-2 i K-3) oraz rozpoczęto ich napełnianie gazem; ponadto kontynuowano budowę komory K-5 i zakończono wiercenie następnych 5 otworów pod budowę nowych komór
- KPMG Mogilno – rozpoczęto pierwsze napełnianie gazem komory Z-15 i pierwsze tłoczenie gazu do komory Z-17 oraz kontynuowano budowę komory Z-16
- PMG Husów – w grudniu 2014 roku zakończono rozbudowę magazynu do pojemności 500 mln m³, dokonano odbioru końcowego i rozpoczęto napełnianie gazem; łączne nakłady na projekt wyniosły ok. 64 mln zł.

2 kwietnia 2014 roku PGNiG S.A. odstąpiła od umowy z konsorcjum (w składzie: PBG S.A. w upadłości układowej, Tecnimont S.p.A., Societe Francaise d'Etudes et de Realisations d'Equipements Gaziers „SOFREGAZ”, Plynostav Pardubice Holding A.S., Plynostav – Regulace Plynu A.S. w upadłości organizacyjnej) realizującym inwestycję budowy PMG Wierzchowice. Odstąpienie od umowy spowodowane zostało nieprawidłowym i sprzecznym z umową wykonywaniem inwestycji, zwłoką w wykonywaniu robót przekraczającą harmonogram o 30 dni roboczych oraz nieusunięciem tej zwłoki mimo wyznaczenia dodatkowego terminu. Prace w części elektroenergetycznej (turboekspandera) w PMG Wierzchowice zostaną dokończone przez PGNiG Technologie S.A.

W 2014 roku PGNiG S.A. zakończyła realizację projektu pn. „Zasilanie miejscowości Ełk i Olecko w paliwo gazowe grupy E przy zastosowaniu LNG”. Inwestycja była kolejnym etapem projektu przedstawienia na gaz wysokometanowy miejscowości Pisz, Ełk, Suwałki i Olecko (projekt PESO). Projekt obejmował budowę stacji regazyfikacji LNG i stacji redukcyjno-pomiarowych dwustopniowych z nawianialniami w miejscowościach Ełk i Olecko oraz przedstawienie odbiorców na gaz wysokometanowy w powyższych miejscowościach. Łączne nakłady na projekt wyniosły ok. 12 mln zł.

Dystrybucja

Na inwestycje związane z działalnością dystrybucyjną GK PGNiG poniosła nakłady w wysokości 1.120 mln zł. W ramach działalności inwestycyjnej dokonywano przyłączeń nowych klientów oraz modernizowano i rozbudowywano sieć gazową. Najważniejsze przedsięwzięcia inwestycyjne zostały opisane w Rozdziale VIII 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 410 mln zł, z czego ok. 50 mln zł stanowiły nakłady na ochronę środowiska. W 2014 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 2014 roku opracowano projekt na budowę bloku gazowo-parowego i gazociągu, uzyskano pozwolenie na budowę rurociągu zrzutowego i modernizację układu wody chłodzącej oraz prowadzono prace nad przygotowaniem terenu budowy

- przebudowa kotła K1 na kocioł biomasowy w EC Siekierki; w 2014 roku wykonano projekt budowlany, uzyskano pozwolenie na budowę, zakończono: prace budowlane związane z rozbiórką urządzeń pomocniczych kotła, montaż części ciśnieniowej kotła i wymianę przegrzewacza, a także wykonano fundamenty pod wybrane budynki
- przebudowa EC Pruszków; w 2014 roku rozpoczęto prace związane z budową stacji uzdatniania wody
- budowa kotłowni szczytowo-rezerwowej gazowo-olejowej w EC Żerań; w 2014 roku unieważniono postępowanie przetargowe (oferty przekroczyły założony budżet) oraz przeprowadzono aktualizację dokumentacji przetargowej.

Ponadto segment kontynuował modernizację:

- odpylaczy kotłów fluidalnych w EC Żerań
- kotłów K8 K9 w EC Siekierki
- kotłów K2, K3 i K4 w Ciepłowni Wola.

Pozostała działalność

W 2014 roku w segmencie pozostała działalność poniesiono nakłady inwestycyjne na rzeczowe aktywa trwałe i wartości niematerialne i prawne w wysokości 6 mln zł. Najważniejsze inwestycje obejmowały m.in. zakup maszyn i urządzeń produkcyjnych, oprogramowania komputerowego, budynków i budowli oraz środków transportu.

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 2014 roku zlikwidowano 45 odwiertów i 34 kopanki.

System handlu uprawnieniami do emisji dwutlenku węgla

W 2014 roku w systemie handlu uprawnieniami do emisji CO₂ (SHUE) uczestniczyły instalacje: PGNiG TERMIKA SA (elektrociepłownie Siekierki, Żerań i Pruszków oraz ciepłownie Kawęczyn i Wola), oddziałów PGNiG S.A. w Odolanowie i w Zielonej Górze oraz instalacja gazu KPMG Mogilno, KRNiGZ LMG, PMG Wierzchowice i KMPG Kosakowo. W 2014 roku emisja CO₂ z powyższych instalacji wyniosła 5.789.032 Mg. W 2014 roku GK PGNiG przeprowadziła weryfikację rocznych raportów emisji CO₂ za rok 2013. Emisja CO₂ z instalacji uczestniczących w systemie w 2013 roku wyniosła 6.111.102 Mg. Po zbilansowaniu wielkości emisji CO₂ z posiadanymi uprawnieniami i umorzeniu wykorzystanych przydziałów z 2013 roku wykazano niedobór 2.054.830 Mg 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 2014 zakończono prace rekultywacyjne metodą biologiczną *in-situ* na nieruchomości położonej w Warszawie, gdzie z wykorzystaniem biopreparatu opracowanego na zlecenie Spółki z autochtonicznych mikroorganizmów, osiągnięto w okresie dwóch lat wyczyszczenie gruntu do standardów dla obszarów o charakterze usługowo-przemysłowym. Ponadto Spółka prowadziła badania monitoringowe stanu środowiska gruntowo-wodnego zrehabilitowanego składowiska odpadów i nieruchomości w Zabrze.

REACH i CLP

W 2014 roku PGNiG S.A. prowadziła nadzór w zakresie spełniania przez podwykonawców, stosujących substancje chemiczne w zabiegach w otworach wiertniczych, wymagań rozporządzeń Parlamentu Europejskiego i Rady Unii Europejskiej w zakresie bezpiecznego stosowania chemikaliów (*REACH*) oraz klasyfikacji, oznakowania i pakowania substancji i mieszanin chemicznych (*CLP*). Spółka opracowała również zapisy do umów na serwisy szczelinowania hydraulicznego, płuczkowy i cementacyjny w zakresie stosowania substancji i mieszanin chemicznych, które umożliwią kontrolę zagrożeń oraz będą ujmowały wszystkie obowiązki wynikające z prawa unijnego i krajowego. Ponadto, na zlecenie Organizacji Polskiego Przemysłu Poszukiwawczo-Wydobywczego, Spółka

sporządziła wykaz substancji i mieszanin, które były dotychczas wykorzystywane w procesach szczelinowania.

Ochrona środowiska w działalności wiertniczej

Prace wiertnicze realizowane w poszukiwaniu i wydobyciu węglowodorów oddziałują na środowisko na obszarze swojego działania (w przybliżeniu dla jednego otworu jest to powierzchnia jednego hektara). Wiercenie otworów powoduje czasową zmianę charakteru gruntu, zwiększoną emisję gazów i spalin oraz natężenia hałasu, a także wytwarzanie odpadów.

W celu ochrony powierzchni ziemi zdejmowana jest wierzchnia warstwa gleby, wykorzystana później przy rekultywacji gruntu. Urządzenie wiertnicze instalowane jest na szczelnie izolowanym podłożu. Zbiorniki na olej napędowy i pojemniki na odpady i substancje niebezpieczne przechowywane są w specjalnych kontenerach. Do sporządzania płuczek wiertniczych używane są substancje i mieszaniny chemiczne spełniające wymogi prawa unijnego i krajowego. Poza wodą (około 25%) największy masowy udział w płuczce mają składniki organiczne (polimery). Powstające odpady wydobywcze oraz ścieki socjalne gromadzone są w szczelnych zbiornikach i sukcesywnie przekazywane do zagospodarowania uprawnionym podmiotom.

Emisja gazów i spalin do atmosfery ograniczana jest poprzez utrzymywanie wysokiej sprawności silników urządzeń wiertniczych i stosowanie do ich napędu paliwa dobrej jakości. Przeprowadzane badania jakościowej i ilościowej emisji zanieczyszczeń do powietrza oraz rozkładu ich rozprzestrzeniania się wykazują, że w rejonie prowadzonych prac wiertniczych dotrzymywane są wszystkie dopuszczalne normy stężeń zanieczyszczeń w powietrzu.

Natężenie hałasu zmniejszane jest poprzez eksploatację urządzeń wytwarzających mniej hałasu, a w przypadku przekroczenia norm emisji stosowane są środki ochrony akustycznej, np. przez obudowanie ześlizgu i poślizgu na urządzeniach wiertniczych.

W celu minimalizacji ilości odpadów wydobywczych stosowane są m.in. urządzenia (siatki na sitach wibracyjnych, wirówka, odmulacz i odpiaszczacz) pozwalające na odzysk płuczki wiertniczej. Natomiast ilość odpadów związanych z eksploatacją urządzeń wiertniczych obniżana jest przez stosowanie nowoczesnych olejów silnikowych, przekładniowych i smarowych o wydłużonym czasie używania. Stosowanie paliw najwyższej jakości w nowej generacji agregatów prądotwórczych chroni filtry przed nadmiernym ich zanieczyszczeniem i wydłuża ich żywotność. Zużyte filtry stanowią odpad niebezpieczny. Odpady wytworzone na terenie wiertni magazynowane są w sposób zapewniający ochronę środowiska oraz zdrowie ludzi. Odpady magazynowane są z zachowaniem zasady segregacji. Miejsca magazynowania wszystkich odpadów na terenie wiertni są odpowiednio oznaczone i objęte stałym nadzorem.

W 2014 roku nakłady poniesione przez Exalo Drilling S.A. na przedsięwzięcia ograniczające wpływ prowadzonej działalności wiertniczej na środowisko wyniosły ok. 17 mln zł. Środki te zostały przeznaczone głównie na inwestycje umożliwiające zmniejszenie ilości odpadów wydobywczych i ograniczenie emisji do środowiska, w tym m.in. na wyposażenie urządzeń wiertniczych w nowoczesne agregaty prądotwórcze, zbiorniki paliwowe, sita wibracyjne, zbiorniki płuczkowe i odpadowe oraz na uruchomienie mobilnego systemu wyparnego umożliwiającego unieszkodliwienie odpadów. Wyposażenie urządzeń wiertniczych w nowoczesny sprzęt pozwala na dotrzymanie obowiązujących standardów techniczno-dozorowych oraz standardów środowiskowych.

Rekultywacja składowiska odpadów paleniskowych

PGNiG TERMIKA SA prowadzi rekultywację składowiska odpadów paleniskowych „Myśluborska” dla EC Żerań. Projekt rekultywacji zakłada przeznaczenie odzyskanego terenu na obszary zielone (kwatery 1 i 2) i na funkcje mieszkaniowo-usługowe (kwatery nr 3). W 2014 roku zakończono rekultywację techniczną kwatery nr 2 i zwożenie mas ziemnych do wypełnienia kwatery nr 3,

prowadzono demontaż infrastruktury technicznej na odcinku łączącym zakład EC Żerań ze składowiskiem oraz rozpoczęto makroniwelację i zagęszczanie gruntu kwatery nr 3. Zakończenie całości prac rekultywacyjnych przewiduje się w 2016 roku.

Wypełnienie wymogów Dyrektywy IED o emisjach przemysłowych

W 2014 roku ramach dostosowania do norm ochrony środowiska zawartych w Dyrektywie 2010/75/UE Parlamentu Europejskiego i Rady w sprawie emisji przemysłowych (IED) PGNiG TERMIKA SA rozliczyła zakończony w 2013 roku projekt zabudowy instalacji selektywnej katalitycznej redukcji tlenków azotu (SCR) 4 kotłów blokowych w Elektrociepłowni Siekierki. Nakłady inwestycyjne na ten projekt wyniosły 180 mln zł, z czego 52 mln zł uzyskano z programu Infrastruktura i Środowisko Narodowego Funduszu Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej. W wyniku realizacji tej inwestycji roczna emisja NO_x z kotłów SCR zostanie zredukowana o 70%, czyli o 2 tys. ton NO_x rocznie.

Ponadto spółka rozpoczęła realizację kolejnych projektów inwestycyjnych mających na celu ograniczenie emisji gazów i pyłu do atmosfery, takich jak:

- przebudowa węglowego kotła nr 1 Elektrociepłowni Siekierki na kocioł biomasowy ; przekazanie do eksploatacji planowane jest w końcu 2015 roku; planowana roczna redukcja emisji zanieczyszczeń do atmosfery to 227.000 ton CO₂, 780 ton SO₂, 260 ton NO_x i 20 ton pyłu
- wyposażenia kotłów fluidalnych w Elektrociepłowni Żerań w wysokosprawne odpylacze (filtry workowe) oraz zwiększenie wydajności odsiarczania; zakończenie inwestycji planowane jest w końcu 2015 roku
- przystosowanie wodnych kotłów mazutowych w Elektrociepłowni Siekierki i Ciepłowni Wola do spalania oleju lekkiego, wraz z modernizacją palników; zakończenie inwestycji planowane jest do końca 2015 roku.

Inwestycja z zakresu wyciszeń w EC Siekierki

W 2014 roku została zakończona budowa ekranów akustycznych położonych wzdłuż węzłów rozładunku węgla przy górkach rozrządowych na terenie elektrociepłowni. W ramach tego samego przedsięwzięcia w 2013 roku zostały wybudowane ekrany akustyczne usytuowane wzdłuż wschodniej granicy elektrociepłowni. Realizacja tej inwestycji zmniejszyła ryzyko przekroczenia dopuszczalnych poziomów hałasu związanego z przeszłymi inwestycjami na terenie Elektrociepłowni Siekierki. Nakłady inwestycyjne poniesione na powyższy projekt wyniosły ok. 4 mln zł.

Dostawy biomasy

W ramach wypełnienia wymogów Dyrektywy 2009/28/WE w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych oraz wykorzystania biomasy innej niż leśna, tj. z plantacji i upraw roślin energetycznych w przedsiębiorstwie elektroenergetyki zawodowej (rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 18 października 2012 roku) PGNiG TERMIKA SA pozyskuje paliwo poprzez zawieranie wieloletnich kontraktów na dostawy biomasy z plantacji wierzby energetycznej. Łączny areal plantacji, którym obecnie spółka dysponuje wynosi około 386 ha. Zastosowanie biomasy jako paliwa do produkcji energii pozwoliło na redukcję CO₂ w 2014 roku o 59.862 Mg.

Rozdział XIV: Pozostałe informacje

Podział zysku za rok 2013

15 maja 2014 roku Zwyczajne Walne Zgromadzenie PGNiG S.A. podjęło decyzję o podziale zysku netto za 2013 rok w wysokości 1.688,6 mln zł. Zysk został podzielony w następujący sposób:

- kwotę 797,0 mln zł przeznaczono na zwiększenie kapitału zapasowego Spółki
- kwotę 885,0 mln zł przeznaczono na wypłatę dywidendy (co oznacza, że na jedną akcję przypada 0,15 zł)
- kwotę 6,6 mln zł przeznaczono na pokrycie skumulowanej straty przejętej przez PGNiG S.A. w wyniku połączenia ze spółką PGNiG Energia S.A.

Jednocześnie Zwyczajne Walne Zgromadzenie PGNiG S.A. ustaliło dzień dywidendy na 14 sierpnia 2014 roku oraz termin wypłaty dywidendy na 4 września 2014 roku.

Udzielenie absolutorium

15 maja 2014 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 2013.

Umowa podatkowej grupy kapitałowej PGNiG

24 lutego 2014 roku zarejestrowano podatkową grupę kapitałową PGNiG dla potrzeb rozliczania podatku dochodowego od osób prawnych, która rozpoczęła działalność z dniem 1 kwietnia 2014 roku. W skład podatkowej grupy kapitałowej PGNiG wchodzi następujące spółki: PGNiG S.A., PGNiG Obrót Detaliczny Sp. z o.o., Polska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o., PGNiG TERMIKA SA, Operator Systemu Magazynowania Sp. z o.o., PGNiG SPV 5 Sp. z o.o., PGNiG SPV 6 Sp. z o.o. oraz PGNiG SPV 7 Sp. z o.o. Umowa podatkowej grupy kapitałowej PGNiG obejmuje trzy kolejne lata podatkowe, tj.:

- od 1 kwietnia 2014 roku do 31 grudnia 2014 roku
- od 1 stycznia 2015 roku do 31 grudnia 2015 roku
- od 1 stycznia 2016 roku do 31 grudnia 2016 roku.

Pozostałe podmioty Grupy Kapitałowej PGNiG są oddzielnymi podatnikami podatku dochodowego od osób prawnych.

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. Do dnia

sporządzenia sprawozdania Sąd Apelacyjny w Warszawie nie zawiadomił PGNiG S.A. o wyznaczeniu terminu rozprawy.

22 lutego 2013 roku Prezes UOKiK wszczął postępowanie w sprawie stosowania przez PGNiG S.A. praktyk naruszających zbiorowe interesy konsumentów. Prezes UOKiK zarzuca PGNiG S.A. stosowanie we wzorcach umownych, na podstawie których zawierane są umowy kompleksowe dostarczania paliwa gazowego, postanowień wpisanych do rejestru niedozwolonych postanowień umownych. PGNiG S.A. dobrowolnie zobowiązała się do zmiany powyższych wzorców umownych w zakresie kwestionowanych postanowień. Prezes UOKiK decyzją z dnia 28 czerwca 2013 roku odstąpił od nałożenia na PGNiG S.A. kary finansowej i zobowiązał Spółkę do realizacji złożonego zobowiązania. 29 lipca 2014 roku PGNiG S.A. poinformowała Prezesa UOKiK o wykonaniu w pełnym zakresie zobowiązania wynikającego z powyższej decyzji.

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 zakupowanego 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. jest w trakcie wykonywania zobowiązania, w części przypadającej na jej zakres działania, wynikającego z 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 zwłoce w wykonaniu punktu I).4 sentencji decyzji Prezesa UOKiK z dnia 31 grudnia 2013 roku. Tego samego dnia PGNiG S.A. i PGNiG Obrót Detaliczny Sp. z o.o. otrzymały wezwanie do przedstawienia stanowiska w sprawie w ciągu 21 dni. 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. Do dnia sporządzenia sprawozdania Prezes UOKiK nie wydał jakiegokolwiek rozstrzygnięcia w sprawie.

Spór zbiorowy z pracodawcą

21 października 2014 roku zawarte zostało porozumienie kończące spór zbiorowy pomiędzy zakładowymi organizacjami związkowymi działającymi w PGNiG S.A. a Zarządem PGNiG S.A. Spór zbiorowy został wszczęty 9 lipca 2014 roku w wyniku nieuwzględnienia przez Zarząd PGNiG S.A. żądań strony związkowej w zakresie przyjęcia wskaźnika przyrostu wynagrodzeń w 2014 roku na poziomie 5,59% w skali roku, wzrostu wartości bonów do poziomu 2.000 zł i wycofania wypowiedzeń porozumień z 27 marca i 24 czerwca 2013 roku zawartych w sprawie premii rocznej.

W osiągniętym porozumieniu strony postanowiły m.in. zrezygnować z przyrostu wynagrodzeń w 2014 roku, ograniczyć wartość bonów w 2014 roku do 1.500 zł i uznać za skuteczne wypowiedzenie porozumień z 27 marca i 24 czerwca 2013 roku zawartych w sprawie premii rocznej.

Postępowania w sprawach o wartości co najmniej 10% kapitałów własnych

W 2014 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 2014 roku

Sprawozdanie finansowe PGNiG S.A. i skonsolidowane sprawozdanie finansowe GK PGNiG za rok 2014 weryfikuje spółka PKF Consult Sp. z o.o. 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 2014 rok (Nota 36.6).

1.1. Podstawowe wielkości ekonomiczno-finansowe

Skonsolidowane sprawozdanie finansowe Grupy Kapitałowej PGNiG za 2014 rok zostało sporządzone zgodnie z Międzynarodowymi Standardami Sprawozdawczości Finansowej (MSSF), w kształcie zatwierdzonym przez Unię Europejską na dzień 31 grudnia 2014 roku. Zasady rachunkowości zastosowane przy sporządzaniu sprawozdania zostały ujęte w Skonsolidowanym sprawozdaniu finansowym GK PGNiG za 2014 rok (Nota 2).

W 2014 roku zysk netto GK PGNiG wyniósł 2.822 mln zł i był o 902 mln zł wyższy od wyniku netto osiągniętego w roku ubiegłym.

Syntetyczne dane w zakresie sytuacji finansowej GK PGNiG w 2014 roku w porównaniu do danych za 2013 rok zostały ujęte w zaprezentowanych poniżej sprawozdaniach sporządzonych zgodnie z Międzynarodowymi Standardami Sprawozdawczości Finansowej:

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

Skonsolidowane sprawozdanie z sytuacji finansowej w mln zł

AKTYWA	31 grudnia 2014	31 grudnia 2013	1 stycznia 2013
Aktywa trwale (długoterminowe) razem	37 692	37 479	38 343
Rzeczowe aktywa trwale	33 528	33 033	33 784
Nieruchomości inwestycyjne	9	9	11
Wartości niematerialne	1 113	1 164	1 146
Inwestycje w jednostkach stowarzyszonych wycenianych metodą praw własności	856	727	771
Inne aktywa finansowe	243	242	172
Aktywa z tytułu podatku odroczonego	1 783	2 233	2 383
Pozostałe aktywa trwale	160	71	76
Aktywa obrotowe (krótkoterminowe) razem	11 234	10 905	10 833
Zapasy	3 189	3 378	3 064
Należności z tytułu dostaw i usług oraz pozostałe należności	4 236	4 086	5 374
Należności z tytułu podatku bieżącego	5	48	150
Pozostałe aktywa	132	171	84
Aktywa z tytułu pochodnych instrumentów finansowych	567	307	105
Środki pieniężne i ich ekwiwalenty	2 958	2 827	1 948
Aktywa przeznaczone do sprzedaży	147	88	108
Aktywa razem	48 926	48 384	49 176

Skonsolidowane sprawozdanie z sytuacji finansowej w mln zł – cd.

ZOBOWIĄZANIA I KAPITAŁ WŁASNY	31 grudnia 2014	31 grudnia 2013	1 stycznia 2013
Kapitał własny razem	30 169	28 453	27 197
Kapitał podstawowy (akcyjny)	5 900	5 900	5 900
Kapitał z emisji akcji powyżej ich wartości nominalnej	1 740	1 740	1 740
Skumulowane inne całkowite dochody	(270)	(49)	(152)
Zyski zatrzymane	22 794	20 856	19 705
Kapitał własny, przypisany akcjonariuszom jednostki dominującej	30 164	28 447	27 193
Kapitał własny, przypisany udziałom niekontrolującym	5	6	4
Zobowiązania długoterminowe razem	12 384	12 093	12 366
Kredyty, pożyczki i papiery dłużne	5 069	5 385	5 509
Zobowiązania z tytułu świadczeń pracowniczych	604	502	381
Rezerwy	1 803	1 405	1 792
Przychody przyszłych okresów	1 581	1 533	1 448
Zobowiązania z tytułu podatku odroczonego	3 250	3 210	3 183
Inne zobowiązania długoterminowe	77	58	53
Zobowiązania krótkoterminowe razem	6 373	7 838	9 613
Zobowiązania z tytułu dostaw i usług oraz inne zobowiązania	3 589	4 033	3 667
Kredyty, pożyczki i papiery dłużne	769	2 276	4 702
Zobowiązania z tytułu pochodnych instrumentów finansowych	593	124	393
Zobowiązania z tytułu podatku bieżącego	191	184	24
Zobowiązania z tytułu świadczeń pracowniczych	284	375	356
Rezerwy	720	645	350
Przychody przyszłych okresów	227	186	101
Zobowiązania dotyczące aktywów przeznaczonych do sprzedaży	-	15	20
Zobowiązania razem	18 757	19 931	21 979
Zobowiązania i kapitał własny razem	48 926	48 384	49 176

Skonsolidowany rachunek zysków i strat (mln zł)

	2014 rok	2013 rok
Przychody ze sprzedaży	34 304	32 044
Koszty operacyjne razem	(30 461)	(28 895)
Zużycie surowców i materiałów	(21 229)	(19 873)
Świadczenia pracownicze	(2 827)	(3 214)
Amortyzacja	(2 502)	(2 463)
Usługi obce	(2 843)	(2 808)
Koszt wytworzenia świadczeń na własne potrzeby	980	983
Pozostałe przychody i koszty operacyjne	(2 040)	(1 520)
Zysk z działalności operacyjnej	3 843	3 149
Przychody finansowe	86	69
Koszty finansowe	(432)	(465)
Udział w wyniku finansowym jednostek wycenianych metodą praw własności	129	(44)
Zysk przed opodatkowaniem	3 626	2 709
Podatek dochodowy	(804)	(789)
Zysk netto	2 822	1 920
Przypisany:		
Akcjonariuszom jednostki dominującej	2 823	1 918
Udziałom niekontrolującym	(1)	2
	2 822	1 920
Zysk netto i rozdwojony zysk netto na jedną akcję, przypisany zwykłymi akcjonariuszom jednostki dominującej w zł	0,48	0,33

Skonsolidowane sprawozdanie z przepływów pieniężnych (mln zł)

	2014 rok	2013 rok
Przepływy pieniężne netto z działalności operacyjnej	6 979	7 813
Przepływy pieniężne netto z działalności inwestycyjnej	(3 680)	(3 060)
Przepływy pieniężne netto z działalności finansowej	(3 169)	(3 874)
Zmiana stanu środków pieniężnych netto	130	879
Środki pieniężne i ich ekwiwalenty na początku okresu	2 826	1 947
Środki pieniężne i ich ekwiwalenty na koniec okresu	2 956	2 826

Wskaźniki finansowe

Rentowność

	2014 rok	2013 rok
EBIT w mln zł zysk operacyjny	3 843	3 149
EBITDA w mln zł zysk operacyjny + amortyzacja	6 345	5 612
ROE zysk netto* do stanu kapitałów własnych na koniec okresu**	9,4%	6,7%
RENTOWNOŚĆ SPRZEDAŻY NETTO zysk netto* odniesiony do przychodów ze sprzedaży	8,2%	6,0%
ROA zysk netto* w relacji do stanu aktywów na koniec okresu	5,8%	4,0%

*zysk netto przypisany akcjonariuszom jednostki dominującej

**kapitał własny przypisany akcjonariuszom jednostki dominującej

Płynność

	31 grudnia 2014	31 grudnia 2013
WSKAŹNIK BIEŻĄCEJ PŁYNNOŚCI aktywa obrotowe do zobowiązań krótkoterminowych (bez zobowiązań z tytułu świadczeń pracowniczych, rezerw i przychodów przyszłych okresów)	2,2	1,6
WSKAŹNIK SZYBKIEJ BIEŻĄCEJ PŁYNNOŚCI aktywa obrotowe minus zapasy do zobowiązań krótkoterminowych (bez zobowiązań z tytułu świadczeń pracowniczych, rezerw i przychodów przyszłych okresów)	1,6	1,1

Zadłużenie

	31 grudnia 2014	31 grudnia 2013
WSKAŹNIK OBCIĄŻENIA FIRMY ZOBOWIĄZANAMI OGÓŁEM suma zobowiązań w relacji do sumy zobowiązań i kapitału własnego	38,3%	41,2%
WSKAŹNIK OBCIĄŻENIA KAPITAŁU WŁASNEGO ZOBOWIĄZANAMI OGÓŁEM suma zobowiązań do kapitału własnego*	62,2%	70,1%

*kapitał własny przypisany akcjonariuszom jednostki dominującej

1.2. Omówienie sytuacji finansowej

W roku 2014 przychody ze sprzedaży Grupy Kapitałowej PGNiG wyniosły 34.304 mln zł i były wyższe o 2.260 mln zł (7%) niż w roku ubiegłym. Przy wzroście kosztów operacyjnych o 1.566 mln zł (5%) pozwoliło to GK PGNiG na uzyskanie w roku 2014 skonsolidowanego wyniku na działalności operacyjnej na poziomie 3.843 mln zł, który wzrósł o 694 mln zł w porównaniu do roku 2013. Natomiast wynik z działalności operacyjnej powiększony o amortyzację (EBITDA) osiągnął poziom 6.345 mln zł, co oznacza wzrost o 733 mln zł.

Poszukiwanie i wydobywanie

Wynik operacyjny segmentu poszukiwanie i wydobywanie wyniósł 2.006 mln zł i był niższy o 325 mln zł (14%) w relacji do 2013 roku. Na poziomie EBITDA wypracowano wynik w wysokości 3.143 mln

zł, który jest niższy od wyniku roku poprzedniego o 238 mln zł (7%). W relacji do 2013 roku przychody ze sprzedaży segmentu spadły o 114 mln zł (2%) pomimo wyższego o prawie 6% wolumenu sprzedaży ropy naftowej. Spadek przychodów w segmencie jest skutkiem spadku cen ropy naftowej (średnia roczna cena ropy Brent wyrażona w złotych była w 2014 roku niższa o 10% w stosunku do wartości z roku poprzedniego). Wzrost kosztów operacyjnych o 211 mln zł (5%) nastąpił w efekcie ujęcia odpisów aktualizujących wartość majątku poszukiwawczego i wydobywczego. Przyczyną zawiązania powyższych odpisów było m.in. uwzględnienie w przyszłych przepływach pieniężnych (ustalanych na potrzeby przeprowadzonego testu na utratę wartości majątku):

- ceny rynkowej gazu, a nie jak dotychczas ceny taryfowej; powyższa aktualizacja metodologii została podyktowana zmianami na rynku gazu, w szczególności stopniowym uwalnianiem cen gazu i wprowadzeniem obliża giełdowego
- nowych planowanych obciążeń podatkowych od wydobycia węglowodorów.

Wartość odpisów aktualizujących aktywa na koniec 2014 roku, które obciążąły wynik operacyjny segmentu wyniosła 707 mln zł. Dodatkowo, po przeprowadzonej analizie posiadanych koncesji i efektywności prowadzonych prac poszukiwawczych, GK PGNiG odpisała w koszty segmentu wydatki na odwierty negatywne oraz sejsmikę, których wysokość na koniec 2014 roku wynosiła 330 mln zł. Wzrost amortyzacji o 87 mln zł (8%) dotyczy głównie aktywów w Norwegii i związany jest bezpośrednio ze wzrostem produkcji ropy naftowej.

Obrót i magazynowanie

Wzrost efektywności nastąpił w segmencie obrót i magazynowanie, gdzie w 2014 roku zysk operacyjny wyniósł 583 mln zł i był wyższy o 591 mln zł w relacji do roku poprzedniego. Na wyniki segmentu w 2014 roku wpływ miała korzystniejsza niż w roku poprzednim relacja uśrednionego kosztu pozyskania paliwa gazowego do cen sprzedaży, głównie dzięki niższemu wolumenowi sprzedanego paliwa gazowego.

W relacji do analogicznego okresu roku ubiegłego przychody ze sprzedaży wzrosły o 3.166 mln zł (12%), na co wpływ miał głównie wzrost przychodów z tytułu sprzedaży paliwa gazowego na Towarowej Giełdzie Energii (TGE). Sprzedaż PGNiG S.A. na TGE wzrosła z poziomu 0,1 mld m³ w 2013 roku do 3,7 mld m³ w roku 2014. Koszty operacyjne segmentu wzrosły o 2.575 mln zł (10%) w efekcie wzrostu kosztów operacyjnych z tytułu zakupu paliwa gazowego na TGE 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.

Na wyniki segmentu obrót i magazynowanie największy wpływ miało zmniejszenie wolumenu sprzedanego gazu do odbiorców. W 2014 roku wolumen sprzedaży paliwa gazowego przez segment, nieuwzględniający sprzedaży na giełdach, wyniósł 13,5 mld m³ w stosunku do 15,1 mld m³ w roku poprzednim (spadek o 11%). Na spadek ten wpływ miały wyższe o 0,9⁰C średnie temperatury powietrza w stosunku do roku poprzedniego. Ponadto, wskutek dokonywanych przez OOO „Gazprom eksport” redukcji zamówień, w 2014 roku import z kierunku wschodniego zmniejszył się i wyniósł 8,1 mld m³ (7%). Poprawa wyniku segmentu spowodowana została również obniżeniem kosztu pozyskanego gazu, na co wpływ miała niższa o 2% średnia z czterech kwartałów 9-miesięcznych notowań ropy Brent wyrażona w złotych oraz niższe średnioroczne ceny paliwa gazowego na giełdzie TTF (spadek o 18%) w stosunku do roku poprzedniego. Stan zapasów gazu w podziemnych magazynach gazu na 31 grudnia 2014 roku wynosił ok. 2,1 mld m³ i był niższy o ok. 1,4% w stosunku do stanu na koniec roku poprzedniego.

Dystrybucja

W segmencie dystrybucja wynik operacyjny wyniósł 1.138.mln zł i był wyższy o 54% w relacji do roku 2013. Natomiast wynik operacyjny powiększony o amortyzację wyniósł 2.002 mln zł i był o 406 mln zł wyższy niż rok wcześniej. Na poprawę wyniku operacyjnego segmentu wpływ miał spadek kosztów operacyjnych o 366 mln w stosunku do roku poprzedniego, który był spowodowany m.in.:

- spadkiem kosztów z tytułu świadczeń pracowniczych o 229 mln zł (17%) głównie wskutek rozwiązania rezerwy na nagrodę roczną oraz niższymi kosztami związanymi ze zmianą zobowiązań z tytułu nagród jubileuszowych; w 2013 roku wysokie koszty z tego tytułu wynikały ze zmian w systemie emerytalnym oraz zmian pozostałych założeń aktuarialnych
- spadkiem kosztów usług obcych o 108 mln zł (12%) głównie w efekcie mniejszych kosztów usług przesyłowych, co związane jest z niższym wolumenem przesyłanego gazu.

Wytwarzanie

Przychody ze sprzedaży segmentu wytwarzanie wyniosły 1.943 mln zł i były niższe o ok. 6% w stosunku do roku ubiegłego. Koszty operacyjne segmentu uległy obniżeniu o 7%, co łącznie ze spadkiem przychodów wpłynęło na zwiększenie wyniku operacyjnego w relacji do roku 2013 o 18 mln zł (13%). Wpływ na spadek przychodów miała wyższa średnia temperatura powietrza (średnio wzrost o 0,9⁰C), skutkująca niższym wolumenem sprzedanego ciepła o 9% w stosunku do roku poprzedniego. Spadek przychodów z tytułu sprzedaży ciepła zrekompensowany został wzrostem taryfy na ciepło o ok. 6% (nowa taryfa obowiązuje od 1 sierpnia 2014 roku), w rezultacie czego poziom przychodów ze sprzedaży ciepła pozostał na niemalże identycznym poziomie, jak w roku poprzednim. W związku ze spadkiem wolumenu sprzedanego ciepła spadł też wolumen energii elektrycznej wyprodukowanej w kogeneracji (spadek o 6%, tj. 217 GWh, w stosunku do roku poprzedniego), co wpłynęło na spadek przychodów ze sprzedaży energii elektrycznej o 13%.

Sprawozdanie Zarządu z działalności Grupy Kapitałowej PGNiG za 2014 rok

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)	-
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	-	-	-	-	129,0
Zysk przed opodatkowaniem							3 626
Podatek dochodowy	-	-	-	-	-	-	(804)
Zysk netto							2 822

Dane finansowe segmentów GK PGNiG za 2013 rok (w mln zł)

2013 rok	Poszukiwanie i wydobywanie	Obrót i magazynowanie	Dystrybucja	Wytwarzanie	Pozostała działalność	Eliminacje	Razem
Sprzedaż na rzecz klientów zewnętrznych	4 580	25 341	165	1 658	300		32 044
Sprzedaż między segmentami	1 605	318	4 085	405	124	(6537)	-
Przychody segmentu ogółem	6 185	25 659	4250	2 063	424	(6 537)	32 044
Koszty segmentu	(3 854)	(25 667)	(3 511)	(1 919)	(489)	6 545	(28 895)
Zysk/Strata z działalności operacyjnej	2 331	(8)	739	144	(65)	8,0	3 149
Koszty finansowe netto	-	-	-	-	-	-	(396)
Udział w wyniku finansowym jednostek wycenianych metodą praw własności	-	(44)	-	-	-	-	(44)
Zysk przed opodatkowaniem							2 709
Podatek dochodowy	-	-	-	-	-	-	(789)
Zysk netto							1 920

Wynik z działalności finansowej GK PGNiG wzrósł o 50 mln (13%), głównie w rezultacie obniżenia kosztów odsetek, co jest związane ze spadkiem finansowania zewnętrznego. Dodatkowo na wynik netto wpłynął dodatni efekt aktualizacji wyceny udziałów SGT Europol Gaz S.A., który wyniósł 129 mln zł.

Bilans na dzień 31 grudnia 2014 roku wykazuje po stronie aktywów i pasywów sumę bilansową w wysokości 48.926 mln zł, która jest wyższa od wartości według stanu na koniec 2013 roku o 542 mln zł (1%).

Aktywa

Największą pozycję aktywów Grupy Kapitałowej PGNiG stanowią rzeczowe aktywa trwałe, które na koniec 2014 roku wyniosły 33.528 mln zł i były o 495 mln złotych (1%) wyższe od stanu na dzień 31 grudnia 2013 roku, głównie z powodu wzrostu wartości środków trwałych w budowie, niedotyczących poszukiwania i oceny zasobów.

Aktywa z tytułu podatku odroczonego uległy obniżeniu o 450 mln zł (20%), głównie w efekcie realizacji aktywa z tytułu straty podatkowej w spółce zależnej PGNiG Upstream International AS, która rozliczana jest od momentu uruchomienia produkcji gazu ze złoża Skarv. Dodatkowo część straty podatkowej zmniejszyła się z tytułu rozliczenia w 2014 roku transakcji zakupu udziałów w złożach na Norweskim Szelfie Kontynentalnym od firmy Total E&P Norge AS.

Zauważalne zmiany aktywów zostały odnotowane w pozycji aktywów z tytułu pochodnych instrumentów finansowych, która w relacji do 31 grudnia 2013 roku uległa zwiększeniu o 260 mln zł i osiągnęła wartość 567 mln zł oraz w pozycji należności krótkoterminowych z tytułu dostaw i usług, gdzie nastąpił wzrost o 150 mln zł (4%).

Stan środków pieniężnych Grupy na dzień 31 grudnia 2014 roku wyniósł 2.958 mln zł i był wyższy o 131 mln zł od stanu na koniec 2013 roku (5%).

Poziom i struktura majątku obrotowego zapewniała GK PGNiG całkowitą zdolność do bieżącego regulowania zobowiązań. Wskaźnik bieżącej płynności osiągnął wartość 2,2 wobec poziomu 1,6 z końca grudnia 2013 roku, natomiast wskaźnik szybki bieżącej płynności wzrósł rok do roku z poziomu 1,1 do poziomu 1,6.

Kapitał własny i zobowiązania

Podstawowym źródłem finansowania aktywów Grupy Kapitałowej PGNiG jest kapitał własny, którego wartość w relacji do końca 2013 roku wzrosła o 1.716 mln zł (6%). Na zmianę poziomu kapitałów własnych wpływ miał przede wszystkim osiągnięty w bieżącym okresie zysk netto, w wysokości 2.822 mln zł, skorygowany o wypłaconą za rok poprzedni dywidendę w wysokości 885 mln złotych.

Stan zobowiązań długoterminowych na dzień 31 grudnia 2014 roku wyniósł 12.384 mln zł i był wyższy od poziomu z końca grudnia 2013 roku o 291 mln zł. Wynika to przede wszystkim ze wzrostu rezerw na koszty likwidacji odwiertów eksploatacyjnych.

Na dzień 31 grudnia 2014 roku GK PGNiG posiadała zobowiązania krótkoterminowe na poziomie 6.373 mln zł, co oznacza spadek o 1.465 mln zł (19%) w relacji do końca roku 2013. Na zmianę zobowiązań wpływ miała przede wszystkim spłata kredytów oraz wykup papierów dłużnych. Łączne zmniejszenie zobowiązań krótkoterminowych z tego tytułu wyniosło 1.507 mln zł.

W związku ze spadkiem finansowania zewnętrznego Grupy zmianie uległy wskaźniki opisujące relacje pomiędzy kapitałami i pozostałymi pozycjami pasywów. Wskaźnik obciążenia kapitałów własnych zobowiązaniami ogółem spadł z poziomu 70,1% z końca 2013 roku do 62,2% na dzień

31 grudnia 2014 roku, natomiast wskaźnik obciążenia Spółki zobowiązaniami ogółem, stanowiący sumę zobowiązań w relacji do sumy pasywów, uległ obniżeniu z poziomu 41,2% do 38,3%.

Istotne pozycje pozabilansowe

Na dzień 31 grudnia 2014 roku najistotniejszą pozycję pozabilansową Grupy Kapitałowej PGNiG stanowiły zobowiązania warunkowe, których wartość wynosiła 9.520 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 (4.067 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)
- gwarancja wykonania zobowiązań POGC-Libya B.V. (spółki zależnej PGNiG S.A.) wobec National Oil Corporation, Libia (219 mln zł)
- gwarancje zabezpieczające umowy na dostawy gazu zawierane przez PGNiG Sales&Trading GmbH, wystawiane w ramach linii gwarancyjnej do 200 mln EUR (158 mln zł).

Ocena możliwości realizacji zamierzeń inwestycyjnych

W 2015 roku Grupa Kapitałowa PGNiG zamierza utrzymać wysoki poziom nakładów finansowych na działalność inwestycyjną ze szczególnym uwzględnieniem:

- poszukiwania i wydobycia gazu ziemnego i ropy naftowej, w tym poszukiwania złóż niekonwencjonalnych
- rozbudowy infrastruktury magazynowej
- rozbudowy infrastruktury dystrybucyjnej
- realizacji projektów z zakresu elektroenergetyki i ciepłownictwa.

GK PGNiG zamierza finansować inwestycje zarówno ze środków własnych jak i pozyskanych ze źródeł zewnętrznych (np. emisji obligacji i euroobligacji).

Transakcje zawarte na innych warunkach niż rynkowe

W 2013 roku PGNiG S.A. oraz spółki od niej zależne nie zawierały żadnych istotnych transakcji z podmiotami powiązanymi na innych warunkach niż rynkowe.

Objaśnienie różnic pomiędzy wynikami finansowymi a prognozami wyników na rok 2014

Prognoza finansowa Zarządu PGNiG S.A. została opublikowana w raporcie bieżącym nr 24/2014 z dnia 28 lutego 2014 roku. Wyniki wskazane w raporcie rocznym nie różnią się istotnie od wyników opublikowanych we wskazanym wyżej raporcie (odchylenie prognozy przychodów od wyników finansowych za rok 2014 wynosi +4,9%, odchylenie dotyczące wyniku EBITDA wynosi +7,5%, wskaźnik zadłużenia Grupy Kapitałowej PGNiG nie przekroczył 2 x EBITDA).

Opis głównych inwestycji i lokat kapitałowych w ramach GK PGNiG

Do głównych inwestycji kapitałowych dokonanych w 2014 roku ramach Grupy Kapitałowej PGNiG należały:

- podwyższenie kapitału zakładowego PGNiG Obrót Detaliczny Sp. z o.o. o kwotę 1.090.000.000 zł do poziomu 1.091.000.000 zł; kapitał zakładowy został wniesiony przez PGNiG S.A. w postaci wkładu niepieniężnego
- nabycie przez PGNiG S.A. obligacji krótkoterminowych emitowanych przez PGNiG Obrót Detaliczny Sp. z o.o. w ramach programu emisji obligacji w Grupie Kapitałowej PGNiG; na dzień 31 grudnia 2014 roku wartość obligacji nabytych w ramach tego programu wyniosła 1 mld zł

- emisja obligacji krótkoterminowych skierowana do spółek Grupy Kapitałowej PGNiG; na dzień 31 grudnia 2014 roku zadłużenie PGNiG S.A. z tytułu emisji powyższych obligacji wyniosło 475 mln zł
- wypłata transzy pożyczki udzielonej PGNiG Upstream International AS przez PGNiG S.A. w wysokości 850 mln NOK; pożyczka została udzielona w celu finansowania nakładów inwestycyjnych na projekt realizowany na Norweskim Szelfie Kontynentalnym (nabycie aktywów poszukiwawczo-wydobywczych od spółki Total E&P Norge AS)
- wypłata pożyczki udzielonej PGNiG Obrót Detaliczny Sp. z o.o. przez PGNiG S.A. w wysokości 400 mln zł; umowa odnawialnej pożyczki została zawarta w celu finansowania bieżącej działalności (głównie rozliczeń związanych z zakupem gazu) i obowiązuje do dnia 25 lipca 2016 roku; na dzień 31 grudnia 2014 roku saldo wykorzystania pożyczki wynosiło zero zł.

2. Zarządzanie finansowe

W 2014 roku Grupa Kapitałowa PGNiG zwiększyła poziom dostępnych źródeł finansowania zewnętrznego o kolejny program emisji obligacji krajowych. W 2014 roku GK PGNiG mogła emitować obligacje w ramach następujących programów:

- programu emisji obligacji z 10 czerwca 2010 roku (zmienionego aneksami w 2011 i 2014 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 (zmienionego aneksami w 2011 i 2014 roku) skierowanego do spółek GK PGNiG.

8 sierpnia 2014 roku został podpisany aneks do umowy programu emisji obligacji z dnia 10 czerwca 2010 roku (zmienionej dwoma aneksami w 2011 roku). Na mocy aneksu m.in. rozwiązano umowę z Nordea Bank Polska S.A. i wydłużono okres obowiązywania umowy z 31 lipca 2015 roku do 31 lipca 2020 roku, tj. do dnia ostatecznego terminu wykupu obligacji. Program ten 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 2014 roku obligacji wyniosła 1,9 mld zł. Na dzień 31 grudnia 2014 roku PGNiG S.A. nie wykazuje zadłużenia z tytułu tego programu.

W ramach programu emisji obligacji z 22 maja 2012 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 2014 roku Spółka nie emitowała powyższych obligacji. Na dzień 31 grudnia 2014 roku zadłużenie z tytułu emisji zrealizowanych w latach ubiegłych wyniosło 2,5 mld zł.

2 października 2014 roku PGNiG S.A. podpisała umowę w sprawie ustanowienia programu emisji obligacji do kwoty 1 mld zł z Bankiem Gospodarstwa Krajowego. W ramach programu, obowiązującego do 30 września 2024 roku, PGNiG S.A. może emitować obligacje dyskontowe z terminem zapadalności od jednego roku do czterech lat. 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 rozpoczętymi projektami z zakresu budowy infrastruktury magazynowej gazu ziemnego. W 2014 roku PGNiG S.A. nie przeprowadziła emisji tych obligacji.

W 2014 roku PGNiG TERMIKA SA przeprowadziła kolejne emisje obligacji krótkoterminowych w ramach programu emisji z dnia 4 lipca 2012 roku. 15 grudnia 2014 roku podpisane zostały 2 aneksy zmieniające warunki powyższego programu, w tym m.in. przedłużenie okresu obowiązywania

programu do dnia 29 grudnia 2019 roku, z możliwością przedłużenia tego okresu na kolejne dwa lata, tj. do dnia 29 grudnia 2021 roku. W ramach programu PGNiG TERMIKA SA może emitować (w ofercie niepublicznej) obligacje dyskontowe oraz kuponowe z terminem zapadalności od jednego miesiąca do jednego roku o oprocentowaniu opartym o WIBOR + marża do kwoty 1,5 mld zł. W 2014 spółka przeprowadziła 9 emisji na łączną wartość nominalną 380 mln zł. Na dzień 31 grudnia 2014 roku wartość nominalna obligacji wyniosła 190 mln zł. Środki pozyskane emisji umożliwiają spółce finansowanie inwestycji m.in. budowy bloku parowo-gazowego w Elektrociepłowni Żerań oraz bieżącej działalności operacyjnej spółki.

W ramach podpisanego 25 sierpnia 2011 roku pięcioletniego programu emisji euroobligacji PGNiG Finance AB może emitować euroobligacje do kwoty 1,2 mld EUR. W 2014 roku spółka nie emitowała powyższych euroobligacji. Na dzień 31 grudnia 2014 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 finansowanie projektów inwestycyjnych w zakresie poszukiwania konwencjonalnych i niekonwencjonalnych złóż gazu ziemnego i ropy naftowej, zagospodarowania złóż, budowy i rozbudowy podziemnych magazynów gazu i sieci dystrybucyjnej, w tym nowych przyłączy. GK PGNiG z pozyskanych funduszy finansowała również realizację projektów energetycznych i działalność operacyjną Grupy.

Ponadto w 2014 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). Aneks z 6 maja 2014 roku przedłużono okres obowiązywania umowy do 6 maja 2019 roku oraz zwiększono kwotę programu z 1 mld zł do 3 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 umożliwi przepływ środków pieniężnych pomiędzy spółkami wykazującymi nadpłynność finansową i usprawnia proces zarządzania płynnością w ramach Grupy Kapitałowej PGNiG. W 2014 roku PGNiG S.A. i PGNiG Obrót Detaliczny Sp. z o.o. wyemitowały obligacje na łączną wartość nominalną odpowiednio 3,3 mld zł i 1,0 mld zł. Na dzień 31 grudnia 2014 roku zadłużenie PGNiG S.A. z tytułu emisji powyższych obligacji wyniosło 475 mln zł, a PGNiG Obrót Detaliczny Sp. z o.o. 1,0 mld zł.

Ocena zarządzania zasobami finansowymi

Grupa Kapitałowa PGNiG dysponuje środkami finansowymi gwarantującymi terminową realizację bieżących i planowanych wydatków związanych z działalnością podstawową oraz inwestycyjną. Nie jest zagrożona utratą płynności. W GK PGNiG skutecznie funkcjonuje model, w którym PGNiG S.A. wspiera finansowo swoje spółki zależne z zakresie realizacji inwestycji. Ewentualne ryzyko utraty płynności zminimalizowane jest przez programy emisji obligacji w ramach umów zawartych z bankami w 2014 roku i w latach ubiegłych. Ponadto PGNiG S.A. posiada rezerwę w postaci umów kredytów odnawialnych w rachunkach bieżących (łącznie 370 mln zł), które pozwalają wyrównać dzienne wahania płynności.

Dodatkowo w celu poprawy skuteczności zarządzania płynnością w Grupie Kapitałowej PGNiG w 2014 roku została podpisana z Bankiem Pekao S.A. umowa systemu zarządzania środkami pieniężnymi *cash pooling*. Wprowadzenie powyższego systemu ułatwi planowanie płynności w Grupie oraz zmniejszy zależność od zewnętrznych źródeł finansowania. Dzięki lepszemu wykorzystaniu wolnych środków pieniężnych obniżone zostaną również koszty finansowania w Grupie Kapitałowej PGNiG.

30 września 2014 roku agencja ratingowa Moody's Investors Service obniżyła ocenę kredytową PGNiG S.A. z Baa2 na Baa3 z perspektywą stabilną. Głównym powodem obniżenia ratingu w opinii Moody's była zmiana profilu ryzyka prowadzonej działalności związanej ze wzrostem udziału segmentu poszukiwanie i wydobywanie oraz zagrożenia wynikające ze zmian na polskim rynku gazu ziemnego w kontekście zawartych przez Spółkę kontraktów w formule *take-or-pay*. Perspektywę

ratingu agencja określiła, jako stabilną podkreślając silną pozycję finansową i płynnościową Spółki. Równocześnie agencja ratingowa obniżyła tymczasowy rating średnioterminowego programu emisji obligacji PGNiG Finance AB z Baa2 do Baa3.

2.1. Inwestycje krótkoterminowe

W 2014 roku inwestycje kapitałowe Grupy Kapitałowej PGNiG miały charakter krótkoterminowy z terminem zapadalności nieprzekraczającym 3 miesięcy. Spółki GK PGNiG dokonywały inwestycji w ramach wewnętrznego programu emisji obligacji, a także w papiery dłużne Skarbu Państwa i lokaty w bankach komercyjnych o ratingu inwestycyjnym. Działania te były zgodne z przyjętą przez władze PGNiG S.A. polityką dokonywania inwestycji finansowych oraz zapisami prospektu emisyjnego.

2.2. Umowy kredytów i pożyczek

Umowy kredytów zawarte w 2014 roku

W 2014 roku Grupa Kapitałowa PGNiG zawarła umowy kredytów na łączną kwotę 743 mln zł, 35 mln EUR i 8 mln USD głównie w celu krótkoterminowego finansowania bieżącej działalności operacyjnej. Z umów kredytów zawartych w 2014 roku większość stanowią aneksy odnawiające umowy z lat ubiegłych o kolejne roczne lub kilkumiesięczne okresy.

W poniższej tabeli zostały zaprezentowane szczegółowe dane odnoszące się do najistotniejszych umów kredytów zawartych przez GK PGNiG w 2014 roku.

Najistotniejsze umowy kredytów zawarte przez GK PGNiG

Bank	Wartość zaciągniętego kredytu w mln	Waluta	Wysokość oprocentowania	Rodzaj	Termin wymagalności
Bank Pekao S.A.	200	PLN	WIBOR 1M+0,00%	obrotowy	16.07.2017
Deutsche Bank AG Munich	35	EUR	EONIA 1M+0,85%	obrotowy	31.12.2017
Bank Pekao S.A.	120	PLN	WIBOR 1M+1,00%	obrotowy	24.04.2015
HSBC Bank Polska S.A.	60	PLN	WIBOR 1M+0,50%	obrotowy	15.06.2015
Bank Zachodni WBK S.A.	50	PLN	WIBOR 1M+2,00%	obrotowy	31.12.2015
Societe Generale S.A. Oddział w Polsce	40	PLN	WIBOR 1M+0,30%	obrotowy	31.08.2015
mBank S.A.	40	PLN	WIBOR 1M+0,30%	obrotowy	04.09.2015
ING Bank Śląski S.A.	40	PLN	WIBOR 1M+0,40%	obrotowy	04.12.2015
Bank Handlowy w Warszawie SA	40	PLN	WIBOR 1M+0,30%	obrotowy	31.12.2015
HSBC Bank Polska S.A.	40	PLN	WIBOR 3M+0,45%	obrotowy	09.07.2015

Umowy kredytów wypowiedziane w 2014 roku

W 2014 roku GK PGNiG wypowiedziała jedną umowę kredytu zawartą w rachunku bieżącym. Umowa ta była zawarta przez spółkę Geovita S.A. z bankiem mBank S.A., na mocy aneksu z 15 kwietnia 2013 roku, w wysokości 1 mln zł z terminem wymagalności 18 kwietnia 2014 roku i oprocentowaniu WIBOR O/N+0,5%. Powodem wypowiedzenia umowy kredytu była zmiana warunków umowy (wprowadzonych przez bank aneksem z dnia 14 kwietnia 2014 roku) polegających

na comiesięcznym zmniejszaniu limitu zadłużenia, aż do całkowitej jego spłaty do 16 kwietnia 2015 roku. Kredyt w mBanku S.A. został spłacony w całości 5 września 2014 roku.

W 2014 GK PGNiG nie udzielała i nie zaciągała pożyczek ani nie wypowiedała umów pożyczek.

2.3. Gwarancje i poręczenia

Wartość udzielonych przez Grupę Kapitałową PGNiG w 2014 roku gwarancji i poręczeń wyniosła 288 mln zł. Głównie złożyły się na nią:

- poręczenie kredytu zawartego przez PGNiG Sales&Trading GmbH w wysokości 149 mln
- poręczenie do umowy o limit gwarancyjny udzielony spółce powiązanej z PGNiG S.A. – Elektrociepłownia Stalowa Wola S.A. w wysokości 63 mln zł
- gwarancje wykonania umowy stanowiącej zabezpieczenie dostaw gazu przez PGNiG Sales&Trading GmbH łącznej wysokości w wysokości 51 mln zł.

Wartość otrzymanych przez GK PGNiG w 2014 roku gwarancji i poręczeń wyniosła 46 mln zł. Na tę wartość złożyło się 71 gwarancji (w tym 57 gwarancji o wartości poniżej 1 mln zł). Były to gwarancje przetargowe, ubezpieczeniowe i należytego wykonania umowy.

2.4. Zarządzanie ryzykiem finansowym

Podstawowym celem polityki zarządzania ryzykiem finansowym w Grupie Kapitałowej PGNiG jest ograniczenie zmienności przepływów pieniężnych związanych z działalnością Spółki do akceptowalnych poziomów w krótkim i średnim horyzoncie czasowym oraz budowanie wartości firmy w długim okresie. W 2014 roku GK PGNiG prowadząc działalność gospodarczą narażona była na szereg ryzyk finansowych, a w szczególności na ryzyko rynkowe (ryzyko cen towarów, stóp procentowych i walutowe), ryzyko płynności oraz ryzyko kredytowe.

Ryzyko rynkowe

GK PGNiG zarządza ryzykiem rynkowym poprzez identyfikację, pomiar, monitorowanie i ograniczanie podstawowych źródeł ryzyka, tj. występowania niekorzystnego wpływu zmiany cen towarów, kursów walutowych i stóp procentowych na wynik finansowy Grupy Kapitałowej PGNiG.

Ryzyka zmiany cen towarów i kursów walutowych związane z transakcjami zakupu gazu są najistotniejszymi ryzykami, na które narażona jest Grupa. Spółka posiadała również transakcje związane z cenami energii elektrycznej, praw majątkowych i uprawnień do emisji CO₂.

W 2014 roku GK PGNiG wykorzystywała następujące instrumenty finansowe ograniczające ryzyko zmiany cen gazu:

- transakcje zakupu towarowej opcji azjatyckiej *call* z rozliczeniem europejskim
- struktury opcyjne towarowe (stanowiące złożenie dwóch opcji towarowych)
- transakcje *swap* towarowy.

W celu ograniczenia ryzyka kursowego Grupa w 2014 roku stosowała poniższe instrumenty finansowe:

- transakcje *forward*
- transakcje *forward* rozliczane do średniej z danego okresu
- transakcje *FX swap*
- transakcje zakupu europejskiej opcji walutowej *call*
- transakcje zakupu azjatyckiej opcji walutowej *call*.

Ponadto PGNiG S.A. stosowała instrumenty finansowe *CCIRS* (ograniczające ryzyko zmiany kursów walutowych i stóp procentowych) zabezpieczające wyemitowane euroobligacje i pożyczkę udzieloną spółce PGNiG Upstream International AS oraz transakcje *IRS* zabezpieczające przed zmianami wartości godziwej pożyczki udzielonej PGNiG TERMIKA SA.

PGNiG S.A. stosowała również rachunkowość zabezpieczeń przepływów środków pieniężnych dla transakcji zabezpieczających płatności za gaz, transakcji zabezpieczających ceny gazu oraz zabezpieczeń wartości godziwej dla wybranych pożyczek oprocentowanych według stałej stopy procentowej. Zastosowanie rachunkowości zabezpieczeń przepływów pieniężnych przez Spółkę pozwala na odnoszenie skutecznej części zabezpieczenia na kapitał z aktualizacji wyceny, co powoduje uwspółmiernienie wpływu na wynik finansowy wyceny instrumentów zabezpieczających i realizacji pozycji zabezpieczanej. Umożliwia to wyeliminowanie zmienności wyniku finansowego z tytułu wyceny instrumentów pochodnych i pozwala na osiągnięcie efektu kompensacyjnego w rachunku zysków i strat w jednym okresie sprawozdawczym. Dzięki temu efekt ekonomiczny i księgowy zabezpieczania jest odzwierciedlany w tym samym okresie.

Ryzyko kredytowe

Ryzyko kredytowe, na które narażona jest GK PGNiG związane jest z możliwością niewywiązania się kontrahentów lub innych podmiotów ze zobowiązań wobec Grupy. W 2014 roku GK PGNiG ograniczała ryzyko kredytowe poprzez inwestowanie wolnych środków pieniężnych w instrumenty o minimalnym ryzyku kredytowym (depozyty bankowe i obligacje Skarbu Państwa), zawieranie ramowych umów z kontrahentami (wyraźnie określając prawa i obowiązki stron) oraz dywersyfikację kontrahentów. Ponadto Grupa współpracowała z wiodącymi bankami komercyjnymi i przy wyborze partnerów finansowych, którym powierzała część swoich aktywów, kierowała się ich standingiem finansowym zweryfikowanym przez agencje ratingowe oraz ich udziałem w rynku.

Ryzyko zakłóceń przepływów pieniężnych

Działania GK PGNiG zmierzające do ograniczenia ryzyka zakłóceń przepływów środków pieniężnych związanych z bieżącą działalnością Grupy obejmowały dywersyfikację systemów bankowości elektronicznej, bieżącą kontrolę uznań/obciążeń rachunków, pozyskanie informacji o przepływach środków pieniężnych w ramach Grupy Kapitałowej PGNiG, konsolidację rachunków bankowych oraz zawieranie umów kredytów w rachunkach bieżących. Natomiast ograniczanie zmienności przepływów pieniężnych związanych z płatnościami z tytułu zawartych kontraktów na zakup gazu odbywało się poprzez zawieranie przez PGNiG S.A. transakcji zabezpieczających ryzyko kursowe (opcje walutowe *call* europejskie i azjatyckie, *FX swap*, *forward* rozliczane do średniej) oraz ryzyko cen gazu (opcje towarowe azjatyckie *call*, strategie opcyjnie, *swapy* towarowe).

Ryzyko utraty płynności

W celu ograniczenia ryzyka utraty płynności finansowej PGNiG S.A. posiada rezerwę w postaci umów kredytów odnawialnych w rachunkach bieżących (łącznie 370 mln zł). Ponadto PGNiG S.A. prognozowała przepływy pieniężne w ramach Spółki i Grupy Kapitałowej PGNiG, szacowała stan oraz wartości aktywów możliwych do zbycia, utrzymywała aktywa finansowe o wysokim stopniu płynności i współpracowała z agencjami ratingowymi.

3. Przewidywana sytuacja finansowa

Prognoza finansowa GK PGNiG na 2015 rok zakłada wypracowanie wyniku EBITDA w wysokości około 5,8 mld zł. Prognoza została sporządzona w m.in. oparciu o założenia, że wydobycie ropy naftowej wraz z innymi frakcjami wyniesie ok. 1,27 mln ton, gazu ziemnego (w przeliczeniu na gaz wysokometanowy) – ok. 4,5 mld m³, wolumen sprzedaży gazu ziemnego osiągnie poziom 22,8 mld m³ oraz że Grupa poniesie nakłady inwestycyjne w wysokości ok. 4,3 mld zł. Na wyniki GK PGNiG

wpływ będą miały notowania cen ropy naftowej, gazu ziemnego i produktów ropopochodnych, sytuacja na rynkach walutowych, cena sprzedaży gazu ziemnego na rynku regulowanym i giełdach towarowych oraz deregulacja rynku gazu w Polsce.

Jeżeli w następnych okresach utrzymałyby się niskie poziomy cen ropy naftowej, wywołane przeceną notowań w 2014 roku, to będzie to w sposób niekorzystny oddziaływać na wyniki GK PGNiG realizowane w segmencie poszukiwanie i wydobywanie. Natomiast jeżeli w wyniku ograniczenia wydobywania w Stanach Zjednoczonych przy braku wzrostu podaży ze strony *OPEC (Organization of the Petroleum Exporting Countries)* nastąpiłby wzrost notowań cen na rynku ropy, to powinno to przełożyć się na poprawę wyników działalności operacyjnej tego segmentu. W przypadku segmentu obrót i magazynowanie utrzymanie się niskich poziomów cen ropy naftowej, z uwagi na powiązanie notowań ropy naftowej z ceną importowanego przez PGNiG S.A. gazu, może korzystnie oddziaływać na koszty pozyskania tego surowca i tym samym na wyniki GK PGNiG w tym segmencie.

Ponadto na wyniki GK PGNiG w istotny sposób wpłynie sytuacja na rynkach walutowych. Ewentualne umacnianie się krajowej waluty względem walut obcych (głównie względem USD) powinno pozytywnie wpływać na wyniki realizowane przez GK PGNiG w postaci obniżenia kosztu importu gazu ziemnego. Jednakże obecna sytuacja na krajowym rynku walutowym będzie w najbliższym czasie w znacznej mierze determinowana wieloma czynnikami, tj. rozwojem konfliktu na Ukrainie, jak również decyzjami Europejskiego Banku Centralnego oraz innych banków centralnych krajów europejskich, a także postawą Rady Polityki Pieniężnej. Z uwagi na korelację wyników GK PGNiG z kursem złotego do innych walut, spółki Grupy będą prowadziły politykę zabezpieczeń, dzięki której wpływ tego czynnika na wyniki GK PGNiG będzie optymalizowany.

W najbliższym czasie na działalność GK PGNiG w istotny wpływ będzie miało stanowisko Prezesa URE odnośnie poziomu taryf sprzedaży i dystrybucji paliw gazowych oraz sprzedaży ciepła. Postępująca liberalizacja w zakresie obrotu gazem w Polsce będzie stopniowo ograniczać wpływ URE na ceny gazu ziemnego oferowane klientom. Zakłada się, że w 2015 roku poziom obrotu realizowanego przez Towarową Giełdę Energii wyniesie już ok. 60%. Ponadto oczekiwany wzrost liczby podmiotów oferujących gaz ziemny, a także możliwa dywersyfikacja źródeł dostaw u największych odbiorców PGNiG S.A. może w dłuższym terminie spowodować wzrost konkurencyjności na rynku sprzedaży gazu i tym samym wpłynąć na niższą cenę sprzedaży. Presja na obniżanie cen sprzedaży gazu ziemnego może negatywnie oddziaływać na wyniki GK PGNiG.

Jednym z możliwych efektów deregulacji rynku obrotu gazem może być także konieczność eksportu przez PGNiG S.A. powstałych nadwyżek gazu. Stwarza to ryzyko niezyskania satysfakcjonującej marży na eksporcie tego surowca wobec kosztów jego pozyskania w ramach kontraktów długoterminowych. W tej sytuacji ważny jest fakt zawarcia w grudniu 2014 roku dodatkowego porozumienia do umowy sprzedaży skroplonego gazu ziemnego (LNG) z Qatar Liquefied Gas Company Limited (3). Porozumienie to umożliwi katarskiej spółce odsprzedaż całego rocznego wolumenu LNG na rynkach zagranicznych, co zapobiega konieczności zapłaty przez PGNiG S.A. kar za nieodebrane ilości gazu LNG zgodnie z klauzulą kontraktową *take or pay* i pozwala zminimalizować potencjalne straty z tego tytułu w 2015 roku.

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 (świadectw pochodzenia energii elektrycznej) będą wpływać na sytuację finansową Grupy w przyszłości. Dodatkowo na wyniki GK PGNiG wpływać będą zmiany legislacyjne w odniesieniu do Ustawy o efektywności energetycznej. Zmiany w przepisach prawa w tym zakresie oddziaływać będą na koszty Grupy związane z obowiązkiem pozyskania i przedstawienia do umorzenia świadectw efektywności energetycznej (tzw. białych certyfikatów) lub uiszczenia stosownej opłaty zastępczej.

W szczególności istotne dla rozwoju działalności GK PGNiG będą ewentualne akwizycje aktywów wydobywczych zlokalizowanych poza granicami Polski. Dokonana przez PGNiG Upstream

International AS w 2014 roku akwizycja złóż na Norweskim Szelfie Kontynentalnym spowoduje wzrost wydobycia ropy naftowej oraz gazu ziemnego, co w pozytywny sposób przełoży się na wyniki generowane przez GK PGNiG w kolejnych latach.

W 2015 roku GK PGNiG zamierza utrzymać wysoki poziom nakładów finansowych na działalność inwestycyjną. Największe nakłady (1,9 mld zł) Grupa przeznaczy na wiercenia, zagospodarowanie odwiertów i złóż, w tym nabytego w 2014 roku złoża Gina Krog na Norweskim Szelfie Kontynentalnym, a także na rozbudowę i modernizację kopalni w kraju. GK PGNiG planuje również inwestycje w zakresie rozbudowy i modernizacji sieci dystrybucyjnej oraz przyłączenia nowych odbiorców (1,3 mld zł). W segmencie obrót i magazynowanie nakłady inwestycyjne zostaną poniesione na rozbudowę podziemnych magazynów gazu (głównie kawernowych magazynów w Mogilnie i Kosakowie). Na koniec 2015 roku przewidywane jest osiągnięcie we wszystkich magazynach łącznej pojemności 3,16 mld m³. Ponadto GK PGNiG zaplanowała nakłady na inwestycje rozwojowe i modernizacyjne w segmencie wytwarzanie.

Członkowie Zarządu

Prezes Zarządu Mariusz Zawisza

.....

Wiceprezes Zarządu Jarosław Bauc

.....

Wiceprezes Zarządu Zbigniew Skrzypkiewicz

.....

Wiceprezes Zarządu Waldemar Wójcik

.....