

SPRAWOZDANIE ZARZĄDU Z DZIAŁALNOŚCI
GRUPY KAPITAŁOWEJ PGNiG i PGNiG S.A.
ZA I PÓŁROCZE 2014 ROKU



Warszawa, 31 lipca 2014

Spis rozdziałów:

Spis rozdziałów:	2
Rozdział I: Grupa Kapitałowa PGNiG.....	4
1. Przedmiot działalności	4
2. Organizacja Grupy Kapitałowej PGNiG.....	4
3. Zatrudnienie	7
Rozdział II: Organy jednostki dominującej	8
1. Zarząd	8
2. Rada Nadzorcza	8
Rozdział III: Akcjonariat.....	10
Rozdział IV: Działalność operacyjna GK PGNiG.....	11
Rozdział V: Otoczenie regulacyjne.....	13
1. Koncesje.....	13
2. Zmiany w taryfach PGNiG S.A.	13
3. Ryzyka regulacyjne.....	16
Rozdział VI: Poszukiwanie i wydobywanie	19
1. Poszukiwanie	19
2. Wspólne przedsięwzięcia.....	19
2.1. Wspólne przedsięwzięcia w Polsce	19
2.2. Wspólne przedsięwzięcia za granicą	20
3. Wydobywanie	22
4. Sprzedaż podstawowych produktów.....	23
5. Działalność usługowa	23
6. Planowane działania.....	24
7. Ryzyka poszukiwania i wydobywania.....	26
Rozdział VII: Obrót i magazynowanie	29
1. Zakupy gazu ziemnego	29
2. Sprzedaż gazu ziemnego.....	29

3. Energia elektryczna.....	31
4. Magazynowanie	32
5. Planowane działania.....	33
6. Ryzyka obrotu i magazynowania	34
Rozdział VIII: Dystrybucja	36
1. Podstawowa działalność	36
2. Planowane działania.....	38
3. Ryzyka w obszarze dystrybucji.....	39
Rozdział IX: Wytwarzanie	40
1. Prace segmentu	40
2. Planowane działania.....	41
3. Ryzyka wytwarzania	42
Rozdział X: Pozostała działalność	43
1. Prace segmentu	43
2. Planowane działania.....	44
3. Ryzyka pozostałej działalności	44
Rozdział XI: Inwestycje	45
Rozdział XII: Ochrona środowiska.....	48
Rozdział XIII: Pozostałe informacje	50
Rozdział XIV: Sytuacja finansowa	52
1. Dane finansowe jednostki dominującej	52
2. Wyniki finansowe GK PGNiG.....	55
3. Przewidywana sytuacja finansowa.....	63

Rozdział I: Grupa Kapitałowa PGNiG

1. Przedmiot działalności

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.

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. GK PGNiG 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. Ponadto GK PGNiG zajmuje się wytwarzaniem i sprzedażą ciepła oraz energii elektrycznej.

Zgodnie ze statutem PGNiG S.A. realizuje zadania dla zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego kraju w zakresie:

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

2. Organizacja Grupy Kapitałowej PGNiG

Według stanu na dzień 30 czerwca 2014 roku w skład Grupy Kapitałowej PGNiG wchodziły PGNiG S.A. jako podmiot dominujący oraz 30 spółek zależnych, w tym:

- 22 bezpośrednio zależne od PGNiG S.A.
- 8 spółek pośrednio zależnych od PGNiG S.A.

Wykaz spółek GK PGNiG według stanu na dzień 30 czerwca 2014 roku został przedstawiony w poniższym zestawieniu.

Sprawozdanie Zarządu z działalności Grupy Kapitałowej PGNiG i PGNiG S.A.
za I półrocze 2014 roku

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	Biogazownia Ostrowiec Sp. z o.o. w likwidacji	165 000	165 000	100,00%	100,00%
11	PGNiG Technologie S.A.	182 127 240	182 127 240	100,00%	100,00%
12	BUD-GAZ PPUH Sp. z o.o. w likwidacji	51 760	51 760	100,00%	100,00%
13	„Polskie Elektrownie Gazowe” Sp. z o.o. w likwidacji	1 212 000	1 212 000	100,00%	100,00%
14	PGNiG TERMIKA SA	670 324 950	670 324 950	100,00%	100,00%
15	PGNiG Finance AB (SEK) ¹⁾	500 000	500 000	100,00%	100,00%
16	PGNiG Serwis Sp. z o.o.	9 995 000	9 995 000	100,00%	100,00%
17	PGNiG Obrót Detaliczny Sp. z o.o.	1 000 000	1 000 000	100,00%	100,00%
18	PGNiG SPV 5 Sp. z o.o.	250 000	250 000	100,00%	100,00%
19	PGNiG SPV 6 Sp. z o.o.	250 000	250 000	100,00%	100,00%
20	PGNiG SPV 7 Sp. z o.o.	250 000	250 000	100,00%	100,00%
21	B.S. i P.G. „Gazoprojekt” S.A. ²⁾	4 000 000	900 000	22,50%	22,50%
22	„NYSAGAZ Sp. z o.o.”	9 881 000	6 549 000	66,28%	66,28%
Spółki zależne od PGNiG S.A. - II stopnia					
	Firma spółki	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.
23	Powisłe Park Sp. z o.o.	81 131 000	81 131 000	100,00%	100,00%
24	XOOL GmbH (EUR) ¹⁾	500 000	500 000	100,00%	100,00%
25	Oil Tech International F.Z.E. (USD) ¹⁾	20 000	20 000	100,00%	100,00%
26	Zakład Gospodarki Mieszkaniowej Sp. z o.o.	1 806 500	1 806 500	100,00%	100,00%
27	Poltava Services LLC (EUR) ¹⁾	20 000	19 800	99,00%	99,00%
28	Ośrodek Badawczo - Rozwojowy Górnictwa Surowców Chemicznych CHEMKOP Sp. z o.o.	3 000 000	2 565 350	85,51%	85,51%
29	GAZ Sp. z o.o.	300 000	240 000	80,00%	80,00%
30	Zakład Separacji Popiołów Siekierki Sp. z o.o.	1 000 000	700 000	70,00%	70,00%

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% udziałów w spółce w sposób pośredni przez PGNiG Technologie S.A.

W I półroczu 2014 roku nastąpiły poniższe zmiany struktury Grupy Kapitałowej 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 zależną od GEOFIZYKA Toruń S.A.
- 22 maja 2014 roku została zawiązana spółka Zakład Separacji Popiołów Siekierki Sp. z o.o.; kapitał zakładowy spółki wynosi 1.000.000 zł i dzieli się na 10.000 udziałów o wartości

Sprawozdanie Zarządu z działalności Grupy Kapitałowej PGNiG i PGNiG S.A.
za I półrocze 2014 roku

nominalnej 10 zł każdy; PGNiG S.A. posiada 70 % udziałów w kapitale zakładowym spółki w sposób pośredni przez PGNiG TERMIKA SA.

PGNiG Obrót Detaliczny Sp. z o.o. została powołana w 2013 roku w celu spełnienia tzw. obliga giełdowego wprowadzonego ustawą Prawo energetyczne. W I półroczu 2014 roku spółka przygotowywała się do rozpoczęcia działalności operacyjnej w obszarze handlu detalicznego gazem. Pełną działalność operacyjną spółka rozpocznie z dniem 1 sierpnia 2014 roku. Spółka PGNiG Obrót Detaliczny Sp. z o.o. przejmie dotychczasową działalność PGNiG S.A. w obszarze obrotu detalicznego gazem, a jej kapitał zakładowy zostanie podwyższony. Podwyższenie kapitału zakładowego nastąpi w formie aportu zorganizowanej części przedsiębiorstwa związanej z działalnością handlową z zakresu obrotu detalicznego.

Na dzień 30 czerwca 2014 roku konsolidowane były spółki: PGNiG S.A. jako podmiot dominujący oraz 19 spółek zależnych. Wykaz jednostek konsolidowanych Grupy Kapitałowej PGNiG w podziale na segmenty działalności według stanu na dzień 30 czerwca 2014 roku został przedstawiony w poniższym zestawieniu.

Wykaz spółek GK PGNiG podlegających konsolidacji

Segment	Firma spółki	% 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%
	Operator Systemu Magazynowania Sp. z o.o.	100%
	PGNiG Sales & Trading GmbH	100%
	XOOL GmbH (EUR)	100%
Dystrybucja	PGNiG Finance AB	100%
	Polska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o.	100%
	Powisłe Park Sp. z o.o. GAZ Sp. z o.o.	100% 80%
Wytwarzanie	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% udziałów w spółce w sposób pośredni przez PGNiG Technologie S.A.

3. Zatrudnienie

Stan zatrudnienia w PGNiG S.A. i w GK PGNiG na dzień 30 czerwca 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)

	PGNiG S.A.	GK PGNiG
Poszukiwanie i wydobywanie	4 161	9 891
Obrót i magazynowanie	3 869	4 030
Dystrybucja	-	12 821
Wytwarzanie	-	1 055
Pozostała działalność	37	1 968
Razem	8 067	29 765

W I półroczu 2014 roku w PGNiG S.A. został uruchomiony Program Dobrowolnych Odejść (PDO). Z programu skorzystało 208 pracowników Spółki, większość z nich (199 osób) rozwiązało umowy o pracę z dniem 30 czerwca 2014 roku.

Rozdział II: Organy jednostki dominującej

1. Zarząd

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

Na dzień 30 czerwca 2014 roku Zarząd PGNiG S.A. składał się z 6 osób:

- Mariusz Zawisza – Prezes Zarządu
- Jarosław Bauc – Wiceprezes Zarządu ds. Finansowych
- Jerzy Kurella – Wiceprezes Zarządu ds. Handlowych
- Andrzej Parafianowicz – Wiceprezes Zarządu ds. Korporacyjnych
(zawieszony w czynnościach)
- Zbigniew Skrzypkiewicz – Wiceprezes Zarządu ds. Poszukiwań i Wydobywania
- Waldemar Wójcik – członek Zarządu.

2. Rada Nadzorcza

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 – Agnieszka Woś i na sekretarza – Magdalenę Zegarską.

Na dzień 30 czerwca 2014 roku Rada Nadzorcza PGNiG S.A. składała się z 9 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
- Bogusław Nadolnik – członek Rady Nadzorczej
- Janusz Pilitowski – członek Rady Nadzorczej
- Agnieszka Trzaskalska – członek Rady Nadzorczej
- Ryszard Wąsowicz – członek Rady Nadzorczej.

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

Rozdział III: Akcjonariat

Na dzień 30 czerwca 2014 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 30 czerwca 2014 roku została przedstawiona w poniższej tabeli.

Struktura akcjonariatu

Akcjonariusz	Liczba akcji na dzień 30.06.2014	Udział % w kapitale zakładowym na dzień 30.06.2014	Liczba głosów wynikająca z akcji	Udział % w liczbie głosów na WZA na dzień 30.06.2014
Skarb Państwa	4 271 737 336	72,40%	4 271 737 336	72,40%
Pozostali	1 628 262 664	27,60%	1 628 262 664	27,60%
Razem	5 900 000 000	100,00%	5 900 000 000	100,00 %

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 30 czerwca 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

Rozdział IV: Działalność operacyjna GK PGNiG

W I półroczu 2014 roku GK PGNiG osiągnęła przychody ze sprzedaży w wysokości 16,4 mld zł, z czego ok. 76% stanowiła sprzedaż gazu ziemnego.

Przychody ze sprzedaży w mln zł

	I półrocze 2014
Gaz ziemny, w tym:	12 496
- gaz ziemny wysokometanowy	11 771
- gaz ziemny zaazotowany	725
Ropa naftowa	1 605
Energia elektryczna	866
Ciepło	582
Usługi geofizyczno-geologiczne	129
Usługi wiertnicze i serwisowe	255
Usługi budowlano-montażowe	68
Opłata przyłączeniowa	45
Pozostała sprzedaż	337
Razem	16 383

W poniższych tabelach zaprezentowano wolumeny wydobycia gazu ziemnego i ropy naftowej, produkcji energii elektrycznej i energii cieplnej, a także wolumeny sprzedaży tych produktów w I półroczu 2014 roku.

Produkcja podstawowych produktów

	Jednostka	I półrocze 2014
Gaz ziemny	mln m ³	2 314,5
Ropa naftowa	tys. ton	631,9
Energia elektryczna	GWh	2 381,6
Energia cieplna	TJ	20 923,8

Sprawozdanie Zarządu z działalności Grupy Kapitałowej PGNiG i PGNiG S.A.
za I półrocze 2014 roku

Sprzedż podstawowych produktów

	Jednostka	I półrocze 2014
Gaz ziemny, w tym:	mln m ³	8 213,6
-Obrót i magazynowanie	mln m ³	7 825,7
-Poszukiwanie i wydobycie	mln m ³	387,9
Ropa naftowa	tys. ton	659,2
Energia elektryczna, w tym:	GWh	5 266,7
-Obrót i magazynowanie	GWh	5 242,2
-Wytwarzanie	GWh	24,5
Energia cieplna	TJ	20 770,0

Rozdział V: Otoczenie regulacyjne

1. Koncesje

Według stanu na dzień 30 czerwca 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.

Według stanu na dzień 30 czerwca 2014 roku PGNiG S.A. posiadała następujące koncesje, udzielone na podstawie ustawy Prawo geologiczne i górnicze:

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

2. Zmiany w taryfach PGNiG S.A.

W I półroczu 2014 roku obowiązywała „Taryfa dla paliw gazowych PGNiG S.A. (Część A Taryfa w zakresie dostarczania paliw gazowych nr 6/2014)” zatwierdzona decyzją Prezesa URE w dniu 17 grudnia 2013 roku. Średnia wysokość cen i stawek opłat związanych z dostarczaniem do odbiorców gazu wysokometanowego (E) wzrosła o 1,5%, gazu zaazotowanego (Lw) o 4,7%, natomiast gazu zaazotowanego (Ls) o 7,3%.

13 czerwca 2014 roku Prezes URE zatwierdził zmianę „Taryfy dla paliw gazowych PGNiG S.A. (Część A Taryfa w zakresie dostarczania paliw gazowych nr 6/2014)” 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 energetycznych (dotychczas były to jednostki objętościowe). Nowe zasady rozliczeń nie wpłyną zasadniczo na wysokość opłat pobieranych z tytułu dostarczania paliwa gazowego. Ceny paliw gazowych oraz stawki opłat dystrybucyjnych i przesyłowych 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 zaokrąglen powstałych w wyniku przeliczeń (nie powinny przekroczyć +/- 1%).

W poniższych tabelach przedstawiono średnie opłaty (zł/m³) stosowane w I półroczu 2014 roku w rozliczeniach z odbiorcami w podziale na rodzaj dostarczanego paliwa oraz miejsce odbioru paliwa gazowego. Prezentowane tabele nie uwzględniają podatku akcyzowego wprowadzonego 1 listopada 2013 roku.

Sprawozdanie Zarządu z działalności Grupy Kapitałowej PGNiG i PGNiG S.A.
za I półrocze 2014 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 Zabrzu

	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%

Sprawozdanie Zarządu z działalności Grupy Kapitałowej PGNiG i PGNiG S.A.
za I półrocze 2014 roku

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%

Zwolnienie z taryfikowania uczestników hurtowego rynku obrotu gazem

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.

30 sierpnia 2013 roku PGNiG S.A. wystąpiła do Prezesa URE z wnioskiem o zwolnienie z obowiązku przedkładania taryf do zatwierdzenia w zakresie hurtowego obrotu paliwami gazowymi. Do dnia sporządzenia sprawozdania postępowanie nie zostało zakończone.

Ponadto 23 października 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 postępowanie nie zostało zakończone.

3. Ryzyka regulacyjne

Ustawa Prawo energetyczne

W dniu 11 września 2013 roku weszła w życie ustawa o zmianie ustawy Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw (tzw. „mały trójpak energetyczny”). Zmiana ustawy wprowadziła szereg zmian otoczenia regulacyjnego rynku gazu ziemnego związanych m.in. z potrzebą dostosowania polskich przepisów do postanowień III pakietu energetycznego oraz liberalizacją rynku gazu, w szczególności poprzez mechanizm tzw. obliga giełdowego.

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 umożliwia uczestnikom rynku nabywanie produktów na równych warunkach. Rozwiązanie to może oznaczać dla PGNiG S.A. ryzyko stopniowej utraty rynku. Dynamika ewentualnej utraty udziałów rynkowych przez PGNiG S.A. zależna jednak będzie od liczby i wielkości podmiotów wchodzących na rynek gazu oraz relacji cenowych pomiędzy ceną taryfową a kontraktami giełdowymi.

Realizacja obliga giełdowego

PGNiG S.A. jest od strony podażowej w pełni przygotowana do wypełnienia obliga giełdowego. W 2014 roku obliga giełdowe obowiązuje 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 2013 roku Spółka nie wywiązała się z ustawowego poziomu obliga giełdowego. Dla zapewnienia realizacji obliga giełdowego, w sierpniu 2014 roku działalność operacyjną rozpocznie spółka PGNiG Obrót Detaliczny Sp. z o.o., która będzie pozyskiwać gaz na Towarowej Giełdzie Energii, a następnie sprzedawać go odbiorcom indywidualnym. Nadal istnieje

jednak ryzyko, że w 2014 roku obligo giełdowe nie zostanie zrealizowane przez PGNiG S.A. na poziomie wymaganym przez ustawę Prawo energetyczne.

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 metodologia 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. ryzyko 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 dużej 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 2013/2014 blisko połowa pojemności PMG była

wypełniona przez zapasy obowiązkowe oraz bufor umożliwiający odbiór gazu z zapasu w ustawowym terminie. Zatłaczanie magazynów w sezonie letnim, charakteryzującym się niskim zapotrzebowaniem odbiorców na gaz, ułatwia realizację minimum letniego w ramach kontraktu jamalskiego przez zwiększenie łącznej wielkości zapotrzebowania na gaz ziemny. Istnieje zagrożenie, że wysoki stan zatłoczenia PMG na początku sezonu letniego, związany z utrzymywaniem zapasów obowiązkowych przyczyni się do braku możliwości zrealizowania zobowiązań kontraktowych na dostawy gazu z importu.

Ustawa Prawo geologiczne i górnicze

W I półroczu 2014 roku kontynuowane były prace legislacyjne nad zasadniczą zmianą otoczenia regulacyjnego segmentu poszukiwanie i wydobywanie, które obejmowały dwa projekty ustaw: ustawa o zmianie ustawy Prawo geologiczne i górnicze oraz niektórych innych ustaw oraz ustawa o specjalnym podatku węglowodorowym, zmianie ustawy o podatku od wydobywania niektórych kopalin oraz o zmianie niektórych innych ustaw. W lipcu 2014 roku ustawy te zostały przyjęte przez Sejm RP. Uchwalone ustawy zakładają m.in. zwiększenie obciążeń fiskalnych związanych z działalnością wydobywcą 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 VI: Poszukiwanie i wydobywanie

1. Poszukiwanie

Prace poszukiwawcze w Polsce

W I półroczu 2014 roku PGNiG S.A. prowadziła poszukiwanie gazu zarówno ze złóż konwencjonalnych, jak i niekonwencjonalnych (typu *shale gas* i *tight gas*). Prace poszukiwawczo-rozpoznawcze w kraju Spółka realizowała na terenie Karpat, Przedgórze Karpat i na Niżu Polskim, zarówno we własnym zakresie, jak i we współpracy z partnerami. Prace wiertnicze w kraju prowadzone były w 10 otworach, w tym: 5 poszukiwawczych, 4 badawczych oraz w 1 otworze rozpoznawczym. Spośród tych 10 otworów, 7 wierconych było w poszukiwaniu złóż niekonwencjonalnych.

W I półroczu 2014 roku 2 otwory zakwalifikowano jako otwory pozytywne: otwór poszukiwawczy na obszarze Niżu Polskiego (odwiercony w latach poprzednich) i otwór rozpoznawczy na obszarze Przedgórze Karpat (w ramach poszukiwania złóż niekonwencjonalnych). W 6 odwiertach nie uzyskano przemysłowego przyływu węglowodorów i odwierty te zostały zlikwidowane: 1 otwór na Przedgórze Karpat i 5 na Niżu Polskim, w tym w 2 odwiercone w latach poprzednich.

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 I półroczu 2014 roku dokonano końcowych rozliczeń ze spółką Egyptian General Petroleum Corporation (EGPC).

2. Wspólne przedsięwzięcia

W I półroczu 2014 roku GK PGNiG współpracowała z innymi podmiotami na obszarach koncesyjnych PGNiG S.A., FX Energy Poland Sp. z o.o. i San Leon Energy PLC (spółka wykupiła udziały dotychczasowego partnera tj. firmy Aurelian Oil & Gas PLC). Ponadto we współpracy z innymi podmiotami GK PGNiG prowadziła prace poszukiwawcze w Pakistanie, Norwegii i Libii.

2.1. Wspólne przedsięwzięcia w Polsce

14 sierpnia 2013 roku PGNiG S.A. i LOTOS Petrobaltic S.A. podpisały umowę o wspólnych operacjach na koncesji Kamień Pomorski. Realizacja umowy będzie możliwa po spełnieniu warunków zawieszających tj. uzyskaniu pozytywnej interpretacji podatkowych z Ministerstwa Finansów i zgody Ministerstwa Środowiska na poddzierzawę użytkowania górniczego. Do 30 czerwca 2014 roku nie zostały spełnione wszystkie warunki zawieszające i umowa nie weszła w życie.

31 marca 2014 roku PGNiG S.A. i Chevron Polska Energy Resources Sp. z o.o. („Chevron”) zawarły umowę pierwszej fazy współpracy przy poszukiwaniu gazu ze złóż niekonwencjonalnych. 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) oraz Tomaszów Lubelski i Wiszniów – Tarnoszyn (koncesje należące do PGNiG S.A.). Zakres prac obejmuje m.in. odwiercenie pionowego otworu poszukiwawczego.

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%.

Na obszarze „Poznań” włączono do eksploatacji złożę gazu ziemnego Komorze, natomiast z uwagi na niską wydajność przyływu gazu zlikwidowano otwór Pławce-2 (tight gas). Na obszarze „Sieraków” w otworze poszukiwawczym Szymanowice-1K przeprowadzono testy produkcyjne, które nie przyniosły zadowalających wyników i otwór zlikwidowano.

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 I półroczu 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%.

W I półroczu 2014 roku San Leon Energy PLV wystąpiła do Ministerstwa Środowiska z wnioskiem o rezygnację z koncesji Mszana Dolna i koncesji Jordanów. Spowoduje to, że umowa o wspólnych operacjach „Karpaty Wschodnie” zostanie rozwiązana.

2.2. Wspólne przedsięwzięcia 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 I półroczu 2014 roku kontynuowano prace przygotowawcze do wiercenia otworu poszukiwawczego Rizq-1, a także rozpoczęto prace przygotowawcze do wiercenia otworów rozpoznawczych Rehman-2, Rehman-3 i Rehman-4 (planowanych do wykonania w latach 2014-2015).

Norwegia

PGNiG Upstream International AS, spółka GK PGNiG, posiada udziały w koncesjach poszukiwawczo-wydobywczych na Norweskim Szelfie Kontynentalnym, zlokalizowanych na Morzach Norweskim i Barentsa. Wspólnie z partnerami spółka realizuje projekt Skarv obejmujący eksploatację złóż Skarv i Idun oraz zagospodarowanie złoża Snadd. Na pozostałych koncesjach spółka realizuje projekty poszukiwawcze.

Wydobycie węglowodorów prowadzone jest przy użyciu pływającej platformy produkcyjnej *FPSO* zacumowanej na morzu w rejonie złoża. W I półroczu 2014 roku spółka wydobyla 245,4 tys. ton ropy naftowej wraz z innymi frakcjami (w przeliczeniu na tonę ekwiwalentu ropy naftowej) i 232 mln m³ gazu ziemnego. 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.

Ponadto w I półroczu 2014 roku spółka kontynuowała prace przy projekcie zagospodarowania złoża Snadd oraz na pozostałych koncesjach poszukiwawczych. Spółka prowadziła m.in. ocenę perspektywiczności koncesji PL646, PL707, PL711, PL756 i PL648S oraz uczestniczyła, jako partner, w wierceniu otworu poszukiwawczego na obszarze koncesji PL558. Otwór ten został zakwalifikowany jako negatywny. Spółka uczestniczyła również w wykonaniu dużego zdjęcia sejsmicznego 3D we wschodniej części Morza Barentsa i dużego zdjęcia 2D w rejonie wyniesienia Hoop w centralnej części norweskiego szelfu Morza Barentsa.

W I półroczu 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 i PL600 oceniono, że ryzyko poszukiwawcze jest wysokie i spółka wspólnie z partnerami wycofała się z tych koncesji. Na dzień 30 czerwca 2014 roku PGNiG Upstream International AS posiadała udziały w 12 koncesjach poszukiwawczo-wydobywczych na Norweskim Szelfie Kontynentalnym.

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. Wydobycie

W I półroczu 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 38 kopalniach (20 gazowych, 12 ropno-gazowych i 6 ropnych).

W I półroczu 2014 roku GK PGNiG wydobyla łącznie 2.314,5 mln m³ gazu ziemnego (w przeliczeniu na gaz ziemny wysokometanowy), z czego wydobycie ze złóż krajowych wyniosło 2.053,4 mln m³, a z zagranicznych 261,1 mln m³. Natomiast wydobycie ropy naftowej wraz z innymi frakcjami osiągnęło poziom 631,9 tys. ton ropy naftowej. Wolumeny wydobycia gazu ziemnego i ropy naftowej zostały przedstawione w poniższej tabeli.

Wielkość wydobycia

	Produkt	Jednostka	I półrocze 2014
1.	Gaz ziemny, w tym:	mln m ³	2 314,5
a.	wysokometanowy, w tym	mln m ³	960,4
	- Oddział w Zielonej Górze	mln m ³	0,0
	- Oddział w Sanoku	mln m ³	728,4
	- Norwegia	mln m ³	232,0
b.	zaazotowany, w tym:	mln m ^{3*}	1 354,1
	- Oddział w Zielonej Górze	mln m ^{3*}	1 286,0
	- Oddział w Sanoku	mln m ^{3*}	39,0
	- Pakistan	mln m ^{3*}	29,1
2.	Ropa naftowa, w tym:	tys. ton	631,9
	- Oddział w Zielonej Górze	tys. ton	362,9
	- Oddział w Sanoku	tys. ton	23,6
	- Norwegia	tys. ton	245,4

* w przeliczeniu na gaz ziemny wysokometanowy

W I półroczu 2014 roku na terenie działania Oddziału PGNiG S.A. w Zielonej Górze podłączono do eksploatacji 1 odwiert na złożu Radlin o zdolności wydobywczej 1,2 tys. m³/h (w przeliczeniu na gaz wysokometanowy). Ponadto, we współpracy z firmą FX Energy Poland Sp. z o.o., włączono do eksploatacji złożo Komorze o zdolności wydobywczej 1,2 tys. m³/h (w przeliczeniu na gaz wysokometanowy).

Podziemne magazyny gazu

W I półroczu 2014 roku segment poszukiwanie i wydobycie na własne potrzeby wykorzystywał pojemności czynne podziemnych magazynów gazu zaazotowanego Daszewo i Bonikowo. Pojemności

magazynowe wykorzystywane na potrzeby wydobycia są wyłączone z definicji instalacji magazynowej w rozumieniu ustawy Prawo energetyczne.

Pojemności czynne magazynów segmentu poszukiwanie i wydobycie na dzień 30 czerwca 2014 roku przedstawia poniższa tabela.

Pojemności czynne magazynów segmentu poszukiwanie i wydobycie w mln m³

Gaz zaazotowany	I półrocze 2014
Daszewo (Ls)	30,0
Bonikowo (Lw)	200,0

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 I półroczu 2014 roku GK PGNiG sprzedała łącznie 387,9 mln m³ gazu ziemnego, z czego 359,2 mln m³ na rynku krajowym i 28,7 mln m³ w Pakistanie. Ponadto w wyniku włączenia do eksploatacji złóż Lubiatów, Międzychód i Grotów (LMG), a także złoża na Norweskim Szelfie Kontynentalnym Grupa sprzedała o 210,1 tys. ton ropy naftowej więcej niż w I półroczu 2013 roku. Poniższa tabela przedstawia sprzedaż gazu ziemnego bezpośrednio ze złóż (w tym LNG) oraz sprzedaż ropy naftowej wraz z innymi frakcjami.

Sprzedaż podstawowych produktów

	Jednostka	I półrocze 2014
Gaz ziemny, w tym:	mln m ³	387,9
- gaz ziemny wysokometanowy	mln m ³	35,6
- gaz ziemny zaazotowany*	mln m ³	352,3
Ropa naftowa	tys. t.	659,2

* w przeliczeniu na gaz wysokometanowy

Głównymi odbiorcami gazu ziemnego w Polsce byli odbiorcy przemysłowi, których udział w wolumenie sprzedaży stanowił ok. 83%. Sprzedaż ropy naftowej realizowana była do 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.

5. Działalność usługowa

W I półroczu 2014 roku spółki segmentu poszukiwanie i wydobycie prowadziły wiercenia otworów poszukiwawczych, rozpoznawczych, badawczych i eksploatacyjnych oraz związanych z budową podziemnego magazynu gazu, świadczyły usługi z zakresu specjalistycznych serwisów górnictwa

otworowego, a także usługi geofizyczne. Głównym odbiorcą usług wiertniczych była PGNiG S.A., a pozostałych usług kontrahenci zewnętrzni.

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.
- 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 dla PGNiG S.A.

Natomiast na rynkach zagranicznych wykonywano wiercenia w poszukiwaniu konwencjonalnych złóż węglowodorów dla odbiorców zewnętrznych w Ugandzie, Etiopii, Pakistanie, Kazachstanie, na Litwie i Ukrainie. Ponadto segment realizował kontrakty na wiercenia eksploatacyjne. Wiercenia te prowadzone były w kraju dla PGNiG S.A. i 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, intensyfikacji wydobycia, wyposażenia wgłębnego odwiertów wraz z opróbowaniem, *coiled tubing* i urządzeń azotowych oraz wykonywał remonty, rekonstrukcje i likwidacje odwiertów. Odbiorcami usług serwisowych była zarówno PGNiG S.A., jak i odbiorcy zewnętrzni. W kraju dla inwestorów spoza GK PGNiG świadczone głównie usługi serwisowe dla: KGHM Polska Miedź S.A., Zielona Góra Copper Sp. z o.o., Mozów Copper Sp. z o.o., LOTOS Petrobaltic S.A., FX Energy Poland Sp. z o.o., Wisent Oil & Gas Sp. z o.o. i Geops Deep Drilling. Za granicą spółka wykonywała m.in. likwidacje i rekonstrukcje odwiertów w Czechach i prace *coiled tubing* na Ukrainie i w Rumunii.

W I półroczu 2014 roku spółki z segmentu poszukiwanie i wydobycie świadczyły usługi geofizyczne z zakresu geofizyki poszukiwawczej (akwizycja, przetwarzanie i interpretacja danych sejsmicznych) oraz sejsmiki 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., Lane Energy Poland Sp. z o.o. i KGHM Polska Miedź S.A. Dla PGNiG S.A. spółki segmentu wykonywały usługi geofizyki poszukiwawczej, natomiast dla kontrahentów zewnętrznych świadczone usługi zarówno geofizyki poszukiwawczej, jak i sejsmiki otworowej. Na rynkach zagranicznych prowadzono sejsmiczne prace polowe dla kontrahentów z Omanu i Gruzji, a także świadczone usługi przetwarzania danych sejsmicznych i ich interpretacji, głównie dla odbiorców z Pakistanu.

6. Planowane działania

Prace poszukiwawcze w Polsce

W II półroczu 2014 roku GK PGNiG kontynuować będzie prace poszukiwawcze geofizyczne i wiertnicze obejmujące obiekty poszukiwawcze rozmieszczone na obszarze Karpat, Przedgórze Karpat i Nizy Polskiego. Prace te prowadzone będą zarówno we własnym zakresie, jak i we współpracy z innymi podmiotami. W ramach poszukiwania złóż konwencjonalnych na słabo rozpoznany obszarze Karpat wiercony będzie głęboki otwór Fredropol-1.

Ponadto Spółka planuje m.in. realizację zadań pozwalających otworzyć nowe, słabo rozpoznane obszary poszukiwania pod kątem niekonwencjonalnych złóż *shale gas/oil* i *tight gas*. Na Niżu Polskim Spółka zamierza kontynuować wiercenie otworów Miłowo-1 i Będomin-1 oraz rozpocząć wiercenie kolejnych nowych odwiertów.

Prace poszukiwawcze za granicą

W Pakistanie, w celu weryfikacji potencjału złożowego struktury położonej na północ od odkrytego złoża Kirthar, PGNiG S.A. planuje wykonanie otworu Rizq-1.

Na Norweskim Szelfie Kontynentalnym PGNiG Upstream International AS kontynuować będzie, jako partner, prace rozpoznawczo-dokumentacyjne na złożu Snadd oraz analizę danych sejsmicznych pozyskanych w I półroczu 2014 roku. 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 1000 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 2014 roku GK PGNiG planuje wydobycie ok. 4,63 mld m³ gazu w przeliczeniu na gaz wysokometanowy o cieple spalania 39,5MJ/m³. W II półroczu 2014 roku na obszarze działania Oddziału w Sanoku planuje się włączenie do eksploatacji odwierty na złożach już eksploatowanych: Przemyśl, Dzików i Lubliniec – Cieszanów oraz oddanie do eksploatacji nowego złoża Pogwizdów. Na obszarze działania Oddziału w Zielonej Górze planuje się podłączyć odwiert Lisewo-2k.

Wydobycie ropy naftowej

W 2014 roku GK PGNiG planuje wydobycie 1.185 tys. ton ropy naftowej. Eksploatacja złóż ropy naftowej będzie prowadzona na terenie Polski oraz na Norweskim Szelfie Kontynentalnym.

Działalność usługowa

W II półroczu 2014 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 Etiopii, Egipcie, Kazachstanie, Pakistanie, na Litwie i Ukrainie. Ponadto potencjalnymi rynkami, gdzie złożono oferty, są Tanzania, Kongo, Irak (Kurdystan), Uzbekistan, Rosja i Czechy.

Prace specjalistycznych serwisów górnictwa otworowego planowane są w kraju, głównie dla PGNiG S.A., oraz dla firm zagranicznych posiadających koncesje na poszukiwania surowców mineralnych (głównie węglowodorów), a za granicą dla kontrahentów zewnętrznych m.in. w Chorwacji, Rumunii, Słowacji, Czechach, Uzbekistanie na Ukrainie i Litwie.

Ponadto segment wykonywać będzie usługi akwizycji, przetwarzania i interpretacji danych sejsmicznych dla PGNiG S.A. i kontrahentów zewnętrznych (m.in. dla PKN Orlen, AGH, LOTOS

Petrobaltic S.A.) oraz usługi geofizyki wiertniczej na potrzeby własne segmentu. Na rynkach zagranicznych GK PGNiG planuje świadczyć usługi geofizyczne na terenie Tunezji, Omanu, Pakistanu, Kenii, Kamerunu, Urugwaju, Jemenu, Indii, Gruzji, oraz krajów członkowskich Unii Europejskiej (m.in. Niemcy, Węgry).

7. Ryzyka poszukiwania i wydobywania

Odkrycia i szacowanie zasobów

Działalność poszukiwawcza obarczona jest przede wszystkim ryzykiem braku odkrycia złoża, tzw. ryzykiem poszukiwawczym. Oznacza to, iż nie w każdym zidentyfikowanym potencjalnym obiekcie złożowym istnieje nagromadzenie węglowodorów spełniające kryteria definicji złoża.

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

Poszukiwanie niekonwencjonalnych złóż gazu

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

Opóźnienia prac

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

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

- brakiem lub zmianą uchwalonych miejscowych planów zagospodarowania przestrzennego (MPZP) przez jednostki samorządu terytorialnego
- problemami z wprowadzeniem inwestycji do MPZP

- uzyskiwaniem decyzji administracyjnych (w tym środowiskowych) lub innych formalno-prawnych (pozwolenie na budowę)
- zmianami aktualnej koncepcji projektu inwestycyjnego
- trudnościami z uzyskiwaniem zgód właścicieli gruntów na wejście w teren.

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

Koszty prac poszukiwawczych

Na kapitałochłonność prac poszukiwawczych mają wpływ ceny nośników energii oraz materiałów. Koszty prac poszukiwawczych są szczególnie wrażliwe na poziom cen stali, które przekładają się na ceny rur okładzinowych i wydobywczych, stosowanych w pracach wiertniczych. Wzrost cen energii i materiałów powoduje wzrost kosztów prac poszukiwawczych. Istotny wpływ na rentowność zagranicznych projektów poszukiwawczych mają ceny produktów ropopochodnych oraz wahania kursów walutowych. W celu obniżenia kosztów prac wiertniczych w 2011 roku PGNiG S.A. wprowadziła system *daily rate* przy wyborze wykonawców tych prac.

Wykwalifikowana kadra

Obecność firm zagranicznych na polskim rynku nasiliła zjawisko przejmowania przez nie wysoko wyspecjalizowanych pracowników o dużym doświadczeniu zawodowym. Ryzyko to jest wysokie zwłaszcza w przypadku specjalistów z dziedziny poszukiwania złóż gazu ziemnego i ropy naftowej. W krajach, gdzie PGNiG S.A. prowadzi działalność, występują trudności w naborze wysoko wykwalifikowanej kadry.

Konkurencja

Zarówno w kraju, jak i za granicą istnieje ryzyko wystąpienia konkurencji ze strony innych firm w zakresie nabywania koncesji na poszukiwanie i rozpoznawanie złóż. Niektórzy konkurenci PGNiG S.A., zwłaszcza działający globalnie, posiadają silną pozycję rynkową oraz większe niż PGNiG S.A. zasoby finansowe. W rezultacie istnieje prawdopodobieństwo, że firmy te przystąpią do przetargów i będą w stanie nabyć koncesje o dobrych perspektywach poszukiwawczych, oferując lepsze warunki, niż pozwalają na to zasoby finansowe i ludzkie PGNiG S.A. Przewaga ta jest szczególnie istotna na arenie międzynarodowej.

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.

Zmiany prawne

Częste zmiany w przepisach prawnych (szczególnie w krajach podporządkowanych autorytarnym rządowi) mogą mieć bezpośredni wpływ na pojawienie się utrudnień w działalności poszukiwawczej.

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 niepokoju społecznego.

W lutym 2011 roku w związku z wystąpieniem siły wyższej PGNiG S.A. wycofała 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. PGNiG S.A. wycofała do Polski wszystkich Polaków pracujących na koncesji Murzug 113. Sprzęt został zabezpieczony i pozostał pod ochroną libijskich sił rządowych oraz nadzorem libijskich podwykonawców.

W niektórych krajach działalność firm poszukiwawczych utrudnia brak odpowiedniej infrastruktury, co stwarza potencjalne problemy z dostarczaniem sprzętu, ludzi i materiałów w rejon działalności poszukiwawczej. Mogą również wystąpić problemy z transportem zaopatrzenia oraz trudności z zapewnieniem odpowiednich standardów opieki medycznej. Występowanie powyższych czynników ryzyka może wpłynąć na ograniczenie lub zawieszenie działalności poszukiwawczej.

Nieprzewidziane zdarzenia

Eksploatowane przez PGNiG S.A. złoża węglowodorów znajdują się często na dużych głębokościach, co związane jest z występowaniem w nich bardzo wysokich ciśnień, dodatkowo wiele złóż w składzie chemicznym zawiera 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.

Rozdział VII: Obrót i magazynowanie

1. Zakupy gazu ziemnego

W I półroczu 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 Indywidualnej sprzedaży gazu ziemnego z dnia 13 maja 2011 roku z Vitol SA, obowiązującej do 1 października 2014 roku”
- „Umowy sprzedaży gazu Lasów z dnia 17 sierpnia 2006 roku z VNG-Verbundnetz Gas AG, obowiązującej do 1 października 2016 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 I półroczu 2014 roku, w celu wywiązania się z zobowiązań handlowych, GK PGNiG kupiła łącznie 6.037,4 mln m³ gazu ziemnego. Poniższa tabela przedstawia strukturę zakupów gazu ziemnego od dostawców w przeliczeniu na gaz wysokometanowy.

Struktura zakupów gazu ziemnego (w mln m³)

	I półrocze 2014	%
Dostawcy zagraniczni w tym:	5 827,8	96,5%
- OOO "Gazprom eksport"	4 540,7	77,9%
- Pozostali dostawcy zagraniczni	1 287,1	22,1%
Dostawcy krajowi	209,6	3,5%
Razem	6 037,4	100,0%

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 I półroczu 2014 roku sprzedaż segmentu obrót i magazynowanie wyniosła 7.825,7 mln m³ gazu i była o ok. 7% niższa w stosunku do I półrocza 2013 roku. Spowodowane to zostało przede wszystkim wyższą średnią temperaturą powietrza w I półroczu 2014 roku. W tabeli została przedstawiona sprzedaż gazu ziemnego segmentu obrót i magazynowanie (w przeliczeniu na gaz wysokometanowy).

Sprawozdanie Zarządu z działalności Grupy Kapitałowej PGNiG i PGNiG S.A.
za I półrocze 2014 roku

Sprzedaż gazu ziemnego (w mln m³)

	I półrocze 2014	%
Rynek krajowy	6 922,8	88,5%
- gaz ziemny wysokometanowy	6 666,7	96,3%
- gaz ziemny zaazotowany	256,1	3,7%
Rynek zagraniczny (gaz wysokometanowy)	902,9	11,5%
Razem	7 825,7	100,0%

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. 6,5 mln) byli odbiorcy domowi, którzy stanowili 97% klientów GK PGNiG. Największy udział w wolumenie sprzedaży mieli odbiorcy przemysłowi. Na Towarowej Giełdzie Energii Grupa sprzedała ok. 246,7 mln m³ gazu ziemnego. W tabeli została zaprezentowana struktura sprzedaży gazu ziemnego na rynku krajowym (w przeliczeniu na gaz wysokometanowy) w podziale na grupy odbiorców.

Sprzedaż gazu ziemnego na rynku krajowym (mln m³)

	I półrocze 2014	%
Odbiorcy przemysłowi	3815,0	55,1%
Handel, usługi	757,0	10,9%
Odbiorcy domowi	1994,6	28,8%
Odbiorcy hurtowi	109,5	1,6%
Giełda	246,7	3,6%
Razem	6 922,8	100,0%

W I półroczu 2014 roku GK PGNiG sprzedała 902,9 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 I półroczu 2014 roku PGNiG S.A. prowadziła obrót hurtowy energią elektryczną i produktami powiązаныmi na rynku polskim i niemieckim. W Polsce obrót realizowany był na rynku pozagiełdowym (w ramach podpisanych umów na bazie standardu *EFET (European Federation of Energy Traders)* i za pośrednictwem brokerów) oraz na Towarowej Giełdzie Energii S.A. 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*).

Zakup energii elektrycznej

W I półroczu 2014 roku segment obrót i magazynowanie GK PGNiG kupił 3.279,3 GWh energii elektrycznej, z czego 1.100,7 stanowiły zakupy na rynku krajowym. Zakupami energii elektrycznej zajmowały się dwie spółki GK PGNiG: PGNiG S.A. i PGNiG Sales & Trading GmbH.

Sprzedaż energii elektrycznej

W I półroczu PGNiG S.A. sprzedawała energię elektryczną do klientów biznesowych (grupy taryfowe A, B i C), a także uruchomiła sprzedaż energii elektrycznej 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 I półroczu 2014 roku PGNiG S.A. 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 Spółki w zakresie sprzedaży gazu ziemnego lub podpiszą umowę w tym zakresie.

PGNiG Sales & Trading GmbH sprzedawała energię elektryczną odbiorcom końcowym głównie na rynku niemieckim. Odbiorcami energii elektrycznej były małe i średnie przedsiębiorstwa oraz gospodarstwa domowe.

W I półroczu 2014 roku segment obrót i magazynowanie sprzedał 5.242,2 GWh energii elektrycznej, z czego 3.027,2 stanowiła sprzedaż na rynku krajowym. W poniższej tabeli została zaprezentowana struktura sprzedaży energii elektrycznej w podziale na grupy odbiorców.

Sprzedaż energii elektrycznej (GWh)

	I półrocze 2014	%
Odbiorcy końcowi	124,2	2,4%
Przedsiębiorstwa obrotu	1 659,8	31,7%
Rynek bilansujący	226,9	4,3%
Giełda	3 231,3	61,6%
Sprzedaż razem	5 242,2	100,0%

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.

W I półroczu 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 dnia 17 grudnia 2012 roku. Decyzją z dnia 2 lipca 2014 roku Prezes URE zatwierdził „Taryfę w zakresie usług magazynowania paliwa gazowego Nr 1/2014” na okres do 31 marca 2015 roku. Nowa 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).

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 mln m³).

Świadczenie usług magazynowania w oparciu o nowe zdolności magazynowe w PMG Strachocina i PMG Wierzchowice rozpoczęło się 20 maja 2014 roku, natomiast świadczenie usług magazynowania w KPMG Kosakowo – 17 lipca 2014 roku (tj. z dniem wejścia w życie „Taryfy w zakresie usług magazynowania paliwa gazowego Nr 1/2014”).

Na dzień 30 czerwca 2014 roku GK PGNiG udostępniła na zasadach TPA oraz na potrzeby OGP GAZ-SYSTEM S.A. łącznie 2.472,5 mln m³ pojemności magazynowych czynnych instalacji magazynowych, z czego 2.451,0 mln m³ na zasadach umowy długoterminowej, a 21,5 mln m³ na zasadach umowy krótkoterminowej. Natomiast 0,39 mln m³ wykorzystywane jest na pokrycie zużycia własnego KPMG Mogilno. Pojemności czynne i udostępnione pojemności czynne instalacji magazynowych na dzień 30 czerwca 2014 roku przedstawia poniższa tabela.

Pojemności czynne i udostępnione pojemności czynne magazynów segmentu obrót i magazynowanie

	Pojemności czynne instalacji magazynowych (mln m ³)	Udostępnione pojemności czynne instalacji magazynowych (mln m ³)
PMG Brzeźnica	65,0	65,0
PMG Husów	350,0	350,0
KPMG Mogilno	407,9	407,5
KPMG Kosakowo	51,2	-
PMG Strachocina	360,0	360,0
PMG Swarzów	90,0	90,0
PMG Wierzchowice	1 200,0	1 200,0
Razem	2 524,1	2 472,5

5. Planowane działania

Zakup gazu ziemnego

W II półroczu 2014 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.

Rozdzielenie handlu hurtowego od detalicznego

W celu realizacji tzw. obliga giełdowego, w sierpniu 2014 roku działalność operacyjną rozpocznie spółka PGNiG Obrót Detaliczny Sp. z o.o. Spółka będzie pozyskiwać gaz na Towarowej Giełdzie Energii, a następnie sprzedawać go odbiorcom indywidualnym. W drodze sukcesji generalnej nastąpi automatyczne przeniesienie umów z odbiorcami końcowymi do spółki PGNiG Obrót Detaliczny Sp. z o.o.

Utworzenie spółki PGNiG Obrót Detaliczny Sp. z o.o. jest kolejnym, po powołaniu w PGNiG S.A. Oddziału Obrotu Hurtowego, etapem procesu rozdzielenia handlu hurtowego od handlu detalicznego. Obsługę klientów, którzy w poprzednim roku kalendarzowym odebrali powyżej 25 mln m³ gazu ziemnego oraz klientów dokonujących zakupu gazu bezpośrednio ze źródeł i kupujących ropę naftową przeniesiono do Oddziału Obrotu Hurtowego. 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.

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 II półroczu 2014 roku PGNiG S.A. będzie kontynuowała rozbudowę KPMG Mogilno, a także rozbudowę PMG Husów. Ponadto Spółka realizować będzie rozpoczętą w 2007 roku budowę nowego magazynu gazu wysokometanowego KPMG Kosakowo.

6. Ryzyka obrotu i magazynowania

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 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. Kara pieniężna za nieprzestrzeganie obowiązku dywersyfikacji dostaw gazu z zagranicy w latach 2007 – 2008 wyniosła 1.500.000 zł (21 stycznia 2014 roku PGNiG S.A. złożyła do Sądu Apelacyjnego w Warszawie apelację od tego wyroku).

Uwolnienie cen gazu ziemnego

PGNiG S.A. 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 przez PGNiG S.A. 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 konsekwencji wprowadzenia powyższych zmian udział Spółki i GK PGNiG w wolumenie sprzedawanego gazu ziemnego może się zmniejszyć na rzecz dotychczas działających, jak i również nowych podmiotów zajmujących się obrotem gazem.

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.

Niezależnie od procesu uwalniania cen gazu, w drugim kwartale 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.

Kontrakty na dostawę gazu na zasadach *take or pay*

PGNiG S.A. jest stroną 4 kontraktów długoterminowych na dostawę paliwa gazowego do Polski posiadających tzw. klauzulę *take or pay*. Najważniejsze z nich to kontrakty z OOO „Gazprom eksport” oraz z Qatar Liquefied Gas Company Limited (3). Przy założeniu utrzymania portfela klientów PGNiG S.A. na dotychczasowym poziomie, realizacja tychże kontraktów w ilościach określonych w odpowiednich klauzulach *take or pay* oznaczać będzie minimalizowanie zakupów gazu spotowego, aktualnie najbardziej atrakcyjnego cenowo. W przypadku utraty rynku przez PGNiG S.A. istnieje ryzyko, że PGNiG S.A. zmuszona będzie do poszukiwania nowych możliwości zagospodarowania nadwyżek gazu w portfelu. Wiązać się to będzie z potrzebą uniknięcia zapłaty za nieodebrany gaz (wynikającą z klauzuli *take or pay*) lub też realizacji sprzedaży nadwyżek z tzw. ujemną marżą. Istnieje też ryzyko, że w przypadku opóźnienia w oddaniu przez Polskie LNG SA terminalu LNG do użytkowania wykraczającego poza 31 grudnia 2014 roku, PGNiG S.A. zobowiązana będzie do zapłaty za nieodebrane ilości LNG. Obowiązek ten wynika z klauzuli *take or pay* zawartej w umowie z Qatar Liquefied Gas Company Limited (3). Równoległe występuje ryzyko, że przy obecnych warunkach kontraktowych oraz rynkowych taryfy ustalone przez Prezesa URE nie pokryją średnioważonych kosztów pozyskania gazu przez PGNiG S.A.

Zakłócenia w dostawach gazu z kierunku wschodniego

W I półroczu 2014 roku nie wystąpiły zakłócenia w dostawach gazu ziemnego z kierunku wschodniego. Jednak ze względu na niestabilną sytuację na Ukrainie istnieje ryzyko wystąpienia ograniczeń w dostawach gazu dla odbiorców europejskich. PGNiG S.A. na bieżąco monitoruje sytuację na rynku wschodnim i jest w stałym kontakcie z OOO „Gazprom Eksport”. Dostawca rosyjski zapewnia, że podejmuje i będzie podejmował wszelkie, niezbędne działania w celu zapewnienia stabilnych i nieprzerwanych dostaw gazu do Polski w zakontraktowanych ilościach. Wychodzi również z założenia, że strona ukraińska będzie także w całości wywiązywać się ze swoich zobowiązań w zakresie transportu gazu do krajów europejskich.

Rozdział VIII: Dystrybucja

1. Podstawowa działalność

W I półroczu 2014 roku segment zajmował się przede wszystkim przesyłaniem gazu wysokometanowego, zaazotowanego i koksowniczego, a także niewielkich ilości gazu propan-butan siecią dystrybucyjną. Ponadto segment prowadził prace związane z rozbudową i modernizacją sieci gazowej oraz dokonywał przyłączeń nowych klientów, zarówno do istniejącej sieci, jak i do rozbudowywanej.

Od 1 stycznia 2014 roku w rozliczeniach z odbiorcami Polską Spółkę Gazownictwa Sp. z o.o. obowiązuje „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 spółka złożyła wnioski o zatwierdzenie nowej taryfy. Decyzją z dnia 18 czerwca 2014 roku Prezes URE zatwierdził „Taryfę nr 2 dla usług dystrybucji paliwa gazowego i usługi regazyfikacji skroplonego gazu ziemnego”, która obowiązywać będzie od 1 sierpnia 2014 roku.

Ponadto 1 stycznia 2014 roku (od godziny 6:00) weszła w życie jednolita „Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej” dla Polskiej Spółki Gazownictwa Sp. z o.o. zatwierdzona przez Prezesa URE w dniu 23 grudnia 2013 roku. W dniu 16 maja 2014 roku Polska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o. złożyła do Prezesa URE projekt nowej „Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej” zawierający zmianę sposobu prowadzenia rozliczeń. Do dnia sporządzenia sprawozdania postępowanie nie zostało zakończone.

W I półroczu 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 I półroczu 2014 roku kontynuowano opracowanie dokumentacji projektowej dla II etapu budowy gazociągu w/c relacji Szczytno – Rybno i gazociągu w/c relacji Młynowo – Muławki, a także kontynuowano roboty budowlane na gazociągu w/c relacji Rybno – Młynowo oraz na stacjach redukcyjno-pomiarowych w Mikołajkach i 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 I półroczu 2014 roku kontynuowano opracowywanie dokumentacji projektowej dla gazyfikacji Wiślinki, gmin żuławskich i Wyspy Sobieszewskiej oraz prowadzono prace budowlane na terenie Wiślinki 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 miejscowości Nowe Miasto Lubawskie i Kurzętniki; w I półroczu 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 przyłączano odbiorców

- „Gazyfikacja miejscowości w gminach Blachownia, Herby, Wręczyca Wielka, Kłobuck, Opatów, Krzepice”; z uwagi na problemy związane z pozyskaniem praw do nieruchomości na części zakresu projektu, 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 I półroczu 2014 roku kontynuowano prace projektowe wybranych odcinków gazociągów
- „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; zakończenie inwestycji planowane jest w 2015 roku; w I półroczu 2014 roku kontynuowano budowę gazociągów w/c i s/c wraz z infrastrukturą towarzyszącą (etap I, II i III projektu), rozpoczęto budowę gazociągu s/c w mieście Włodawa (IV etap część 1) oraz kontynuowano prace projektowe dla IV etapu (część 2)
- „Gazyfikacja na terenie gmin Włoszczowa i Małogoszcz”; projekt obejmuje budowę gazociągu w/c o długości ok. 44 km wraz ze stacjami redukcyjno-pomiarowymi I stopnia oraz budowę sieci gazowej s/c o długości około 35 km wraz z 8 stacjami redukcyjno-pomiarowymi II stopnia; realizacja inwestycji rozłożona jest do roku 2015; w I półroczu 2014 kontynuowano roboty budowlano-montażowe dla I etapu inwestycji oraz rozpoczęto prace budowlane dla etapu II
- „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; realizacja inwestycji rozłożona jest do roku 2015; w I półroczu 2014 roku kontynuowano roboty budowlane dla I etapu inwestycji obejmującego budowę gazociągów w/c i s/c wraz z infrastrukturą towarzyszącą oraz kontynuowano prace projektowe dla etapu II
- „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 I półroczu 2014 roku zakończono budowę gazociągu s/c w miejscowości Osiek oraz zakończono opracowywanie dokumentacji projektowej dla gazociągu s/c w miejscowości Rypin (II etap)
- „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 I półroczu 2014 roku zakończono prace projektowe dla sieci w/c oraz rozpoczęto jej budowę.

Ponadto spółka realizowała 7 projektów inwestycyjnych w ramach regionalnych programów operacyjnych.

W I półroczu 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; realizacja projektu została przedłużona do 2016 roku
- kontynuacja modernizacji „pierścienia łódzkiego” wraz z modernizacją gazociągu w/c relacji Konstantyna – Meszce; inwestycja składa się z grupy zadań, których realizacja umożliwi m.in. poprawę stanu technicznego sieci gazowej; projekt obejmuje przebudowę gazociągów 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 I półroczu 2014 roku zakończono prace na stacji Brzezińska i kontynuowano na stacji Olechów, a także prowadzono prace projektowe stacji gazowej w/c Łódź – Smulsko
- kontynuacja prac projektowych związanych z przebudową gazociągu w/c o długości ok. 37 km, relacji Parszów – Kielce; realizacja projektu rozłożona 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 miasta Jasło; 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 I półroczu 2014 roku kontynuowano prace projektowe stacji gazowych i magistralnych gazociągów ps/c,
- przyłączenie do sieci gazowej PGE Górnictwo i Energetyka SA Oddział Zespół Elektrociepłowni Bydgoszcz; inwestycja obejmuje budowę gazociągów w/c o łącznej długości ok. 53 km oraz budowę stacji pomiarowej w/c; w I półroczu 2014 roku prowadzono prace projektowe dla etapu I inwestycji
- 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 I półroczu 2014 roku wyłoniono wykonawcę dokumentacji projektowych.

W poniższej tabeli przedstawiono informacje charakteryzujące podstawową działalność segmentu

	Jednostka	30 czerwca 2014
Ilość gazu przesłanego systemem dystrybucyjnym*	mln m ³	4 984,0
- gaz wysokometanowy	mln m ³	4 616,5
- gaz zaazotowany	mln m ³	240,0
- gaz propan-butan powietrze i propan-butan rozprężony	mln m ³	0,9
- gaz koksowniczy	mln m ³	126,6
Długość sieci bez przyłączy**	km	123 569,6
Liczba odbiorców gazu obsługiwanych przez spółkę	mln szt.	6,8
Liczba nowych odbiorców gazu przyłączonych do sieci	tys. szt.	30,1

*w przeliczeniu na gaz wysokometanowy

**sieci własne oraz obce

2. Planowane działania

W II półroczu 2014 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.

Ponadto Polska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o. koncentrować się będzie na utrzymaniu dotychczasowej pozycji na rynku oraz dalszym zwiększaniu ilości przesyłanego gazu przez:

- rozbudowę infrastruktury gazociągów dla nowych odbiorców
- zapewnienie niezbędnych zdolności transportowych i źródeł zasilania systemu gazowego
- modernizację sieci wysokiego, średniego i niskiego ciśnienia
- zastosowanie nowych systemów dystrybucji gazu przy wykorzystaniu technologii LNG
- poprawę jakości obsługi klienta
- wykorzystanie funduszy unijnych do współfinansowania rozbudowy systemów dystrybucyjnych.

3. Ryzyka w obszarze 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.

Ustawodawstwo

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

Źródła zasilania systemu dystrybucyjnego

Sieć gazowa 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 uniemożliwiają dalszy rozwój systemu gazowego na znacznym obszarze działania spółki.

Roszczenia właścicieli nieruchomości

Grupa Kapitałowa PGNiG coraz częściej spotyka się z wygórowanymi roszczeniami finansowymi właścicieli terenów, na których dawniej zlokalizowano sieć gazową. Według obowiązujących przepisów Polska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o. nie posiada uregulowanego tytułu prawnego do korzystania z nieruchomości tj. nie posiada ustanowionej służebności przesyłu. 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.

Polityka taryfowa

Ustalając taryfy Prezes URE ogranicza wzrost przychodu regulowanego (wskazując na względy społeczne), będącego podstawą kalkulacji stawek opłat. 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 przychodów za świadczoną usługę dystrybucji.

Rozdział IX: Wytwarzanie

1. Prace segmentu

W I półroczu 2014 roku segment zajmował się wytwarzaniem ciepła i energii elektrycznej oraz realizacją dużych przedsięwzięć elektroenergetycznych wykorzystujących gaz ziemny jako paliwo.

Koncesje

Według stanu na dzień 30 czerwca 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

W I półroczu 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, zatwierdzona przez Prezesa URE 12 czerwca 2013 roku.

Do 31 października 2014 roku spółkę obowiązują taryfy na przesył ciepła sieciami ciepłowniczymi w rejonach:

- Marsa Park – taryfa zatwierdzona 17 maja 2013 roku
- Annapol – 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.

Ponadto 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.

Produkcja

Podstawowymi produktami wytwarzanymi przez PGNiG TERMIKA SA są ciepło i energia elektryczna. W I półroczu 2014 roku 93% 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	Ilość
Energia elektryczna	GWh	2 381,6
Energia ciepła	TJ	20 923,8

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 30 czerwca 2014 roku spółka wytworzyła 87,6 GWh energii elektrycznej.

Sprzedaż

W I półroczu 2014 roku PGNiG TERMIKA SA sprzedała 20.770 TJ energii cieplnej. Głównym odbiorcą ciepła sprzedawanego przez PGNiG TERMIKA SA była spółka Dalkia Warszawa S.A., która kupiła 95,9% 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 I półroczu 2014 PGNiG TERMIKA SA sprzedała 2.037,8 GWh energii elektrycznej, w tym 78,4 GWh w ramach świadczenia usługi GWS. Głównym odbiorcą energii elektrycznej wyprodukowanej w zakładach PGNiG TERMIKA SA była spółka PGNiG S.A., której udział w wolumenie sprzedaży energii elektrycznej spółki w I półroczu 2014 roku wyniósł 99%. Ponadto spółka realizowała sprzedaż energii elektrycznej do mniejszych odbiorców.

Budowa bloku gazowo-parowego w Stalowej Woli

W I półroczu 2014 roku w ramach projektu „Budowa bloku gazowo-parowego w Stalowej Woli”, realizowanego wspólnie z Tauron Polska Energia S.A. prowadzono prace budowlane i montażowe tj.: montaż konstrukcji nośnej kotła odzyskowego, zadaszenie hali turbiny parowej, montaż ścian bocznych hali maszynowni oraz budowę pompowni wody chłodzącej. Ponadto realizowano transport urządzeń podstawowych i pomocniczych na budowę. W omawianym okresie dokonano odbioru prac I etapu budowy progu spiętrzającego na rzece San i przystąpiono do realizacji II etapu.

2. Planowane działania

W II półroczu 2014 roku w zakresie działalności prowadzonej na dotychczasowych rynkach PGNiG TERMIKA SA będzie dążyć do rozwoju systemu ciepłowniczego zawierając umowy sprzedaży ciepła bezpośrednio z odbiorcami końcowymi, z wykorzystaniem zasady *TPA*.

W II półroczu 2014 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.

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.

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. Wpłynie to na zmianę udziału PGNiG TERMIKA SA w produkcji ciepła dla miejskiej sieci ciepłowniczej miasta stołecznego Warszawy z obecnego poziomu 98% do poziomu 95% w 2019 roku.

Współpraca z 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 w celu pozyskania klienta końcowego.

Rozdział X: Pozostała działalność

1. Prace segmentu

W I półroczu 2014 roku spółki segmentu realizowały prace związane m.in. z robotami budowlano-montażowymi z zakresu budowy gazociągów przesyłowych, tłoczni gazu ziemnego, węzłów rozdzielczo-pomiarowych oraz zagospodarowania złóż węglowodorów. Ponadto spółki zajmowały się produkcją urządzeń wiertniczych, 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 I półroczu 2014 roku należały usługi budowlano-montażowe z zakresu budowy gazociągów wysokiego ciśnienia, węzłów i tłoczni 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 Rembelszczyzna – Gustorzyn 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.
- produkcja części do wyposażenia platform i statków wiertniczych dla Aker Solutions (Norwegia)
- montaż rurociągów HDPE, zaworów i hydrantów w ramach „Projektu Polskie LNG” dla Saipem S.P.A. S.A. Oddział w Polsce
- produkcja części do urządzeń budowlanych dla EXACTA Sp. z o.o.

Ponadto dla odbiorców zewnętrznych spółki segmentu sporządzały dokumentacje projektowe oraz prowadziły m.in. nadzór autorski w ramach realizacji inwestycji z zakresu budowy terminalu naftowego w Gdańsku, przeprowadzały remonty silników 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 (dokończenie projektu realizowanego wcześniej przez PBG).

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

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 dokumentacje techniczne i projektowe infrastruktury gazowej.

2. Planowane działania

W II półroczu 2014 roku segment kontynuował będzie prace budowlano-montażowe związane m.in. z budową gazociągów wysokiego ciśnienia, budową tłoczni gazu oraz wykonaniem węzłów i zespołów zaporowo-upustowych przy budowie gazociągu wysokiego ciśnienia. Spółki segmentu zamierzają utrzymać swoją pozycję w zakresie produkcji urządzeń wiertniczych, w tym: elementów wyposażenia powierzchniowego odwiertów dla złóż konwencjonalnych i niekonwencjonalnych oraz platform wiertniczych, aparatów wyposażenia kopalni ropy i gazu oraz projektowania systemów gazownictwa i usług budowlano-montażowych na obiektach naftowo-gazowniczych.

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 XI: Inwestycje

W I półroczu 2014 roku nakłady inwestycyjne GK PGNiG na rzeczowe aktywa trwałe oraz wartości niematerialne i prawne wyniosły 901,8 mln zł. Nakłady inwestycyjne poniesione przez PGNiG S.A. wyniosły 440,4 mln zł. Wysokość nakładów w poszczególnych segmentach działalności GK PGNiG przedstawia tabela.

Nakłady inwestycyjne (w mln zł)

	I półrocze 2014
Poszukiwanie i wydobywanie	457,1
Obrót i magazynowanie	126,6
Dystrybucja	216,6
Wytwarzanie	96,9
Pozostała działalność	4,6
Razem	901,8

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

Poszukiwanie i wydobywanie

W I półroczu 2014 roku segment poszukiwanie i wydobywanie poniósł nakłady inwestycyjne w wysokości 457,1 mln zł.

Nakłady PGNiG S.A. w obszarze poszukiwania złóż wyniosły 188,7 mln zł. Zostały one poniesione głównie na badania geofizyczne, 2 odwierty pozytywne i na odwierty, których realizacja nie została zakończona. 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 Skarv i Idun
- zakończenie zagospodarowania złoża gazu ziemnego Lisewo
- zakończenie zagospodarowania odwiertu na złożu Radlin
- modernizacja instalacji technologicznej KRNiGZ Zielin i zagospodarowanie złoża Różańsko
- wiercenie i zagospodarowanie odwiertu na złożu Daszewo
- wiercenie i zagospodarowanie odwiertów na złożu Brońsko
- wiercenie i zagospodarowanie odwiertu Maćkowice3K
- zagospodarowanie odwiertu Księżpol 19.

Obrót i magazynowanie

Nakłady inwestycyjne segmentu obrót i magazynowanie wyniosły 126,6 mln zł. Do najważniejszych zadań inwestycyjnych realizowanych w I półroczu 2014 roku należały:

- usuwanie usterek w części elektroenergetycznej (turboekspandera) w PMG Wierzchowice
- ługowanie kolejnych trzech komór (K-2, K-3 i K-5) oraz prowadzenie prac wiertniczych następnym pięciu otworów w KPMG Kosakowo

- zakończenie prac ługowniczych w KPMG Mogilno (komory Z-15 i Z-17)
- kontynuacja prac budowlano-montażowych w PMG Husów.

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, a także zwłoką w wykonywaniu robót przekraczającą harmonogram o 30 dni roboczych i nieusunięcie tej zwłoki mimo wyznaczenia dodatkowego terminu. Prace w części elektroenergetycznej (turboekspandera) w PMG Wierzchowice zostaną dokończone przez PGNiG Technologie S.A.

W I półroczu 2014 roku PGNiG S.A. kontynuowała również realizację projektu pn. „Zasilanie miejscowości Ełk i Olecko w paliwo gazowe grupy E przy zastosowaniu LNG”. Inwestycja jest kolejnym etapem projektu przestawienia na gaz wysokometanowy miejscowości Pisz, Ełk, Suwałki i Olecko (projekt PESO). Projekt obejmuje budowę stacji regazyfikacji LNG i stacji redukcyjno-pomiarowych dwustopniowych z nawianialniami w miejscowościach Ełk i Olecko oraz przestawienie odbiorców na gaz wysokometanowy w powyższych miejscowościach. W I półroczu 2014 roku Spółka kontynuowała budowę stacji regazyfikacji LNG i stacji redukcyjno-pomiarowych w miejscowościach Ełk i Olecko.

Dystrybucja

Na inwestycje związane z działalnością dystrybucyjną GK PGNiG poniosła nakłady w wysokości 216,6 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

Nakłady inwestycyjne segmentu wytwarzanie wyniosły 96,9 mln zł, z czego ok. 13,9 mln zł stanowiły nakłady na ochronę środowiska. W I półroczu 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 I półroczu 2014 roku opracowywano dokumentację projektową dla poszczególnych etapów inwestycji
- przebudowa kotła K1 na kocioł biomasowy w EC Siekierki: w I półroczu 2014 roku wykonano projekt budowlany, uzyskano pozwolenie na budowę i rozpoczęto prace budowlane związane z rozbiórką urządzeń pomocniczych kotła, części ciśnieniowej oraz przygotowaniem terenu pod gospodarkę biomasową
- przebudowa EC Pruszków: w I półroczu 2014 roku wyłoniono wykonawcę na budowę stacji uzdatniania wody
- budowa kotłowni szczytowo-rezerwowej gazowo-olejowej w EC Żerań: w I półroczu 2014 roku unieważniono postępowanie przetargowe (oferty przekroczyły założony budżet).

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 I półroczu 2014 roku w segmencie pozostała działalność poniesiono nakłady inwestycyjne na rzeczowe aktywa trwałe i wartości niematerialne i prawne w wysokości 4,6 mln zł. Najważniejsze inwestycje obejmowały m.in. zakup maszyn i urządzeń produkcyjnych, oprogramowania komputerowego, budynków i budowli oraz środków transportu.

Rozdział XII: 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 I półroczu 2014 roku zlikwidowano 23 odwierty i 8 kopanek.

System handlu uprawnieniami do emisji dwutlenku węgla (EU ETS dawniej SHUE)

W I półroczu 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 2.587.715 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 2013 roku w systemie uczestniczyły instalacje PGNiG TERMIKA SA (elektrociepłownie Siekierki, Żerań i Pruszków, ciepłownie Kawęczyn i Wola) i instalacje PGNiG S.A. (oddziały w Odolanowie i w Zielonej Górze, KPMG Mogilno i KRNiGZ LMG). W I półroczu 2014 roku emisja CO₂ z instalacji należących do GK PGNiG wyniosła 3.208.552 Mg.

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 I półroczu 2014 roku kontynuowano prace rekultywacyjne na nieruchomości położonej w Warszawie. Prace te obejmują likwidację dołów smołowych i lokalnie występujących zanieczyszczeń gruntu (najczęściej w pobliżu zbiorników) przez ich wybranie i unieszkodliwienie w instalacjach firm działających na zlecenie Spółki. Ponadto Spółka prowadziła badania monitoringowe stanu środowiska gruntowo-wodnego zrekultywowanego składowiska odpadów i nieruchomości w Zabrze.

REACH i CLP

W I półroczu 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*). Ponadto, na zlecenie Organizacji Polskiego Przemysłu Poszukiwawczo-Wydobywczego, Spółka sporządziła wykaz substancji i mieszanin, które były dotychczas wykorzystywane w procesach szczelinowania.

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 I półroczu 2014 roku kontynuowano rekultywację techniczną kwatery nr 2, zwożono masy ziemne do wypełnienia kwatery nr 3 i prowadzono demontaż infrastruktury technicznej na odcinku łączącym zakład EC Żerań ze składowiskiem. Zakończenie całości prac rekultywacyjnych przewiduje się w 2016 roku.

Inwestycja z zakresu wyciszeń w EC Siekierki

W I półroczu 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 przyszłymi inwestycjami na terenie Elektrociepłowni Siekierki.

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 I półroczu 2014 roku o 61.704 Mg.

Rozdział XIII: 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.

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. PGNiG S.A. jest w trakcie wykonywania zobowiązania wynikającego z powyższej decyzji Prezesa UOKiK.

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 niektórych postanowień 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. jest w trakcie wykonywania zobowiązania wynikającego z powyższej decyzji Prezesa UOKiK.

Wejście organizacji związkowych działających w PGNiG S.A. w spór zbiorowy z pracodawcą

9 lipca 2014 roku został wszczęty spór zbiorowy pomiędzy organizacjami związkowymi działającymi w PGNiG S.A. a Zarządem PGNiG S.A. Spór powstał wskutek odrzucenia przez Zarząd Spółki żądań organizacji związkowych.

Zarząd PGNiG S.A. mając na uwadze sytuację ekonomiczną Spółki, w tym wdrażany Program Poprawy Efektywności Grupy Kapitałowej PGNiG podjął decyzję o nieuwzględnieniu 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.

Zarząd PGNiG S.A. oświadcza, że dołoży wszelkich starań w celu wypracowania rozwiązań kończących spór, a zarazem uwzględniających możliwości finansowe Spółki.

Postępowania w sprawach o wartości co najmniej 10% kapitałów własnych

W I półroczu 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 XIV: Sytuacja finansowa

Skrócone śródroczne skonsolidowane sprawozdanie finansowe Grupy Kapitałowej PGNiG i Skrócone śródroczne jednostkowe sprawozdanie finansowe PGNiG S.A. za okres 6 miesięcy zakończony 30 czerwca 2014 roku zostały przygotowane zgodnie z Międzynarodowymi Standardami Sprawozdawczości Finansowej (MSSF), w kształcie zatwierdzonym przez Unię Europejską (UE) na dzień 30 czerwca 2014 roku.

Zasady rachunkowości zastosowane przy sporządzaniu Skróconego śródrocznego skonsolidowanego sprawozdania finansowego i Skróconego śródrocznego jednostkowego sprawozdania finansowego zostały ujęte w Skróconym śródrocznym skonsolidowanym sprawozdaniu finansowym GK PGNiG za okres 6 miesięcy zakończony 30 czerwca 2014 roku.

1. Dane finansowe jednostki dominującej

Syntetyczne dane w zakresie sytuacji finansowej PGNiG S.A. I półrocza 2014 roku zostały ujęte w zaprezentowanych poniżej zestawieniach.

Wybrane dane finansowe (w mln zł)

	I półrocze 2014	I półrocze 2013
Przychody ze sprzedaży	13 689	14 504
Koszty operacyjne razem, w tym	(12 727)	(13 196)
Amortyzacja	(353)	(353)
Zysk z działalności operacyjnej	962	1 308
Zysk przed opodatkowaniem	1 555	1 676
Zysk netto	1 366	1 422
Przepływy pieniężne netto z działalności operacyjnej	1 771	3 034
Przepływy pieniężne netto z działalności inwestycyjnej	(167)	(916)
Przepływy pieniężne netto z działalności finansowej	(1 009)	(1 551)
Zmiana stanu środków pieniężnych netto	595	567

Sprawozdanie Zarządu z działalności Grupy Kapitałowej PGNiG i PGNiG S.A.
za I półrocze 2014 roku

Wybrane dane finansowe (w mln zł) – cd.

	30 czerwca 2014	31 grudnia 2013
Aktywa razem	34 941	35 424
Aktywa trwałe (długoterminowe)	26 613	26 946
Aktywa obrotowe (krótkoterminowe)	8 328	8 478
Kapitał własny razem	23 231	22 969
Zobowiązania długoterminowe razem	7 175	7 023
Zobowiązania krótkoterminowe razem	4 535	5 432
Zobowiązania razem	11 710	12 455
Zobowiązania i kapitał własny razem	34 941	35 424

Wskaźniki finansowe

Rentowność

	I półrocze 2014	2013 rok
EBIT w mln zł zysk operacyjny	962	1 308
EBITDA w mln zł zysk operacyjny + amortyzacja	1 315	1 661
ROE zysk netto do stanu kapitałów własnych na koniec okresu	5,9%	6,2%
RENTOWNOŚĆ SPRZEDAŻY NETTO zysk netto odniesiony do przychodów ze sprzedaży	10,0%	9,8%
ROA zysk netto w relacji do stanu aktywów na koniec okresu	3,9%	4,0%

Płynność

PLYNNOŚĆ	30 czerwca 2014	31 grudnia 2013
WSKAŹNIK BIEŻĄCEJ PLYNNOŚCI aktywa obrotowe do zobowiązań krótkoterminowych (bez zobowiązań z tytułu świadczeń pracowniczych, rezerw i przychodów przyszłych okresów)	2,0	1,7
WSKAŹNIK SZYBKIEJ BIEŻĄCEJ PLYNNOŚCI aktywa obrotowe minus zapasy do zobowiązań krótkoterminowych (bez zobowiązań z tytułu świadczeń pracowniczych, rezerw i przychodów przyszłych okresów)	1,4	1,2

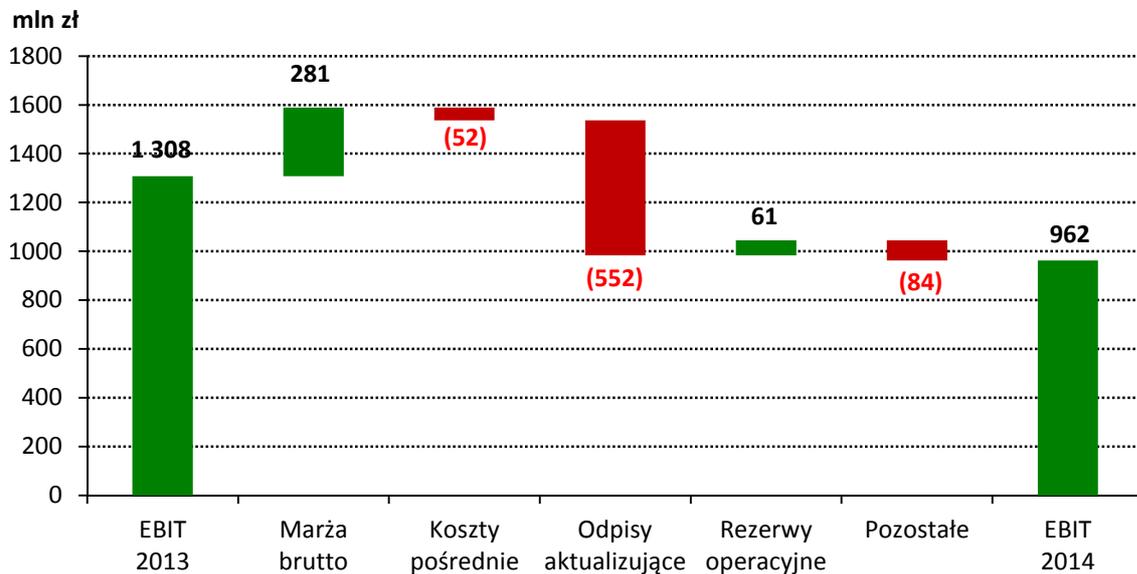
Sprawozdanie Zarządu z działalności Grupy Kapitałowej PGNiG i PGNiG S.A.
za I półrocze 2014 roku

Zadłużenie

ZADŁUŻENIE	30 czerwca 2014	31 grudnia 2013
WSKAŹNIK OBCIĄŻENIA FIRMY ZOBOWIĄZANAMI OGÓŁEM suma zobowiązań w relacji do sumy zobowiązań i kapitału własnego	33,5%	35,2%
WSKAŹNIK OBCIĄŻENIA KAPITAŁU WŁASNEGO ZOBOWIĄZANAMI OGÓŁEM suma zobowiązań do kapitału własnego	50,4%	54,2%

W relacji do analogicznego okresu roku ubiegłego PGNiG S.A. odnotowała spadek zysku z działalności operacyjnej (EBIT) o 346 mln zł. Dekompozycja powstałego odchylenia została zaprezentowana na poniższym wykresie.

Zmiany w EBIT pomiędzy latami 2013- 2014 za okres I półrocza



Wzrost marży brutto (różnica pomiędzy przychodami ze sprzedaży a kosztami bezpośrednimi) na sprzedaży produktów i usług o 281 mln zł nastąpił w wyniku poprawy rentowności sprzedaży gazu wysokometanowego. Poprawa rentowności była możliwa dzięki wprowadzeniu od 1 stycznia 2014 roku nowej „Taryfy dla paliw gazowych PGNiG S.A. (Część A Taryfa w zakresie dostarczania paliw gazowych nr 6/2014)” i niższych o 4% kosztów zakupu gazu. Na obniżenie kosztu zakupu gazu zasadniczy wpływ miały niższe notowania cen gazu na giełdzie *TTF (Title Transfer Facility)* i spadek średniego kursu dolara, głównej waluty, w której denominowane są zakupy gazu z importu. Marża na sprzedaży pozostałych produktów utrzymywała się na zbliżonym poziomie.

Główną przyczyną spadku zysku na działalności operacyjnej było zawiązanie odpisów aktualizujących w kwocie 552 mln zł wartości następujących aktywów:

- środków trwałych związanych z wydobywaniem węglowodorów
- środków trwałych w budowie związanych z poszukiwaniem i oceną zasobów
- zapasów gazu wysokometanowego.

Wynik na działalności finansowej w relacji do I półrocza 2013 roku wzrósł o 225 mln zł w rezultacie wyższych o 185 mln zł dywidend od spółek zależnych.

Sytuacja finansowa Spółki odzwierciedlona została w podstawowych wskaźnikach charakteryzujących efektywność działalności gospodarczej. Rentowność kapitałów własnych (ROE) spadła z 6,2% do

5,9%, rentowność aktywów ogółem (ROA) wyniosła 3,9% wobec 4,0% w 2013 roku, natomiast rentowność sprzedaży netto wzrosła z poziomu 9,8% do 10,0%.

2. Wyniki finansowe GK PGNiG

W I półroczu 2014 roku Grupa Kapitałowa PGNiG osiągnęła wynik netto na poziomie 1.520 mln zł, czyli o 92 mln zł wyższy niż w analogicznym okresie roku ubiegłego. Na wzrost ten wpływ miał przede wszystkim znacznie wyższy wolumen sprzedanej ropy naftowej oraz poprawa rentowności sprzedanego gazu.

Syntetyczne dane w zakresie sytuacji finansowej GK PGNiG I półroczu 2014 roku 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.

Sprawozdanie Zarządu z działalności Grupy Kapitałowej PGNiG i PGNiG S.A.
za I półrocze 2014 roku

Skonsolidowane sprawozdanie z sytuacji finansowej (mln zł)

AKTYWA	30 czerwca 2014	31 grudnia 2013	1 stycznia 2013
Aktywa trwałe (długoterminowe) razem	36 820	37 479	38 343
Rzeczowe aktywa trwałe	32 538	33 033	33 784
Nieruchomości inwestycyjne	9	9	11
Wartości niematerialne	1 128	1 164	1 146
Inwestycje w jednostkach stowarzyszonych wycenianych metodą praw własności	728	727	771
Aktywa finansowe dostępne do sprzedaży	49	51	48
Inne aktywa finansowe	195	191	124
Aktywa z tytułu podatku odroczonego	2 104	2 233	2 383
Pozostałe aktywa trwałe	69	71	76
Aktywa obrotowe (krótkoterminowe) razem	10 377	10 905	10 833
Zapasy	3 011	3 378	3 064
Należności z tytułu dostaw i usług oraz pozostałe należności	3 084	4 086	5 374
Należności z tytułu podatku bieżącego	1	48	150
Pozostałe aktywa	393	171	84
Aktywa z tytułu pochodnych instrumentów finansowych	224	307	105
Środki pieniężne i ich ekwiwalenty	3 656	2 827	1 948
Aktywa przeznaczone do sprzedaży	8	88	108
Aktywa razem	47 197	48 384	49 176

Sprawozdanie Zarządu z działalności Grupy Kapitałowej PGNiG i PGNiG S.A.
za I półrocze 2014 roku

Skonsolidowane sprawozdanie z sytuacji finansowej (mln zł) – cd

ZOBOWIĄZANIA I KAPITAŁ WŁASNY	30 czerwca 2014	31 grudnia 2013	1 stycznia 2013
Kapitał własny razem	28 881	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	(256)	(49)	(152)
Zyski zatrzymane	21 490	20 856	19 705
Kapitał własny, przypisany akcjonariuszom jednostki dominującej	28 874	28 447	27 193
Kapitał własny, przypisany udziałom niekontrolującym	7	6	4
Zobowiązania długoterminowe razem	12 268	12 093	12 366
Kredyty, pożyczki i papiery dłużne	5 341	5 385	5 509
Zobowiązania z tytułu świadczeń pracowniczych	555	502	381
Rezerwy	1 569	1 405	1 792
Przychody przyszłych okresów	1 577	1 533	1 448
Zobowiązania z tytułu podatku odroczonego	3 158	3 210	3 183
Inne zobowiązania długoterminowe	68	58	53
Zobowiązania krótkoterminowe razem	6 048	7 838	9 613
Zobowiązania z tytułu dostaw i usług oraz inne zobowiązania	3 618	4 033	3 667
Kredyty, pożyczki i papiery dłużne	792	2 276	4 702
Zobowiązania z tytułu pochodnych instrumentów finansowych	413	124	393
Zobowiązania z tytułu podatku bieżącego	145	184	24
Zobowiązania z tytułu świadczeń pracowniczych	312	375	356
Rezerwy	539	645	350
Przychody przyszłych okresów	229	186	101
Zobowiązania dotyczące aktywów przeznaczonych do sprzedaży	-	15	20
Zobowiązania razem	18 316	19 931	21 979
Zobowiązania i kapitał własny razem	47 197	48 384	49 176

-

Sprawozdanie Zarządu z działalności Grupy Kapitałowej PGNiG i PGNiG S.A.
za I półrocze 2014 roku

Skonsolidowany rachunek zysków i strat (mln zł)

	I półrocze 2014	I półrocze 2013
Przychody ze sprzedaży	16 383	16 740
Koszty operacyjne razem	(14 214)	(14 566)
Zużycie surowców i materiałów	(9 509)	(10 838)
Świadczenia pracownicze	(1 373)	(1 418)
Amortyzacja	(1 298)	(1 162)
Usługi obce	(1 400)	(1 280)
Koszt wytworzenia świadczeń na własne potrzeby	375	424
Pozostałe przychody i koszty operacyjne	(1 009)	(292)
Zysk z działalności operacyjnej	2 169	2 174
Przychody finansowe	46	150
Koszty finansowe	(152)	(383)
Udział w wyniku finansowym jednostek wycenianych metodą praw własności	-	(42)
Zysk przed opodatkowaniem	2 063	1 899
Podatek dochodowy	(543)	(471)
Zysk netto	1 520	1 428
Przypisany:		
Akcjonariuszom jednostki dominującej	1 519	1 425
Udziałom niekontrolującym	1	3
Zysk netto i rozwodniony zysk netto na jedną akcję, przypisany zwykłym akcjonariuszom jednostki dominującej w zł	0,26	0,24

Skonsolidowane sprawozdanie z przepływów pieniężnych (mln zł)

	I półrocze 2014	I półrocze 2013
Przepływy pieniężne netto z działalności operacyjnej	3 703	4 554
Przepływy pieniężne netto z działalności inwestycyjnej	(1 239)	(1 559)
Przepływy pieniężne netto z działalności finansowej	(1 634)	(2 283)
Zmiana stanu środków pieniężnych netto	830	712
Środki pieniężne i ich ekwiwalenty na początku okresu	2 826	1 947
Środki pieniężne i ich ekwiwalenty na koniec okresu	3 656	2 659

Sprawozdanie Zarządu z działalności Grupy Kapitałowej PGNiG i PGNiG S.A.
za I półrocze 2014 roku

Wskaźniki finansowe

Rentowność

	I półrocze 2014	2013
EBIT w mln zł zysk operacyjny	2 169	2 174
EBITDA w mln zł zysk operacyjny + amortyzacja	3 467	3 336
ROE zysk netto* do stanu kapitałów własnych na koniec okresu	5,3%	5,0%
RENTOWNOŚĆ SPRZEDAŻY NETTO zysk netto* odniesiony do przychodów ze sprzedaży	9,3%	8,5%
ROA zysk netto* w relacji do stanu aktywów na koniec okresu	3,2%	2,9%

* zysk netto za rok obrotowy przypisany akcjonariuszom jednostki dominującej

Płynność

	30 czerwca 2014	31 grudnia 2013
WSKAŹNIK BIEŻĄCEJ PŁYNNOŚCI aktywa obrotowe do zobowiązań krótkoterminowych (bez zobowiązań z tytułu świadczeń pracowniczych, rezerw i przychodów przyszłych okresów)	2,1	1,6
WSKAŹNIK SZYBKIEJ BIEŻĄCEJ PŁYNNOŚCI aktywa obrotowe minus zapasy do zobowiązań krótkoterminowych (bez zobowiązań z tytułu świadczeń pracowniczych, rezerw i przychodów przyszłych okresów)	1,5	1,1

Zadłużenie

ZADŁUŻENIE	30 czerwca 2014	31 grudnia 2013
WSKAŹNIK OBCIĄŻENIA FIRMY ZOBOWIĄZANAMI OGÓŁEM suma zobowiązań w relacji do sumy zobowiązań i kapitału własnego	38,8%	41,2%
WSKAŹNIK OBCIĄŻENIA KAPITAŁU WŁASNEGO ZOBOWIĄZANAMI OGÓŁEM suma zobowiązań do kapitału własnego*	63,4%	70,1%

* kapitał własny przypisany akcjonariuszom jednostki dominującej

Skonsolidowany wynik na działalności operacyjnej za I półrocze 2014 roku wyniósł 2.169 mln zł i był na porównywalnym poziomie do wyniku analogicznego okresu roku 2013, natomiast wynik powiększony o amortyzację (EBITDA) osiągnął poziom 3.467 mln zł, co oznacza wzrost o 131 mln zł.

Poszukiwanie i wydobywanie

Wynik operacyjny segmentu poszukiwanie i wydobywanie wyniósł 1.316 mln zł i był o 59 mln zł (-4%) niższy niż w porównywalnym okresie roku ubiegłego. Na poziomie EBITDA wypracowano 1.941 mln zł, czyli o 100 mln zł (5%) więcej niż na koniec I półrocza 2013 roku. Przychody segmentu wzrosły o 714 mln zł (26%) w rezultacie wyższego o 47% wolumenu sprzedaży ropy naftowej, głównie ze złoża Skarv na Norweskim Szelfie Kontynentalnym. Wzrost kosztów operacyjnych o 773 mln zł (58%) nastąpił głównie wskutek ujęcia w I półroczu 2014 roku odpisów aktualizujących wartość majątku poszukiwawczego i wydobywczego na kwotę 343 mln zł. Przyczyną zawiązań 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. Spowodowane to zostało zmianami na rynku gazu, w szczególności stopniowym uwalnianiem cen gazu i wprowadzeniem obliwa giełdowego. Ponadto w I półroczu 2014 roku GK PGNiG odpisała w koszty segmentu wydatki na odwierty negatywne oraz sejsmikę (ze względu na rezygnację z koncesji) w łącznej wysokości 198 mln zł.

Obrót i magazynowanie

W segmencie obrót i magazynowanie wynik operacyjny wyniósł 80 mln zł i był wyższy o 50 mln w relacji do I półrocza 2013 roku. Poprawa wyniku spowodowana została podwyższeniem rentowności sprzedaży gazu z -2% w I półroczu 2013 roku do prawie 0,5% w I półroczu bieżącego roku. Wzrost rentowności nastąpił w rezultacie niższych notowań cen gazu na giełdzie *TTF (Title Transfer Facility)*, spadku średniego kursu dolara (głównej waluty, w której denominowane są zakupy gazu z importu), a także wprowadzeniem od 1 stycznia 2014 roku nowej „Taryfy dla paliw gazowych PGNiG S.A. (Część A Taryfa w zakresie dostarczania paliw gazowych nr 6/2014)”. Ponadto na wzrost rentowności sprzedaży gazu wpłynęło zmniejszenie wolumenu importowanego gazu spowodowane łagodną zimą.

Dystrybucja

W segmencie dystrybucja wynik operacyjny wyniósł 682 mln zł i był wyższy o 46 mln (7%) w relacji do I półrocza 2013 roku. Na wynik segmentu wpłynął spadek kosztów operacyjnych o 33 mln (-2%). Wzrost wyniku nastąpił pomimo spadku o 12% wolumenu przesłanego gazu. Zmniejszenie wolumenu przesłanego gazu nastąpiło w rezultacie wyższej niż w I półroczu 2013 roku średniej temperatury powietrza (wzrost o 2 stopnie Celsjusza).

Wytwarzanie

Wynik operacyjny segmentu wytwarzanie wyniósł 133 mln zł i był o 10 mln zł niższy w relacji do analogicznego okresu roku ubiegłego. Nieznaczne obniżenie wyniku spowodowane zostało spadkiem o 8% przychodów i o 8% kosztów segmentu. W I półroczu 2014 roku spadł wolumen sprzedanego ciepła oraz sprzedanej energii elektrycznej w rezultacie wyższej średniej temperatury powietrza.

Sprawozdanie Zarządu z działalności Grupy Kapitałowej PGNiG i PGNiG S.A.
za I półrocze 2014 roku

Wyniki operacyjne segmentów

Dane finansowe segmentów GK PGNiG za I półrocze 2014 roku (w mln zł)

I półrocze 2014	Poszukiwanie i wydobycie	Obrót i magazynowanie	Dystrybucja	Wytwarzanie	Pozostała działalność	Eliminacje	Razem
Sprzedaż na rzecz klientów zewnętrznych	2 484	13 120	80	608	91	-	16 383
Sprzedaż między segmentami	942	186	2 239	427	59	(3 853)	-
Przychody segmentu ogółem	3 426	13 306	2 319	1 035	150	(3 853)	16 383
Koszty segmentu	(2 110)	(13 226)	(1 637)	(902)	(204)	3 865	(14 214)
Zysk/Strata z działalności operacyjnej	1 316	80	682	133	(54)	12	2 169
Koszty finansowe netto	-	-	-	-	-	-	(106)
Udział w wyniku finansowym jednostek wycenianych metodą praw własności	-	-	-	-	-	-	-
Zysk przed opodatkowaniem							2 063
Podatek dochodowy	-	-	-	-	-	-	(543)
Zysk netto							1 520

Dane finansowe segmentów GK PGNiG za I półrocze 2013 roku (w mln zł)

I półrocze 2013	Poszukiwanie i wydobycie	Obrót i magazynowanie	Dystrybucja	Wytwarzanie	Pozostała działalność	Eliminacje	Razem
Sprzedaż na rzecz klientów zewnętrznych	1 972	13 647	85	898	138	-	16 740
Sprzedaż między segmentami	740	180	2 221	230	55	(3 426)	-
Przychody segmentu ogółem	2 712	13 827	2 306	1 128	193	(3 426)	16 740
Koszty segmentu	(1 337)	(13 797)	(1 670)	(985)	(203)	3 426	(14 566)
Zysk/Strata z działalności operacyjnej	1 375	30	636	143	(10)	-	2 174
Koszty finansowe netto	-	-	-	-	-	-	(233)
Udział w wyniku finansowym jednostek wycenianych metodą praw własności	-	(42)	-	-	-	-	(42)
Zysk przed opodatkowaniem							1 899
Podatek dochodowy	-	-	-	-	-	-	(471)
Zysk netto							1 428

Wynik na działalności finansowej w relacji do I półrocza 2013 roku wzrósł o 169 mln zł. Wzrost ten spowodowany został niższą o 209 mln zł stratą na różnicach kursowych odnoszących się do wyceny zobowiązań z tytułu euroobligacji i kredytu zaciągniętego przez PGNiG Upstream International AS.

W I półroczu 2014 roku wynik finansowy netto GK PGNiG wyniósł 1.520 mln zł i był wyższy o 92 mln zł (6%) w relacji do analogicznego okresu roku ubiegłego. Wzrost ten był efektem poprawy wyniku na działalności finansowej. Na poziom zysku netto wpłynęło również zwiększenie o 72 mln zł obciążeń podatkowych, w tym głównie z tytułu realizacji aktywa podatku odroczonego od straty podatkowej PGNiG Upstream International AS.

Sytuacja finansowa GK PGNiG odzwierciedlona została w wartości podstawowych wskaźników charakteryzujących efektywność działalności gospodarczej. Rentowność kapitałów własnych (ROE) wzrosła w I półroczu 2014 do poziomu 5,3% z poziomu 5,0% w I półroczu 2013, rentowność aktywów ogółem (ROA) wyniosła 3,2% wobec 2,9% w analogicznym okresie roku ubiegłego, natomiast rentowność sprzedaży netto wzrosła z poziomu 8,5% do 9,3% w I półroczu 2014 roku.

Sprawozdanie z sytuacji finansowej

Bilans na dzień 30 czerwca 2014 roku wykazuje po stronie aktywów i pasywów sumę bilansową w wysokości 47.197 mln zł, która jest niższa od wartości według stanu na koniec 2013 roku o 1.187 mln zł (-2,5%).

Aktywa

Największą pozycję aktywów GK PGNiG stanowią rzeczowe aktywa trwałe, których stan na koniec I półrocza 2014 roku wyniósł 32.538 mln zł i był o 495 mln złotych (1,5%) niższy od stanu na dzień 31 grudnia 2013 roku, głównie z powodu wzrostu odpisów aktualizujących aktywa segmentu poszukiwanie i wydobywanie. Aktywa z tytułu podatku odroczonego uległy obniżeniu o 129 mln zł (5,8%) z tytułu realizacji aktywa z tytułu straty podatkowej w Norwegii, która rozliczana jest od momentu uruchomienia wydobywania gazu ze złoża Skarv.

Istotne zmiany aktywów zostały odnotowane w pozycji należności z tytułu dostaw i usług oraz pozostałe należności, których wartość uległa zmniejszeniu w relacji do stanu na dzień 31 grudnia 2013 roku o 1.002 mln zł (24,5%). Wartość zapasów na koniec I półrocza 2014 roku wyniosła 3.011 mln zł i była niższa o 367 mln zł od stanu wykazanego na dzień 31 grudnia 2013 roku. Spadek wartości zapasów spowodowany został obniżeniem wolumenu zapasu gazu i węgla oraz zawiązaniem odpisu aktualizującego wartość zapasu gazu na kwotę 141 mln zł. Zmiany w powyższych aktywach obrotowych związane są z sezonowością działalności Grupy zarówno w obszarze sprzedaży gazu jak i produkcji energii elektrycznej i ciepła.

Stan środków pieniężnych na dzień 30 czerwca 2014 roku wyniósł 3.656 mln zł i był wyższy o 829 mln zł od stanu na koniec 2013 roku. Wzrost ten nastąpił wskutek nadwyżki przepływów z działalności operacyjnej wynoszącej łącznie 3.703 mln zł (m.in. wpływy z należności z tytułu sprzedaży gazu) uzyskanej nad przepływami z działalności finansowej w kwocie -1.634 mln zł (m.in. wykup papierów dłużnych i spłata kredytów) oraz przepływami z działalności inwestycyjnej kwocie -1.239 mln zł.

Poziom i struktura majątku obrotowego zapewniała GK PGNiG całkowitą zdolność do bieżącego regulowania zobowiązań. Wskaźnik bieżącej płynności osiągnął wartość 2,1 wobec poziomu 1,6 z końca grudnia 2013 roku, natomiast wskaźnik szybki bieżącej płynności wzrósł z poziomu 1,1 do poziomu 1,5.

Kapitał własny i zobowiązania

Podstawowym źródłem finansowania aktywów Grupy jest kapitał własny, którego wartość w relacji do końca 2013 roku wzrosła o 428 mln zł (1,5%). Na zmianę poziomu kapitałów własnych wpływ miał przede wszystkim osiągnięty w bieżącym okresie zysk netto w wysokości 1.520 mln zł skorygowany o zadeklarowaną do wypłaty dywidendę z zysku za 2013 rok w kwocie 885 mln zł.

Stan zobowiązań długoterminowych na dzień 30 czerwca 2014 roku wyniósł 12.268 mln zł i był wyższy od poziomu z końca grudnia 2013 roku o 175 mln zł. Wynika to przede wszystkim ze wzrostu rezerw na koszty likwidacji odwiertów wydobywczych.

Na dzień 30 czerwca 2014 roku zobowiązania krótkoterminowe GK PGNiG wyniosły 6.048 mln zł, co oznacza spadek o 1.790 mln zł (22,8%) w relacji do końca roku 2013. Na zmianę zobowiązań miała wpływ przede wszystkim spłata kredytów oraz wykup papierów dłużnych. Łączne zmniejszenie zobowiązań krótkoterminowych z tego tytułu wyniosło 1.484 mln zł.

W związku ze spadkiem finansowania zewnętrznego GK PGNiG 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 63,4% na dzień 30 czerwca 2014 roku, natomiast wskaźnik obciążenia Grupy zobowiązaniami ogółem, stanowiący sumę zobowiązań w relacji do sumy pasywów, uległ obniżeniu z poziomu 41,2% do 38,8%.

Transakcje zawarte na innych warunkach niż rynkowe

W I półroczu 2014 roku pomiędzy jednostkami powiązаныmi Grupy Kapitałowej PGNiG nie wystąpiły transakcje zawierane na innych warunkach niż rynkowe.

Gwarancje i poręczenia

W I półroczu 2014 roku jednostka dominująca oraz jej jednostki zależne nie udzieliły poręczeń kredytu, pożyczki oraz gwarancji, których łączna wartość w odniesieniu do jednego podmiotu stanowi równowartość co najmniej 10% kapitałów własnych.

Możliwości zrealizowania publikowanych prognoz wyników

28 lutego 2014 roku PGNiG S.A. opublikowała prognozę finansową odnoszącą się do skonsolidowanych wyników Grupy Kapitałowej PGNiG za 2014 rok. Zgodnie z jej założeniami osiągnięte w 2014 roku przychody GK PGNiG wyniosą około 32,7 mld zł, wynik EBITDA około 5,9 mld zł, a wskaźnik zadłużenia utrzyma się na poziomie nie wyższym niż dwukrotność wyniku EBITDA.

Przeprowadzona analiza osiągniętych w I półroczu 2014 roku wyników, uwzględniająca sezonowość oraz czynniki ryzyka działalności Grupy, nie wskazuje na istotne odchylenia od wcześniejszych założeń, które stanowiłyby zagrożenie zrealizowania powyższej prognozy.

3. Przewidywana sytuacja finansowa

Na wyniki finansowe Grupy Kapitałowej PGNiG istotny wpływ będą miały notowania cen ropy naftowej, gazu ziemnego i produktów ropopochodnych, sytuacja na rynkach walutowych oraz cena sprzedaży gazu ziemnego na rynku regulowanym i na Towarowej Giełdzie Energii. Ponadto na wyniki finansowe GK PGNiG wpływ będą miały zmiany w regulacjach prawnych.

Notowania cen ropy naftowej, produktów ropopochodnych oraz gazu odgrywają zasadniczą rolę w kształtowaniu pozycji finansowej GK PGNiG. W pierwszej połowie roku 2014 notowania ropy Brent oscylowały wokół stałego poziomu 110 USD za baryłkę. Hedging naturalny występujący w postaci zwiększonej sprzedaży ropy naftowej oraz zmiana formuł cenowych przy zakupie gazu od OOO „Gazprom eksport” zredukują wrażliwość wyników GK PGNiG na wahania cen tego surowca w perspektywie 12 miesięcy. Natomiast po uruchomieniu dostaw z tzw. kontraktu katarskiego wzrośnie wpływ notowań ropy naftowej oraz produktów ropopochodnych na jednostkowy koszt pozyskania paliwa gazowego.

Na wyniki finansowe GK PGNiG istotny wpływ ma sytuacja na rynkach walutowych. Instytut Badań nad Gospodarką Rynkową prognozował utrzymanie trendu umocnienia złotówki w 2014 roku. W pierwszym półroczu 2014 roku, pomimo napiętej sytuacji na wschodzie Ukrainy, przewidywania te znalazły odzwierciedlenie na rynku walutowym. Ze względu na to, że wynik GK PGNiG jest silnie skorelowany z kursem złotego do dolara Grupa nadal będzie prowadziła politykę zabezpieczeń, dzięki której wpływ tego czynnika na koszt pozyskania gazu z importu wschodniego będzie optymalizowany.

Kolejnym czynnikiem wpływającym na wyniki finansowe GK PGNiG jest wysokość stawek i opłat przewidzianych w taryfach dla paliw gazowych. Od 1 sierpnia 2014 roku wpływ tego parametru zostanie ograniczony. Związane jest to z dostosowaniem modelu biznesowego PGNiG S.A. do regulacji związanych z nowelizacją Prawa energetycznego oraz innych ustaw wprowadzających obbligo giełdowe dla sprzedaży gazu w Polsce na poziomie 40% całości gazu wprowadzanego do systemu przesyłowego w 2014 roku oraz 55 % od 2015 roku. Wprowadzone w Spółce zmiany organizacyjne (zawiązanie w 2013 roku Spółki PGNiG Obrót Detaliczny Sp. z o.o., jak również utworzenie Oddziału Obrotu Hurtowego) spowodują że od 2015 roku około 60% gazu będzie sprzedawane na Towarowej Giełdzie Energii. Głównym odbiorcą surowca będzie PGNiG Obrót Detaliczny Sp. z o.o. Jednostkowa cena sprzedaży gazu wysokometanowego na giełdzie będzie uzależniona od ilości podmiotów oferujących produkt. Wzrost liczby podmiotów oferujących gaz ziemny może spowodować spadek jednostkowej ceny sprzedaży gazu wysokometanowego na giełdzie, co z kolei przełoży się na wyniki finansowe GK PGNiG.

Na przełomie 2012 i 2013 roku GK PGNiG włączyła do eksploatacji złoża ropy naftowej i gazu ziemnego Lubiaków, Międzychód i Grotów, a także złoża Skarv na Norweskim Szelfie Kontynentalnym. Pozwoliło to na istotne zwiększenie wydobycia ropy naftowej w 2013 roku. Eksploatacja tych złóż będzie również korzystnie wpływać na wyniki finansowe GK PGNiG w przyszłości. Od 2013 roku Spółka zintensyfikowała poszukiwanie konwencjonalnych oraz niekonwencjonalnych złóż węgłowodórów, jednak jego efekty ekonomiczne widoczne będą w perspektywie kilku lat. W przyszłości, na wyniki Grupy wpływ będzie miała ustawa o specjalnym podatku węglowodorowym, która od 1 stycznia 2020 roku wprowadza nowy podatek od wydobycia ropy naftowej i gazu ziemnego. Segment poszukiwanie i wydobycie zostanie obciążony kolejnymi zobowiązaniami fiskalnymi, które obniżą osiągnięte w nim dotychczas wyniki finansowe.

Od 1 stycznia 2013 roku PGNiG S.A., jako przedsiębiorstwo obrotu, ma obowiązek zakupu określonej w Ustawie o efektywności energetycznej ilości świadectw efektywności energetycznej (tzw. białych certyfikatów) lub uiszczenia opłaty zastępczej. Obowiązek ten spowodował wzrost kosztów związanych ze sprzedażą gazu. Planowane w ustawie zmiany na rok 2015 mają ograniczyć możliwości zmniejszenia podstawy, na bazie której wylicza się zobowiązanie finansowe z tytułu wprowadzonego systemu, co doprowadzi do kolejnego wzrostu kosztów w GK PGNiG.

W I półroczu 2014 roku weszła w życie znowelizowana ustawa Prawo energetyczne, która wznowiła funkcjonowanie systemu wsparcia dla produkcji energii elektrycznej w kogeneracji (żółte i czerwone certyfikaty). Wznowienie funkcjonowania systemu wsparcia pozytywnie wpłynie na wyniki finansowe segmentu wytwarzanie.

Ze względu na wysoki poziom aktualnych i planowanych nakładów inwestycyjnych GK PGNiG korzysta z finansowania zewnętrznego opartego w szczególności o emisje krajowych i zagranicznych papierów dłużnych. W zależności od potrzeb płynnościowych oraz warunków rynkowych w II półroczu 2014 roku PGNiG S.A. planuje emisje obligacji w ramach umów programów emisji z maja 2012 roku i czerwca 2010 roku.

W kolejnych kwartałach GK PGNiG zamierza utrzymać wysoki poziom nakładów finansowych na działalność inwestycyjną, w tym głównie na realizację projektów w zakresie utrzymania zdolności wydobywczych, dywersyfikacji źródeł dostaw gazu, działalności związanej z poszukiwaniem i rozpoznawaniem złóż ropy naftowej i gazu ziemnego oraz budowy sektora elektroenergetycznego.

Członkowie Zarządu

Prezes Zarządu Mariusz Zawisza

Wiceprezes Zarządu Jarosław Bauc

Wiceprezes Zarządu Jerzy Kurella

Wiceprezes Zarządu Zbigniew Skrzyplikiewicz

Członek Zarządu Waldemar Wójcik
