



PGNiG

Polskie Górnictwo Naftowe
i Gazownictwo SA

SPRAWOZDANIE ZARZĄDU Z DZIAŁALNOŚCI

GRUPY KAPITAŁOWEJ PGNiG i PGNiG S.A.

ZA I PÓŁROCZE 2016 ROKU

SPIS TREŚCI

1. GRUPA KAPITAŁOWA PGNiG	3
1.1. Przedmiot działalności	3
1.2. Organizacja Grupy Kapitałowej	3
1.3. Zatrudnienie	7
2. ORGANY JEDNOSTKI DOMINUJĄCEJ	9
2.1. Zarząd	9
2.2. Rada Nadzorcza	10
3. AKCJONARIAT	11
3.1. Struktura akcjonariatu	11
4. DZIAŁALNOŚĆ OPERACYJNA GK PGNiG	12
5. KIERUNKI ROZWOJU GK PGNiG	13
6. OTOCZENIE REGULACYJNE	16
6.1. Koncesje	16
6.2. Zmiany w taryfach na paliwo gazowe	16
6.3. Ryzyka regulacyjne	18
7. POSZUKIWANIE I WYDOBYCIE	22
7.1. Poszukiwanie	22
7.2. Współpraca z innymi podmiotami	22
7.3. Wydobycie	25
7.4. Sprzedaż podstawowych produktów	26
7.5. Działalność usługowa	26
7.6. Planowane działania	27
7.7. Ryzyka poszukiwania i wydobycia	28
8. OBRÓT I MAGAZYNOWANIE	31
8.1. Zakupy gazu ziemnego	31
8.2. Sprzedaż gazu ziemnego	32
8.3. Energia elektryczna	34
8.4. Magazynowanie	35
8.5. Planowane działania	36
8.6. Ryzyka obrotu i magazynowania	36
9. DYSTRYBUCJA	40
9.1. Prace segmentu	40
9.2. Planowane działania	42
9.3. Ryzyka w obszarze dystrybucji	44
10. WYTWARZANIE	46
10.1. Prace segmentu	46
10.2. Planowane działania	48
10.3. Ryzyka wytwarzania	48
11. POZOSTAŁA DZIAŁALNOŚĆ	49
11.1. Prace segmentu	49
11.2. Planowane działania	49
11.3. Ryzyka pozostałej działalności	50
12. INWESTYCJE	51
13. OCHRONA ŚRODOWISKA	53
14. POZOSTAŁE INFORMACJE	56
15. SYTUACJA FINANSOWA	59
15.1. Dane finansowe jednostki dominującej	59
15.2. Wyniki finansowe GK PGNiG	61
15.3. Przewidywana sytuacja finansowa	68

1. GRUPA KAPITAŁOWA PGNiG

1.1. 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.

Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo Spółka Akcyjna (PGNiG S.A.) z siedzibą w Warszawie, ul. Marcina Kasprzaka 25, powstała w wyniku przekształcenia przedsiębiorstwa państwowego pod nazwą Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo w jednoosobową spółkę Skarbu Państwa. W dniu 30 października 1996 roku Spółka została wpisana do rejestru handlowego pod firmą Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo S.A. z siedzibą w Warszawie pod numerem RHB 48382. W dniu 14 listopada 2001 roku została wpisana do rejestru przedsiębiorców Krajowego Rejestru Sądowego pod numerem 0000059492.

W dniu 24 maja 2005 roku decyzją Komisji Papierów Wartościowych i Giełd akcje PGNiG S.A. zostały dopuszczone do obrotu publicznego. Debiut giełdowy PGNiG S.A. odbył się 23 września 2005 roku. Akcje PGNiG S.A. są notowane na Giełdzie Papierów Wartościowych w Warszawie od 20 października 2005 roku. Kapitał zakładowy PGNiG S.A. wynosi obecnie 5,9 mld zł i dzieli się na 5.900.000.000 akcji o wartości nominalnej 1 zł każda.

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

1.2. Organizacja Grupy Kapitałowej

Według stanu na dzień 30 czerwca 2016 roku w skład Grupy Kapitałowej PGNiG wchodziły PGNiG S.A. jako podmiot dominujący oraz 31 spółek o profilu produkcyjnym, handlowym i usługowym, w tym:

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

Wykaz spółek GK PGNiG według stanu na dzień 30 czerwca 2016 roku został przedstawiony w poniższym zestawieniu.

Wykaz spółek GK PGNiG

Firma spółki	Kapitał zakładowy w zł	Udział PGNiG S.A. w zł	% PGNiG S.A.	% GK PGNiG
Spółki zależne - I stopnia				
1 B.S. i P.G. „Gazoprojekt” S.A.	4 000 000	900 000	22,50%	75,00% ²⁾
2 Exalo Drilling S.A.	981 500 000	981 500 000	100,00%	100,00%
3 GEOFIZYKA Kraków S.A.	64 400 000	64 400 000	100,00%	100,00%
4 GEOFIZYKA Toruń S.A.	66 000 000	66 000 000	100,00%	100,00%
5 Geovita S.A.	86 139 000	86 139 000	100,00%	100,00%
6 Operator Systemu Magazynowania Sp. z o.o.	15 290 000	15 290 000	100,00%	100,00%
7 PGNiG Obrót Detaliczny Sp. z o.o.	600 050 000	600 050 000	100,00%	100,00%
8 PGNiG Serwis Sp. z o.o.	9 995 000	9 995 000	100,00%	100,00%
9 PGNiG Technologie S.A.	182 127 240	182 127 240	100,00%	100,00%
10 PGNiG TERMIKA SA	1 240 324 950	1 240 324 950	100,00%	100,00%
11 Polska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o.	10 454 206 550	10 454 206 550	100,00%	100,00%
12 PGNiG Finance AB (SEK) ¹⁾	500 000	500 000	100,00%	100,00%
13 PGNiG Supply & Trading GmbH (EUR) ¹⁾	10 000 000	10 000 000	100,00%	100,00%
14 PGNiG Upstream International AS (NOK) ¹⁾	1 092 000 000	1 092 000 000	100,00%	100,00%
15 Polish Oil and Gas Company-Libya B.V. (EUR) ¹⁾	20 000	20 000	100,00%	100,00%
16 GAS-TRADING S.A.	2 975 000	1 291 350	43,41%	79,58% ³⁾
17 PGNiG SPV 5 Sp. z o.o.	250 000	250 000	100,00%	100,00%
18 PGNiG SPV 6 Sp. z o.o.	51 381 000	51 381 000	100,00%	100,00%
19 PGNiG SPV 7 Sp. z o.o.	250 000	250 000	100,00%	100,00%
Spółki zależne - II stopnia				
20 Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej S.A.	85 000 000	85 000 000	-	100,00% ⁴⁾
21 Ośrodek Badawczo - Rozwojowy Górnictwa Surowców Chemicznych CHEMKOP Sp. z o.o.	3 000 000	2 565 350	-	85,51% ⁵⁾
22 Gas Assets Management Sp. z o.o.	1 360 000	1 360 000	-	100,00% ⁶⁾
23 Gas-Trading Podkarpacie Sp. z o.o.	6 670 627	5 257 524	-	78,82% ⁷⁾
24 GAZ Sp. z o.o.	300 000	300 000	-	100,00% ⁸⁾
25 „NYSAGAZ Sp. z o.o.”	9 881 000	9 881 000	-	100,00% ⁹⁾
26 Powiśle Park Sp. z o.o.	81 131 000	81 131 000	-	100,00% ⁸⁾
27 Zakład Gospodarki Mieszkaniowej Sp. z o.o.	1 806 500	1 806 500	-	100,00% ¹⁰⁾
28 Oil Tech International F.Z.E. (USD) ¹⁾	20 000	20 000	-	100,00% ¹⁰⁾
29 Poltava Services LLC (EUR) ¹⁾	20 000	20 000	-	100,00% ¹⁰⁾
30 PST Europe Sales GmbH (EUR) ¹⁾	1 000 000	1 000 000	-	100,00% ¹¹⁾
Spółki zależne - III stopnia				
31 XOOL GmbH (EUR) ¹⁾	500 000	500 000	-	100,00% ¹²⁾

¹⁾ wartości podane w walutach obcych

²⁾ udział pośredni przez spółkę PGNiG Technologie S.A. wynosi 52,5%. PGNiG S.A. ma prawo do powoływania większości członków Rady Nadzorczej spółki

³⁾ udział pośredni przez spółkę SPV 6 Sp. z o.o. wynosi 36,17%

⁴⁾ udział pośredni przez spółkę PGNiG TERMIKA SA

⁵⁾ udział pośredni przez spółkę Operator Systemu Magazynowania Sp. z o.o.

⁶⁾ udział pośredni przez spółkę PGNiG SPV 6 Sp. z o.o. wynosi 99,98% oraz poprzez spółkę PGNiG SPV 5 Sp. z o.o. wynosi 0,02%

⁷⁾ udział pośredni przez spółkę GAS TRADING S.A.

⁸⁾ udział pośredni przez spółkę Polska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o.

⁹⁾ udział pośredni przez spółkę PGNiG TERMIKA SA

¹⁰⁾ udział pośredni przez spółkę Exalo Drilling S.A.

¹¹⁾ udział pośredni przez spółkę PGNiG Supply & Trading GmbH.

¹²⁾ udział pośredni przez spółkę PGNiG Supply & Trading GmbH oraz przez spółkę PST Europe Sales GmbH

W I półroczu 2016 roku nastąpiły poniższe zmiany struktury Grupy Kapitałowej PGNiG:

- W dniu 4 stycznia 2016 roku zostało zarejestrowane w KRS obniżenie kapitału zakładowego spółki PGNiG Obrót Detaliczny Sp. z o.o. W dniu 28 sierpnia 2015 roku Nadzwyczajne Zgromadzenie Wspólników (NZW) spółki PGNiG Obrót Detaliczny Sp. z o.o. podjęło uchwałę o obniżeniu kapitału zakładowego o 490,95 mln zł do poziomu 600,05 mln zł, przez zmniejszenie wartości nominalnej 10.910.000 udziałów (ze 100 zł każdy do 55 zł każdy);
- W dniu 14 stycznia 2016 roku zostało zarejestrowane w KRS podwyższenie kapitału zakładowego spółki Gas Assets Management Sp. z o.o. o kwotę 1,34 mln zł do poziomu 1,36 mln zł; podwyższenie kapitału nastąpiło 28 października 2015 roku; udziały w podwyższonym kapitale zakładowym w ilości 6.700 objęła spółka PGNiG SPV 6 sp. z o.o. w ramach konwersji wierzytelności (pożyczki od PGNiG SPV 6 sp. z o.o.) na kapitał zakładowy spółki;
- W dniu 9 lutego 2016 roku została zarejestrowana w KRS zmiana umowy spółki GAZ Sp. z o.o.; 26 października 2015 roku ZW GAZ Sp. z o.o. podjęło uchwałę w sprawie zmiany umowy spółki obejmującą zwiększenie wartości nominalnej udziałów, tak aby suma wartości nominalnej równała się kapitałowi zakładowemu; na skutek tej zmiany kapitał zakładowy w wysokości 300 tys. zł dzieli się na 160 udziałów o wartości nominalnej 1.875 zł;
- W dniu 31 marca 2016 roku Walne Zgromadzenie spółki Poltava Services LLC podjęło uchwałę w sprawie wyłączenia ze składu udziałowców Poltava Services LLC Huberta Leszka Praskiego-Ćwiok; w konsekwencji tej uchwały Exalo Drilling S.A. objęła posiadany przez niego 1% udziału w kapitale statutowym spółki Poltava Services LLC, a jej udział w kapitale zwiększył się do 229,2 tys. hrywien (tj. o 2.292 hrywien czyli równowartość 200 euro); Exalo Drilling S.A. posiada 100% udziałów w kapitale statutowym Poltava Services LLC; zmiana została zarejestrowana w dniu 19 kwietnia 2016 roku w państwowym rejestrze na Ukrainie;
- W dniu 19 kwietnia 2016 roku NZW spółki PGNiG TERMIKA SA podjęło uchwałę w sprawie podwyższenia kapitału zakładowego tej spółki z kwoty 670,32 mln zł do kwoty 1.240,32 mln zł, tj. o kwotę 570 mln zł; podwyższenie kapitału nastąpiło w drodze emisji 57.000.000 akcji imiennych zwykłych (nieuprzywilejowanych) serii „F” o wartości nominalnej po 10 zł każda; wszystkie nowo utworzone akcje objęte zostały przez PGNiG S.A. i pokryte wkładem pieniężnym w kwocie 570.000.000 zł; podwyższenie kapitału zostało zarejestrowane w KRS 17 maja 2016 roku;
W dniu 28 kwietnia 2016 roku PGNiG TERMIKA SA na mocy umowy zawartej ze Spółką Energetyczną „Jastrzębie” S.A. nabyła za kwotę 190,4 mln zł 85.000.000 akcji o wartości nominalnej 1 zł każda, stanowiących 100% kapitału zakładowego spółki Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej S.A. z siedzibą w Jastrzębiu Zdroju;

Zmiany po zakończeniu okresu sprawozdawczego

W dniu 4 lipca 2016 roku PGNiG TERMIKA SA i Jastrzębska Spółka Węglowa S.A. podpisały przedwstępną umowę sprzedaży akcji Spółki Energetycznej „Jastrzębie” S.A. (SEJ); na mocy tej umowy PGNiG TERMIKA SA wpłaciła zaliczkę na poczet transakcji nabycia akcji SEJ; po spełnieniu się warunków zawieszających strony zawrą umowę sprzedaży akcji, na mocy której PGNiG TERMIKA SA stanie się właścicielem 2.882.333 akcji o wartości nominalnej 100 zł każda, tj. o łącznej wartości nominalnej 288,23 mln zł, stanowiących 100% kapitału zakładowego SEJ. Na dzień sporządzenia sprawozdania warunki zawieszające nie zostały jeszcze spełnione

W dniu 29 lipca 2016 roku NZW PGNiG Upstream International AS, Sandnes, Norwegia, podjęło uchwałę w sprawie podwyższenia kapitału zakładowego o kwotę 8 mln koron norweskich (NOK), poprzez emisję 8.000 nowych udziałów, każdy o wartości nominalnej 1.000 NOK i wartości subskrypcyjnej 37.500 NOK, tj. o łącznej wartości subskrypcyjnej 300 milionów NOK. Jednocześnie dokonano zmiany umowy spółki w zakresie wynikającym z podwyższenia kapitału zakładowego. Podwyższenie kapitału będzie efektywne z chwilą rejestracji. Nowe udziały zostaną objęte przez PGNiG S.A.

W dniu 1 sierpnia 2016 roku NZW spółki GEOFIZYKA Kraków S.A. podjęło uchwałę o rozwiązaniu Spółki. Tym samym otwarty został proces likwidacji spółki.

Na dzień 30 czerwca 2016 roku konsolidowane były spółki: PGNiG S.A. jako podmiot dominujący oraz 22 spółki zależne. Wykaz jednostek konsolidowanych Grupy Kapitałowej PGNiG w podziale na

segmenty działalności według stanu na dzień 30 czerwca 2016 roku został przedstawiony w poniższym zestawieniu.

Wykaz spółek GK PGNiG podlegających konsolidacji

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

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

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

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

1.3. Zatrudnienie

Stan zatrudnienia w PGNiG S.A. i w GK PGNiG na dzień 30 czerwca 2016 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	3 847	8 141
Obrót i magazynowanie	934	3 500
Dystrybucja	-	10 749
Wytwarzanie	-	1 587
Pozostała działalność	40	1 319
Razem	4 821	25 296

Według stanu na dzień 30 czerwca 2016 roku zatrudnienie w PGNiG S.A. wyniosło 4.821 osoby i było niższe od stanu z dnia 31 grudnia 2015 roku o 53 osoby. Spadek zatrudnienia nastąpił przede wszystkim w efekcie przekazania w trybie artykułu 23' Kodeksu Pracy pracowników terenowych sekcji księgowości do PGNiG Obrót Detaliczny Sp. z o.o. 28 kwietnia 2016 roku Zarząd PGNiG S.A. zatwierdził regulamin Programu Dobrowolnych Odejść dla pracowników Spółki PGNiG S.A. Przyjęty program jest jednym z elementów realizowanych przez Spółkę inicjatyw efektywnościowych i optymalizacyjnych. Na dzień sprawozdania szacuje się, że z programu może skorzystać ok. 170 pracowników, większość z nich rozwiąże umowy o pracę z dniem 30 września 2016 roku.

W I połowie 2016 roku w Grupie Kapitałowej PGNiG kontynuowany był proces restrukturyzacji zatrudnienia. Według stanu na dzień 30 czerwca 2016 roku zatrudnienie w GK PGNiG wynosiło 25.296 osób i było niższe o 123 osoby w relacji do stanu z dnia 31 grudnia 2015 roku. Spadek ten był jednym z zamierzonych efektów strategii GK PGNiG na lata 2014-2022 zmierzającej do uzyskania wyższej efektywności kosztowej i organizacyjnej.

W najwyższym stopniu procesem restrukturyzacji objęty został segment Poszukiwanie i wydobywanie, gdzie w I półroczu 2016 roku zatrudnienie zmniejszyło się o 762 osoby. Najwyższy spadek zatrudnienia nastąpił w spółce GEOFIZYKA Kraków S.A. (357 osób), przede wszystkim w rezultacie zakończenia prac projektowych w Pakistanie oraz kontynuacji procesu restrukturyzacji zatrudnienia. W spółce GEOFIZYKA Toruń S.A. odnotowano spadek zatrudnienia o 206 osoby. Redukcja zatrudnienia miała na celu dostosowanie stanu zatrudnienia do potrzeb spółki i aktualnej sytuacji rynkowej. Proces restrukturyzacji kontynuowany był również w spółce Exalo Drilling S.A., w efekcie czego poziom zatrudnienia spadł o 200 osób.

W segmencie Wytwarzanie widoczny jest wzrost poziomu zatrudnienia o 516 osób. Wynika to z faktu, że Grupa Kapitałowa PGNiG została rozszerzona o działalność Przedsiębiorstwa Energetyki Ciepłej S.A. (PEC Jastrzębie SA) w Jastrzębiu Zdroju. Pakiet 100% akcji tej spółki został zakupiony w kwietniu 2016 roku przez spółkę PGNiG TERMIKA SA.

Zmiany zatrudnienia w pozostałych segmentach GK PGNiG nie były znaczące i wynikały z naturalnej fluktuacji zatrudnienia.

W poniższych tabelach został przedstawiony stan zatrudnienia w PGNiG S.A. i w GK PGNiG na dzień 30 czerwca 2016 roku wg kryterium wieku, wykształcenia i stażu pracy.

Zatrudnienie w PGNiG S.A. i w GK PGNiG na 30 czerwca 2016 roku wg wieku (w osobach)

	PGNiG S.A.	GK PGNiG
Do 24 lat	34	294
25-34 lat	861	3 913
35-44 lat	1 457	6 966
45-55 lat	1 374	8 909
Powyżej 55 lat	1 095	5 214
Razem	4 821	25 296

Zatrudnienie w PGNiG S.A. i w GK PGNiG na 30 czerwca 2016 roku wg wykształcenia (w osobach)

	PGNiG S.A.	GK PGNiG
Podstawowe	202	900
Średnie	2 320	14 102
Wyższe	2 299	10 294
Razem	4 821	25 296

Zatrudnienie w PGNiG S.A. i w GK PGNiG na 30 czerwca 2016 roku wg stażu pracy (w osobach)

	PGNiG S.A.	GK PGNiG
<1 roku	99	841
1-3	247	1 803
4-10	1 483	6 246
11-14	289	1 337
15 i powyżej	2 703	15 069
Razem	4 821	25 296

2. ORGANY JEDNOSTKI DOMINUJĄCEJ

2.1. Zarząd

W skład Zarządu PGNiG S.A. na dzień 1 stycznia 2016 roku wchodziły następujące osoby:

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

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

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

Skład Zarządu PGNiG S.A. na dzień 30 czerwca 2016 roku przedstawiał się następująco:

- Piotr Woźniak – Prezes Zarządu,
- Janusz Kowalski – Wiceprezes Zarządu ds. Korporacyjnych,
- Łukasz Kroplewski – Wiceprezes Zarządu ds. Rozwoju,
- Bogusław Marzec – Wiceprezes Zarządu ds. Finansowych,
- Maciej Woźniak – Wiceprezes Zarządu ds. Handlowych,
- Waldemar Wójcik – Wiceprezes Zarządu.

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

2.2. Rada Nadzorcza

Na dzień 1 stycznia 2016 roku w skład Rady Nadzorczej PGNiG S.A. wchodziło 9 osób:

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

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

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

W dniu 25 lutego 2016 roku Krzysztof Rogala złożył rezygnację z pełnienia funkcji Członka Rady Nadzorczej Spółki.

W dniu 1 kwietnia 2016 roku Minister Skarbu Państwa powołał w skład Rady Nadzorczej Annę Wellisz.

W dniu 28 czerwca 2016 roku Zwyczajne Walne Zgromadzenie PGNiG S.A. odwołało ze składu Rady Nadzorczej PGNiG S.A. Grzegorza Nakoniecznego oraz powołało Bartłomieja Nowaka i Piotra Sprzączaka.

Skład Rady Nadzorczej PGNiG S.A. na dzień 30 czerwca 2016 roku przedstawiał się następująco:

- Wojciech Bieńkowski – Wiceprzewodniczący Rady Nadzorczej,
- Magdalena Zegarska – Sekretarz Rady Nadzorczej,
- Sławomir Borowiec – Członek Rady Nadzorczej,
- Mateusz Boznański – Członek Rady Nadzorczej,
- Andrzej Gonet – Członek Rady Nadzorczej,
- Bartłomiej Nowak – Członek Rady Nadzorczej,
- Piotr Sprzączak – Członek Rady Nadzorczej,
- Ryszard Wąsowicz – Członek Rady Nadzorczej,
- Anna Wellisz – Członek Rady Nadzorczej.

Zmiany po zakończeniu okresu sprawozdawczego

W dniu 27 lipca 2016 roku Rada Nadzorcza PGNiG S.A. powołała na stanowisko Przewodniczącego Rady Nadzorczej Bartłomieja Nowaka, który pełnił dotychczas funkcję Członka Rady.

3. AKCJONARIAT

3.1. Struktura akcjonariatu

Na dzień 30 czerwca 2016 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 2016 roku została przedstawiona w poniższej tabeli.

Struktura akcjonariatu

Akcjonariusz	Liczba akcji na dzień 30.06.2016	Udział % w kapitale zakładowym na dzień 30.06.2016	Liczba głosów wynikająca z akcji	Udział % w liczbie głosów na WZA na dzień 30.06.2016
Skarb Państwa	4 153 706 157	70,402%	4 153 706 157	70,402%
Pozostali	1 746 293 843	29,598%	1 746 293 843	29,598%
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

W dniu 22 kwietnia 2016 roku członek Zarządu PGNiG S.A. sprzedał na rynku regulowanym 19.500 akcji PGNiG S.A. po cenie 5,20 zł za akcję.

Stan posiadania akcji PGNiG S.A. przez osoby zarządzające i nadzorujące w okresie I półrocza 2016 roku został przedstawiony w poniższej tabeli.

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

Imię i nazwisko	Funkcja	Liczba akcji na dzień 31.12.2015	Wartość nominalna akcji w zł na dzień 31.12.2015	Liczba akcji na dzień 30.06.2016	Wartość nominalna akcji w zł na dzień 30.06.2016
Waldemar Wójcik	Wiceprezes Zarządu	19 500	19 500	-	-
Ryszard Wąsowicz	Członek RN	19 500	19 500	19 500	19 500

Zmiany po zakończeniu okresu sprawozdawczego

29 lipca 2016 roku Zarząd PGNiG S.A. podjął decyzję o zamiarze nabycia akcji własnych w celu ich umorzenia i skierował odpowiedni wniosek do Walnego Zgromadzenia Akcjonariuszy. Łączna cena nabycia akcji własnych będzie nie wyższa niż 750 mln zł, a nabycie sfinansowane będzie ze środków, które zgodnie z art. 348 § 1 Kodeksu spółek handlowych mogą zostać przeznaczone do podziału. Nabycie akcji własnych nastąpi do 31 grudnia 2016 roku. Zarząd PGNiG S.A. określi szczegółowe warunki i tryb nabycia akcji własnych w późniejszym terminie i poda je do publicznej wiadomości niezwłocznie po ich ustaleniu. W ocenie Zarządu, maksymalna kwota przeznaczona na nabycie akcji własnych nie przekracza możliwości finansowych Spółki i uwzględnia jej potrzeby płynnościowe. NWZ w tej sprawie zostało zwołane na dzień 25 sierpnia 2016 roku.

4. DZIAŁALNOŚĆ OPERACYJNA GK PGNiG

W I półroczu 2016 roku GK PGNiG osiągnęła przychody ze sprzedaży w wysokości 17 mld zł, z czego 80% stanowiła sprzedaż gazu ziemnego.

Przychody ze sprzedaży w mln zł

	I półrocze 2016	I półrocze 2015	I półrocze 2014	I półrocze 2013	I półrocze 2012
Gaz ziemny, w tym:	13 941	17 135	12 496	13 585	12 274
- gaz ziemny wysokometanowy	13 212	16 362	11 771	12 811	11 559
- gaz ziemny zaazotowany	729	773	725	774	715
Gaz LNG	160	17	29	29	24
Ropa naftowa, kondensat i NGL	785	1 096	1 605	1 102	594
Hel	36	37	82	92	66
Energia elektryczna	874	765	866	552	445
Ciepło	676	625	582	601	527
Usługi geofizyczno-geologiczne	91	65	129	107	161
Usługi wiertnicze i serwisowe	101	133	255	288	260
Usługi budowlano-montażowe	41	76	68	107	51
Usługi dystrybucji	364	112	17	11	4
Opłata przyłączeniowa	50	49	45	38	42
Pozostała sprzedaż	230	280	207	228	316
Razem	17 349	20 390	16 381	16 740	14 764

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

Produkcja podstawowych produktów

	Jednostka	I półrocze 2016	I półrocze 2015	I półrocze 2014	I półrocze 2013	I półrocze 2012
Gaz ziemny	mln m ³	2 261	2 294	2 315	2 264	2 164
Ropa naftowa, kondensat i NGL	tys. ton	676	704	632	462	217
Energia elektryczna	GWh	2 329	2 311	2 382	2 512	2 403
Energia cieplna	TJ	21 633	21 040	20 924	24 471	23 415

Sprzedaż podstawowych produktów

	Jednostka	I półrocze 2016	I półrocze 2015	I półrocze 2014	I półrocze 2013	I półrocze 2012
Gaz ziemny	mln m ³	12 738	12 525	8 214	8 775	7 899
- Obrót i magazynowanie	mln m ³	12 299	12 138	7 826	8 407	7 534
- Poszukiwanie i wydobycie	mln m ³	439	387	388	368	365
Ropa naftowa, kondensat i NGL	tys. ton	742	720	659	448	222
Energia elektryczna	GWh	5 435	4 812	5 267	2 139	2 036
Energia cieplna	TJ	21 461	20 867	20 770	24 277	23 224

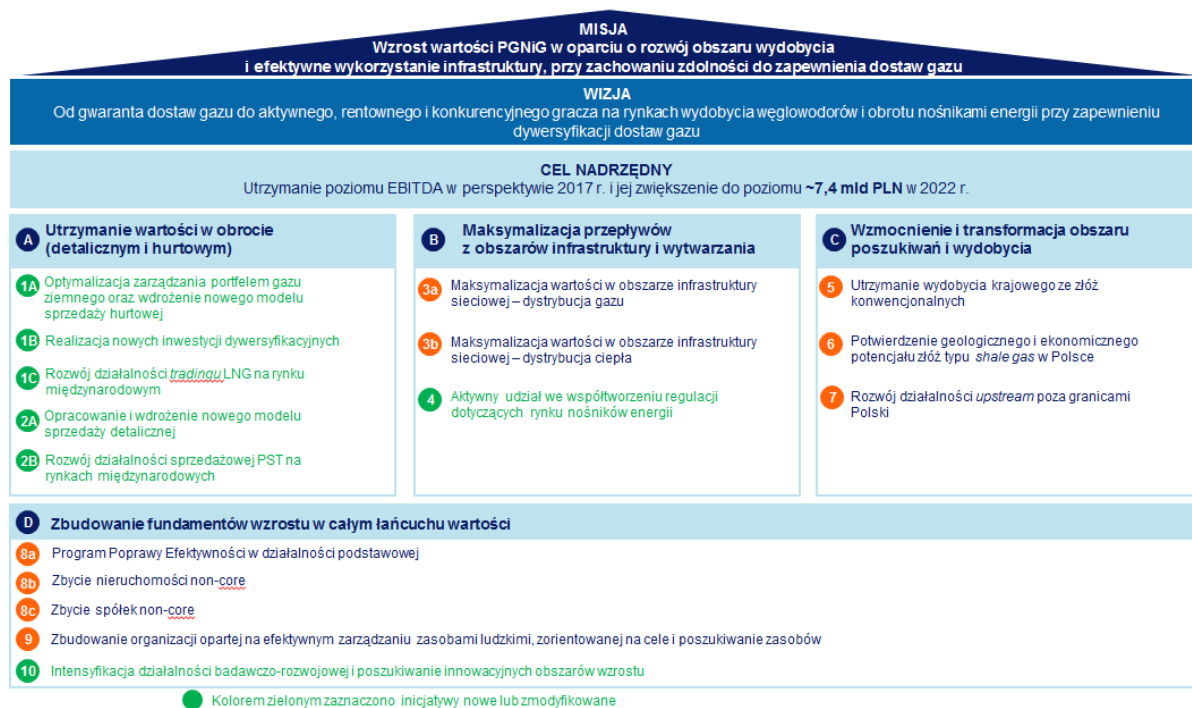
5. KIERUNKI ROZWOJU GK PGNiG

4 kwietnia 2016 roku Rada Nadzorcza Polskiego Górnictwa Naftowego i Gazownictwa S.A. przyjęła aktualizację „Strategii GK PGNiG na lata 2014-2022” (Strategia). Potrzeba przeprowadzenia przeglądu i aktualizacji dotychczas realizowanej Strategii wystąpiła w związku ze zmianą warunków rynkowych, w szczególności istotnymi wahaniami cen ropy naftowej i gazu na rynkach światowych oraz postępującą liberalizacją rynku.

W wyniku aktualizacji Strategii liczba inicjatyw strategicznych realizowanych w perspektywie do roku 2022 wzrosła, a ich wdrożenie powinno umożliwić wypracowanie w 2022 roku wyniku EBITDA na poziomie ok. 7,4 mld PLN (wzrost wynika m.in. ze zwiększonych aspiracji w obszarze infrastruktury sieciowej, tj. dystrybucji gazu i ciepła). W okresie Strategii nakłady inwestycyjne na rozwój organiczny i przejęcia zostały utrzymane na poziomie 40-50 mld PLN. Zadłużenie netto do wyniku EBITDA powinno pozostać w 2022 roku na poziomie poniżej 2,0, przy utrzymaniu dotychczasowej polityki dywidendowej w perspektywie 2022 roku. W kontekście celów operacyjnych, kluczowym jest wzrost aspiracji odnośnie poziomu wydobycia węglowodorów w kraju i za granicą do ok. 55-60 mln boe w 2022 roku (przy wykorzystaniu warunków rynkowych umożliwiających przeprowadzenie efektywnych kosztowo akwizycji) oraz utrzymanie celu wydobycia w Polsce na poziomie ok. 33 mln boe rocznie.

Strategia po aktualizacji konsekwentnie obejmuje 4 kluczowe dla Spółki obszary biznesowe:

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



Utrzymanie wartości w obrocie (detalicznym i hurtowym)

Szczególnym obszarem aktywności Grupy Kapitałowej PGNiG w obszarze obrotu jest badanie możliwości dywersyfikacji źródeł dostaw gazu ziemnego po roku 2022 oraz analiza inwestycji wspierających tę dywersyfikację. W ramach działań zabezpieczających pozycję PGNiG S.A. w zakresie dostaw gazu, w maju 2016 roku podjęto decyzję o zakupie gazu LNG na rynku spot. Pierwszy zamówiony ładunek dotarł do terminalu LNG w Świnoujściu w dniu 25 czerwca 2016 roku ok. 140 tys. m³ LNG (84 miliony m³ gazu sieciowego) dostarczone zostało z norweskiego portu Melkøya. GK PGNiG planuje zakupy LNG na zasadach spotowych niezależnie od regularnych dostaw realizowanych

w ramach długoterminowego kontraktu z Qatar Liquefied Gas Company Limited. Dostawy LNG w formule spot pozwalają na dywersyfikację źródeł dostaw surowca, a także umożliwiają efektywną optymalizację portfela zakupowego GK PGNiG. Poprzez zarezerwowane 65% mocy terminalu LNG w Świnoujściu, PGNiG S.A. stała się uczestnikiem globalnego rynku LNG.

Jako kolejny krok, 28 czerwca 2016 roku PGNiG S.A. otworzyła biuro handlowe LNG w Londynie - europejskim centrum obrotu tym surowcem. Biuro rozpoczęło prace w styczniu 2017 roku, a pełną zdolność operacyjną osiągnie do końca I kwartału 2017 roku.

Ponadto PGNiG S.A. prowadzi działania mające na celu dostosowanie kontraktu długoterminowego z OOO „Gazprom eksport” do sytuacji na europejskim rynku gazu ziemnego. W dniu 1 lutego 2016 roku Spółka złożyła pozew przeciw PAO Gazprom i OOO „Gazprom eksport” w postępowaniu przed Trybunałem Arbitrażowym z siedzibą w Sztokholmie. Postępowanie arbitrażowe nie wyklucza możliwości prowadzenia rozmów na poziomie handlowym pomiędzy Stronami i osiągnięcia porozumienia.

Jednocześnie PGNiG S.A. dąży do pozostania liderem sprzedaży na rynku gazu oraz preferowanym dostawcą dla wszystkich segmentów klientów. Spółka działa proaktywnie i dostosowuje swoją ofertę produktową do uwarunkowań rynkowych wynikających z liberalizacji rynku. Pierwsza połowa 2016 roku pokazała, że strategia oparta o oferowanie szerokiego wachlarza dedykowanych ofert rabatowych, w szczególności w segmencie klientów biznesowych jest uzasadniona. Klienci bardzo pozytywnie oceniają przygotowane przez Spółkę programy rabatowe. Promocje i produkty skierowane do naszych klientów pozwalają na budowanie trwałej partnerskiej relacji z klientem. Naszym celem jest również dywersyfikacja kanałów sprzedaży gazu i większe zaangażowanie w transakcje na rynku *OTC*. W związku z tym 17 czerwca 2016 roku otworzono w Krakowie pierwsze biuro obsługi klienta BOK Premium, a 1 lipca 2016 roku PGNiG S.A. rozpoczęło sprzedaż gazu na platformie brokerskiej *InfoEngine*, co sprzyjać będzie zwiększeniu płynności na rynku gazu w Polsce.

Maksymalizacja przepływów z obszaru infrastruktury i wytwarzania

Strategia w obszarze dystrybucji gazu zakłada zwiększenie ilości dystrybuowanego gazu, liczby nowych odbiorców oraz istotny przyrost gazyfikacji nowych gmin w Polsce. Nadrzędnym celem na kolejne okresy będzie dążenie do likwidacji tzw. „białych plam” na gazowej mapie Polski. Polska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o. (PSG) do 2022 roku chce zrealizować plan gazyfikacji 74 nowych gmin oraz przyłączenia do sieci około 350 tys. nowych odbiorców. Dodatkowo zmianie ulegnie struktura organizacyjna PSG. Będzie ona odpowiadać podziałowi administracyjnemu kraju, co pozwoli na uproszczenie współpracy z władzami samorządowymi oraz ułatwi dostęp do usług dla klientów spółki dystrybucyjnej.

GK PGNiG w I półroczu 2016 roku konsekwentnie realizuje również działania ukierunkowane na zwiększenie udziałów w rynku produkcji i dystrybucji ciepła. W tym celu 28 kwietnia 2016 roku PGNiG TERMIKA SA kupiła 100% akcji Przedsiębiorstwa Energetyki Ciepłej S.A. w Jastrzębiu Zdroju (PEC Jastrzębie SA). PEC Jastrzębie SA działa na bardzo perspektywicznych rynkach ciepła Górnego Śląska, w których Grupa widzi potencjał wzrostu już w krótkim okresie. Transakcja zwiększa nasze udziały w rynku ciepła systemowego. Kolejnym krokiem w kierunku realizacji Strategii Grupy PGNiG w obszarze akwizycji systemów ciepłowniczych było złożenie 28 kwietnia 2016 roku przez PGNiG TERMIKA SA oferty nabycia akcji Spółki Energetycznej „Jastrzębie” SA (SEJ) od Jastrzębskiej Spółki Węglowej SA. SEJ zajmuje się wytwarzaniem energii elektrycznej i ciepła dla potrzeb kopalni Jastrzębskiej Spółki Węglowej SA oraz innych odbiorców przemysłowych, a także produkcją ciepła dla ludności, którego dystrybucją zajmuje się PEC Jastrzębie SA.

Wzmocnienie i transformacja obszaru poszukiwania i wydobywania

Segment Poszukiwanie i wydobywanie odegrał w I półroczu 2016 roku znaczącą rolę w działalności i rozwoju Grupy Kapitałowej PGNiG. Głównym celem w tym segmencie jest utrzymanie stabilnego wydobywania gazu ziemnego i ropy naftowej w kraju. W I półroczu 2016 roku GK PGNiG wydobyła łącznie 2.261 mln m³ gazu ziemnego (w przeliczeniu na gaz ziemny wysokometanowy), z czego wydobyte ze złóż krajowych wyniosło 1.949 mln m³, a z zagranicznych 312 mln m³. Ponadto, w Polsce GK PGNiG kontynuowała prace poszukiwawczo-rozpoznawcze złóż typu „shale gas” na swoich najbardziej perspektywicznych koncesjach. Celem tych działań jest potwierdzenie wydobywanych zasobów węglowodorów ze źródeł niekonwencjonalnych oraz uzyskanie

ekonomicznie opłacalnego ich wydobycia w możliwie najkrótszym czasie. W I połowie 2016 roku Grupa prowadziła również aktywnie prace poszukiwawczo-wydobywcze na swoich koncesjach zagranicznych (Norwegia, Pakistan).

Zbudowanie fundamentów wzrostu w całym łańcuchu wartości

Strategia GK PGNiG zakłada stworzenie ze Spółki jednego z najbardziej innowacyjnych przedsiębiorstw w sektorze energetycznym w Polsce. W I półroczu 2016 r. zainicjowano zmiany w zakresie funkcjonowania dotychczasowego obszaru Badań i Rozwoju (B+R). W szczególności rozpoczęto prace nad stworzeniem nowej poszerzonej Strategii B+R+I czyli badań, rozwoju i innowacji. Wśród założeń nowej Strategii B+R+I jest między innymi stworzenie nowych narzędzi wspierania innowacyjności, które umożliwią PGNiG S.A. rozwinięcie działalności na kolejnych (po B+R) etapach życia innowacji, to jest komercjalizacji i zarządzania dojrzałym produktem innowacyjnym. Równolegle Spółka zainicjowała projekt, którego celem jest opracowanie zasad i narzędzi współpracy ze startupami w realizacji strategicznych celów Spółki. Prace w ramach tego projektu będą skoordynowane z operacjonalizacją i wdrożeniem Strategii B+R+I przewidzianymi na trzeci i czwarty kwartał 2016 roku.

W obszarze zarządzania zasobami ludzkimi PGNiG S.A. stawia przede wszystkim na rozwój i utrzymanie w organizacji pracowników o dużym potencjale. W związku z tym, w dniu 10 czerwca 2016 roku, w Spółce wdrożono system identyfikacji talentów, który pomoże wyłonić w PGNiG S.A. pracowników o dużym potencjale. Pracownicy ci mogą stać się beneficjentami programu rozwojowego, przygotowującego do pełnienia dalszych funkcji w organizacji, w tym funkcji menadżerskich.

W I półroczu 2016 roku przekroczono planowane do osiągnięcia w Strategii oszczędności kosztowe o 45 mln PLN. Dzięki sprawności organizacyjnej i procesowej Grupy PGNiG, skumulowana od 2014 roku trwała redukcja kosztów osiągnęła poziom 765 mln PLN.

6. OTOCZENIE REGULACYJNE

6.1. Koncesje

Według stanu na dzień 30 czerwca 2016 roku PGNiG S.A. posiadała niżej wymienione koncesje, udzielone przez Prezesa URE na podstawie ustawy Prawo energetyczne:

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

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

- 1 koncesję na obrót paliwami gazowymi obowiązującą od 25 kwietnia 2014 roku do 25 kwietnia 2026 roku,
- 1 koncesję na obrót energią elektryczną obowiązującą od 29 kwietnia 2014 roku do 29 kwietnia 2026 roku.

Według stanu na dzień 30 czerwca 2016 roku PGNiG S.A. posiadała następujące koncesje krajowe, udzielone na podstawie ustawy Prawo geologiczne i górnicze:

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

6.2. Zmiany w taryfach na paliwo gazowe

W I półroczu 2016 roku zasadnicza część obrotu gazem ziemnym wysokometanowym i zaazotowanym realizowana przez PGNiG S.A. i PGNiG Obrót Detaliczny Sp. z o.o. podlegała administracyjnej kontroli cen. Z obowiązku przedkładania do zatwierdzenia taryf zwolniony był jedynie obrót gazem ziemnym wysokometanowym na Towarowej Giełdzie Energii.

Ponadto przedsiębiorstwa energetyczne nie mają obowiązku przedkładania taryf do zatwierdzenia przez Prezesa URE w zakresie obrotu gazem ziemnym w postaci skroplonej (LNG) oraz obrotu sprężonym gazem ziemnym (CNG), którym napędzane są pojazdy mechaniczne.

Taryfa PGNiG S.A.

W I półroczu 2016 roku PGNiG S.A. obowiązywały następujące taryfy:

- od 1 stycznia 2016 roku do 31 marca 2016 roku – „Taryfa w zakresie dostarczania paliw gazowych nr 9/2016 PGNiG S.A.” zatwierdzona decyzją Prezesa URE 16 grudnia 2015 roku; średnia cena gazu wysokometanowego została obniżona o 6,6%, natomiast gazu zaazotowanego o 6,1%,
- od 1 kwietnia 2016 roku do 30 czerwca roku – „Taryfa w zakresie dostarczania paliw gazowych nr 10/2016 PGNiG S.A.” zatwierdzona decyzją Prezesa URE 15 marca 2016 roku; średnia cena gazu wysokometanowego została obniżona o 9,5%, natomiast gazu zaazotowanego o 8,3%.

14 czerwca 2016 roku Prezes URE zatwierdził nową „Taryfę w zakresie dostarczania paliw gazowych nr 11/2016 PGNiG S.A.” na okres od 1 lipca 2016 roku do 30 września 2016 roku. Średnia cena gazu wysokometanowego została obniżona o 8,4%, natomiast gazu zaazotowanego o 8,5%.

Taryfa PGNiG Obrót Detaliczny Sp. z o.o.

W okresie od 1 stycznia 2016 roku do 31 marca 2016 roku obowiązywała „Taryfa PGNiG Obrót Detaliczny Sp. z o.o. w zakresie obrotu paliwami gazowymi nr 2” zatwierdzona decyzją Prezesa URE w dniu 17 grudnia 2015 roku. Średnia cena paliwa gazowego została obniżona o:

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

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

W dniu 15 marca 2016 roku Prezes URE zatwierdził nową „Taryfę PGNiG Obrót Detaliczny Sp. z o.o. w zakresie dostarczania paliw gazowych nr 3” na okres od 1 kwietnia 2016 roku do 30 czerwca 2016 roku. Średnia cena paliwa gazowego została obniżona o:

- 5,4% dla gazu wysokometanowego, w tym dla klientów indywidualnych (grupy taryfowe od W-1 do W-4) o 5,3%, natomiast dla klientów biznesowych (pozostałe grupy taryfowe) o 6,8%,
- 6,1% dla gazu zaazotowanego (Lw),
- 5,8% dla gazu zaazotowanego (Ls).

Stawki opłat abonamentowych pozostały bez zmian.

W dniu 16 czerwca 2016 roku Prezes URE zatwierdził nową „Taryfę PGNiG Obrót Detaliczny Sp. z o.o. w zakresie dostarczania paliw gazowych nr 4” na okres od 1 lipca 2016 roku do 31 grudnia 2016 roku. Średnia cena paliwa gazowego dla wszystkich grup taryfowych została obniżona o 1%. Stawki opłat abonamentowych oraz opłaty za dostarczenie paliwa gazowego pozostają na tym samym poziomie.

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

Wnioski o zwolnienie z taryf

W dniu 19 lutego 2013 roku Prezes URE wydał komunikat w sprawie zwolnienia przedsiębiorstw energetycznych, posiadających koncesję na obrót paliwami gazowymi, z obowiązku przedkładania do zatwierdzenia taryf w zakresie hurtowego obrotu gazem ziemnym. Przedsiębiorstwo energetyczne musi indywidualnie wystąpić do Prezesa URE z wnioskiem o zwolnienie z ww. obowiązku. PGNiG S.A. wystąpiła do Prezesa URE z powyższym wnioskiem. Do dnia sporządzenia sprawozdania za I półrocze 2016 roku postępowanie nie zostało zakończone.

Ponadto w 2013 roku PGNiG S.A. wystąpiła do Prezesa URE z wnioskiem o zwolnienie z obowiązku przedkładania taryf do zatwierdzenia w zakresie obrotu oraz sprzedaży gazu ziemnego wysokometanowego (E) w punkcie wirtualnym na rynku pozagiełdowym (OTC). Do dnia sporządzenia sprawozdania za I półrocze 2016 roku postępowanie nie zostało zakończone.

W dniu 10 sierpnia 2015 roku PGNiG S.A. wystąpiła do Prezesa URE z wnioskiem o zwolnienie z obowiązku przedkładania taryf do zatwierdzenia w zakresie sprzedaży gazu ziemnego wysokometanowego do przedsiębiorstw energetycznych nabywających gaz ziemny wysokometanowy na potrzeby wykonywania działalności w zakresie przesyłania, dystrybucji, magazynowania, skraplania lub regazyfikacji gazu ziemnego. Do dnia sporządzenia sprawozdania za I półrocze 2016 roku postępowanie nie zostało zakończone.

W dniu 3 lipca 2015 roku PGNiG Obrót Detaliczny Sp. z o.o. złożyła do Prezesa URE wniosek o zwolnienie z obowiązku przedkładania do zatwierdzenia taryf w zakresie sprzedaży gazu ziemnego wysokometanowego grupy E w punkcie wirtualnym na rynku OTC (rynek pozagiełdowy) w Polsce. Do dnia sporządzenia sprawozdania za I półrocze 2016 roku postępowanie nie zostało zakończone.

W dniu 26 stycznia 2016 roku PGNiG S.A. złożyła do Prezesa URE wniosek o zwolnienie z obowiązku przedkładania do zatwierdzenia taryf dla paliw gazowych w zakresie obrotu gazem ziemnym w postaci skroplonej (LNG). Decyzją z dnia 3 lutego 2016 roku Prezes URE zwolnił PGNiG S.A. z powyższego obowiązku.

6.3. Ryzyka regulacyjne

Ustawa Prawo energetyczne

Zmiana ustawy Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw (tzw. „mały trójpak energetyczny”) z 11 września 2013 roku wprowadziła m.in. obbligo giełdowe tj. obowiązek sprzedaży określonej części wolumenu gazu wysokometanowego, wprowadzanego w danym roku do systemu przesyłowego, na giełdach towarowych. W okresie od 11 września do 31 grudnia 2013 roku obowiązywało obbligo giełdowe na poziomie 30%, w 2014 roku na poziomie 40%, a od 1 stycznia 2015 roku na poziomie 55%. Celem nałożonego na PGNiG S.A. obliga giełdowego jest liberalizacja rynku gazu w Polsce, a co za tym idzie, rozwój konkurencji. Mechanizm ten wiąże się z wysoką transparentnością rynku i umożliwi uczestnikom rynku nabywanie produktów na równych warunkach. Rozwiązanie to może oznaczać dla PGNiG S.A. ryzyko stopniowej utraty rynku. Dynamika ewentualnej utraty udziałów rynkowych przez PGNiG S.A. zależna jednak będzie od liczby i wielkości podmiotów wchodzących na rynek gazu oraz relacji cenowych pomiędzy cenami oferowanymi przez PGNiG S.A. oraz cenami oferowanymi przez innych uczestników rynku.

W dniu 23 czerwca 2016 roku Ministerstwo Energii opublikowało projekt nowelizacji ustawy Prawo Energetyczne, który zakłada stopniowe znoszenie regulowania cen gazu ziemnego w odniesieniu do poszczególnych grup odbiorców. Więcej na ten temat znajduje się poniżej w punkcie niniejszego rozdziału dot. deregulacji.

Realizacja obliga giełdowego

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

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

W dniu 13 stycznia 2015 roku Prezes URE wszczął postępowanie w sprawie wymierzenia kary pieniężnej PGNiG S.A. za brak realizacji obliga giełdowego w 2013 roku. PGNiG S.A. wniosła zażalenie do Sądu Okręgowego w Warszawie – Sądu Ochrony Konkurencji i Konsumentów na jedno z rozstrzygnięć incydentalnych Prezesa URE, które zapadło w postępowaniu. W dniu 15 kwietnia 2016 roku Sąd Okręgowy w Warszawie – Sąd Ochrony Konkurencji i Konsumentów oddalił zażalenie PGNiG S.A. w dniu 25 maja 2016 roku Prezes URE podjął z urzędu postępowanie w sprawie wymierzenia PGNiG S.A. kary pieniężnej w związku z niewykonaniem obliga giełdowego w 2013 roku. W dniu 17 czerwca 2016 roku Spółka złożyła (na podstawie art. 56 ust. 6a ustawy Prawo energetyczne) wniosek o odstąpienie od wymierzenia kary. Do dnia sporządzenia sprawozdania za I półrocze 2016 roku Prezes URE nie odniósł się do wniosku Spółki.

W dniu 28 października 2015 roku Prezes URE wszczął postępowanie w sprawie wymierzenia kary pieniężnej PGNiG S.A. za brak realizacji obliga giełdowego w 2014 roku. W dniu 20 kwietnia 2016 roku PGNiG S.A., po zapoznaniu się z materiałem dowodowym, złożyła (na podstawie art. 56 ust. 6a ustawy Prawo energetyczne) wniosek o odstąpienie od wymierzenia kary. W dniu 9 maja 2016 roku Prezes URE wymierzył Spółce karę w wysokości 15.000.000 zł za niewykonanie obliga giełdowego w 2014 roku. Spółka odwołała się od przedmiotowej decyzji Prezesa URE. Do dnia sporządzenia sprawozdania za I półrocze 2016 roku Sąd Okręgowy w Warszawie – Sąd Ochrony Konkurencji i Konsumentów nie zawiadomił PGNiG S.A. o wyznaczeniu terminu rozprawy.

Kalkulacja taryf

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

Deregulacja

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

W dniu 23 czerwca 2016 roku Ministerstwo Energii opublikowało projekt „ustawy deregulacyjnej” w formie nowelizacji ustawy Prawo Energetyczne. Podstawowe założenia obejmują stopniowe znoszenie regulowania cen gazu ziemnego w odniesieniu do poszczególnych grup odbiorców. W świetle projektu zwolnieniu z obowiązku przedkładania taryf do zatwierdzania podlegać będzie:

- od 1 października 2016 roku – sprzedaż paliwa gazowego odbiorcom hurtowym, operatorom systemów gazowych, obrót w punkcie wirtualnym oraz w trybie przetargów, aukcji lub zamówień publicznych, a także obrót LNG oraz CNG,
- od 1 października 2017 roku – sprzedaż paliwa gazowego odbiorcom końcowym innym niż odbiorcy w gospodarstwach domowych,
- od 1 stycznia 2024 roku – sprzedaż paliwa gazowego odbiorcom w gospodarstwach domowych.

Niniejsza nowelizacja stwarza ryzyka związane z koniecznością dostosowania działalności spółek z GK PGNiG w zakresie obrotu paliwami gazowymi do nowego środowiska regulacyjnego. Ustawowa deregulacja cen spowoduje konieczność wprowadzenia w umowach handlowych zmian uwzględniających nowe uwarunkowania regulacyjne. Deregulacja cen powinna doprowadzić również do zwiększenia liczby sprzedawców na polskim rynku gazu, co oznaczać będzie zwiększenie presji konkurencyjnej na spółki obrotu z GK PGNiG.

Z drugiej strony, mając na uwadze, że GK PGNiG odchodzi od stosowania cen taryfowych na rzecz cen ustalanych w oparciu o warunki rynkowe, deregulacja zniesie istotne ryzyko dotyczące ograniczenia cen rozliczeniowych z odbiorcami do wysokości ustalonych w taryfie. Zgodnie z aktualnymi regulacjami prawnymi, ceny paliw gazowych zawarte w zatwierdzonej przez regulatora taryfie, określane są jako ceny maksymalne dla danej grupy taryfowej i są stałe w całym okresie regulacji. Oznacza to, że gdy ceny, ustalone w oparciu o zasady rynkowe, notowane są powyżej cen taryfowych, to ceny rozliczeniowe ograniczane są prawnie do wysokości zatwierdzonych cen taryfowych.

Ustawa o zapasach ropy naftowej, produktów naftowych i gazu ziemnego

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

Ryzyko bilansowe związane jest z zagrożeniem możliwości pokrycia szczytowego zapotrzebowania odbiorców na gaz ziemny w sezonie jesienno-zimowym. Oznacza to, że pomimo maksymalizacji dostaw gazu z kontraktów długoterminowych, wykorzystania dostępnych mocy na interkonektorach zachodnich i południowych oraz dostaw gazu z PMG (pozostających w gestii PGNiG S.A.), w przypadku utrzymywania się niskich temperatur powietrza w dłuższym okresie, zapotrzebowanie odbiorców może przekraczać poziom dostaw gazu jaki jest w stanie zapewnić Spółka. Moce przesyłowe na interkonektorach dostępne są dla wszystkich uczestników rynku na równoprawnych zasadach. Należy podkreślić, że alokowanie zapasu obowiązkowego w szczytowych magazynach gazu, tj. KPMG Mogilno i KPMG Kosakowo powoduje ograniczenie elastyczności dostaw do systemu przesyłowego oraz ogranicza możliwość optymalizacji portfela aktywów PGNiG S.A. Tryb uruchamiania zapasów obowiązkowych gazu ziemnego, wymaga uzyskania zgody ministra właściwego ds. energii, poprzedzonej wprowadzeniem ograniczeń w dostawach gazu przewidzianych w zawartych umowach handlowych. 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 może utrudniać odbiór gazu w końcowej fazie, a także powodować obniżenie mocy odbioru w następnych cyklach pracy magazynu. Przywrócenie pierwotnych parametrów pracy magazynu jest procesem długofalowym.

W dniu 22 lipca 2016 roku uchwalona została ustawa o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw. W zakresie prowadzonej przez GK PGNiG działalności w obszarze magazynowania ustawa rozszerza katalog podmiotów zobowiązanych do utrzymywania zapasów obowiązkowych gazu ziemnego o podmioty przywożące gaz ziemny oraz usuwa możliwość uzyskania zwolnienia z obowiązku utrzymywania zapasów obowiązkowych gazu ziemnego dla przedsiębiorstw energetycznych, których liczba odbiorców nie jest większa niż 100 tys. i których przywóz nie przekracza w ciągu roku kalendarzowego 100 mln m³. Dodatkowo, ustawa umożliwi podmiotom zobowiązanych do utrzymywania zapasów obowiązkowych gazu ziemnego, które nie posiadają własnych pojemności magazynowych, wykonywanie tego obowiązku przez jego powierzenie (przeniesienie) w drodze umowy na innego przedsiębiorcę zobowiązanego (tzw. umowa biletowa). Przyjęte zmiany wyrównują reguły konkurencji na krajowym rynku gazu oraz mogą potencjalnie wpłynąć na zwiększenie zapotrzebowania na usługi magazynowe.

Ustawa Prawo geologiczne i górnicze

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

Ustawa o efektywności energetycznej

W dniu 20 maja 2016 roku uchwalona została nowa ustawa o efektywności energetycznej, która stanowi wdrożenie do polskiego porządku prawnego Dyrektywy 2012/27/UE w sprawie efektywności energetycznej, zmiany dyrektyw 2009/125/WE i 2010/30/UE oraz uchylecia dyrektyw 2004/8/WE i 2006/32/WE. Nowa ustawa wejdzie w życie 1 października 2016 roku. Wprowadzi ona zasadnicze zmiany w sposobie realizacji ustawowych obowiązków, które mogą spowodować wzrost kosztów

działalności przedsiębiorstw energetycznych. Do najważniejszych z nich należą m.in. konieczność realizacji przedsięwzięć służących poprawie efektywności energetycznej jako podstawowy sposób realizacji obowiązku, wzrost jednostkowej opłaty zastępczej oraz obowiązek przeprowadzania co 4 lata audytu energetycznego przedsiębiorstwa (ewentualnie wdrożenie systemów zarządzania energią, które zwalniają z tego obowiązku).

Dodatkowo, nowa ustawa wprowadza zmiany w katalogu podmiotów zobowiązanych do realizacji obowiązku uzyskania oszczędności energii. Zgodnie z nowymi przepisami uczestnikiem systemu będą również odbiorcy końcowi przyłączeni do sieci na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej przywożący gaz na własny użytek. Przedmiotowa zmiana prowadzi do poprawy sytuacji konkurencyjnej PGNiG S.A. poprzez wyrównanie reguł konkurencji na krajowym rynku gazu.

7. POSZUKIWANIE I WYDOBYCIE

Segment obejmuje cały proces poszukiwania oraz wydobycia gazu ziemnego i ropy naftowej ze złóż w kraju i za granicą, poczynając od przeprowadzenia analiz geologicznych, badań geofizycznych i wierceń, po zagospodarowanie i eksploatację złóż. Prace te segment prowadzi we własnym zakresie oraz we współpracy z partnerami na podstawie umów o wspólnych operacjach.

Spółki segmentu: PGNiG SA, PGNiG Upstream International AS, Polish Oil and Gas Company – Libya BV, GEOFIZYKA Kraków Sp. z o.o., GEOFIZYKA Toruń Sp. z o.o., EXALO Drilling SA.

7.1. Poszukiwanie

W I półroczu 2016 roku PGNiG S.A. realizowała projekty związane z poszukiwaniem i rozpoznawaniem złóż ropy naftowej i gazu ziemnego na terenie Karpat, Pogórza Karpackiego i na Niżu Polskim zarówno we własnym zakresie, jak i we współpracy z partnerami. Na obszarach koncesyjnych PGNiG S.A. prace wiertnicze w kraju prowadzone były w 5 otworach poszukiwawczych (Dargosław-1, Paruchów-1K, Wola Cewkowska-1, Dąbrowica Duża-6, Krobielewko-4K). W I półroczu 2016 roku 4 otwory poszukiwawcze zakwalifikowano jako otwory pozytywne, w tym: 1 otwór na Niżu Polskim (Dargosław-1) i 3 otwory na Przedgórzu Karpackim (w tym 2 odwiercone w 2015 roku) (Słotwinka-1K, Rogoźnica-3K, Dąbrowica Duża-6). W 2 odwiertach nie uzyskano przemysłowego przyływu węglowodorów i zostały one zlikwidowane (Paruchów-1K, Wola Cewkowska-1).

W I półroczu 2016 roku otworem poszukiwawczym Dargosław-1 dokonano odkrycia złoża gazu ziemnego zaazotowanego w miejscowości Siemidarzno w powiecie gryfickim w województwie zachodniopomorskim. Zasoby nowo odkrytego złoża szacuje się od 0,5 do 1 mld m³, a prawdopodobny roczny przyływ gazu to ok. 25 mln m³.

7.2. Współpraca z innymi podmiotami

W I półroczu 2016 roku PGNiG S.A. współpracowała z innymi podmiotami na obszarach koncesyjnych PGNiG S.A., FX Energy Poland Sp. z o.o., LOTOS Petrobaltic S.A. i ORLEN Upstream sp. z o.o. Ponadto, we współpracy z innymi podmiotami, PGNiG S.A. prowadziła prace poszukiwawcze w Pakistanie i Norwegii.

7.2.1. Współpraca w Polsce

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

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

Na obszarze „Płotki” – „PTZ”, kontynuowano prace związane z likwidacją kopalni gazu ziemnego Zaniemyśl. Na obszarze „Poznań” kontynuowano budowę kopalni gazu Karmin i Miłosław oraz

wykonano prace przygotowawcze do wiercenia otworu poszukiwawczego Miłosław-5K/H. Ponadto zakończono wiercenie otworu poszukiwawczego Paruchów-1K, który z uwagi na brak przyływu węglowodorów został zlikwidowany. Na obszarze „Bieszczady” zakończono przetwarzanie danych sejsmicznych 2D (Hoczew-Lutowiska). Na obszarze „Sieraków” kontynuowano przygotowania do modernizacji odwiertu Sieraków-1.

Prace na koncesjach należących do FX Energy Poland Sp. z o.o. prowadzone były na obszarze „Warszawa-Południe” (blok 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 2016 roku wykonano zdjęcie sejsmiczne 3D Wilga-Potycz i rozpoczęto przetwarzanie danych sejsmicznych.

7.2.2. Współpraca za granicą

Niemcy

Prace na wydzielonej części koncesji Lubben we wschodnich Niemczech w landzie Brandenburgia prowadzone były na podstawie umowy o wspólnych operacjach z dnia 4 sierpnia 2015 roku. Partnerami PGNiG S.A. (36% udziałów) w przedsięwzięciu są Central European Petroleum GmbH (39% udziałów i operatorstwo koncesji) oraz austriacka firma Rohöl-Aufsuchungs AG (25% udziałów). W I półroczu 2016 roku zakończono wiercenie otworu poszukiwawczego Markische Heide-1 (z uwagi na awarię wiertniczą nie wykonano wszystkich planowanych pomiarów) i rozpoczęto analizę uzyskanych danych. W maju 2016 roku zakończono reprocessing materiałów sejsmicznych 3D i rozpoczęto prace interpretacyjne w celu podjęcia decyzji o ewentualnej lokalizacji potencjalnego obiektu pod wiercenie.

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%.

Zgodnie z koncepcją wspólnego zagospodarowania złóż Rehman i Rizq w I półroczu 2016 roku rozpoczęto wiercenie otworu Rehman-2. Natomiast wiercenie Rehman-3 rozpocznie się bezpośrednio po zakończeniu prac w otworze Rehman-2. Zakończenie prac w obu otworach planowane jest do końca 2016 roku. W I półroczu 2016 roku kontynuowano również budowę gazociągu, za pomocą którego otwór Rizq-1 oraz otwory Rehman-2 i Rehman-3 zostaną podłączone do kopalni na złożu Rehman. Ponadto rozpoczęto prace przygotowawcze do wiercenia kolejnych 4 otworów (2 eksploatacyjnych, 1 rozpoznawczego i 1 poszukiwawczego). Równocześnie w ramach dalszych prac poszukiwawczo-dokumentacyjnych zakończono realizację nowego zdjęcia sejsmicznego 3D. Ponadto Spółka kontynuowała eksploatację odwiertów Rehman-1 i Hallel X-1.

Norwegia

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

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

Ropa naftowa sprzedawana jest bezpośrednio ze złóż spółkom Shell International Trading and Shipping Company Ltd (ze złóż Skarv, Vilje i Vale) i TOTS TOTAL OIL TRADING S.A. (ze złóż Morvin). Na wszystkich złożach, z wyjątkiem Vilje, wraz z ropą naftową wydobywany jest również gaz ziemny,

który przesyłany jest gazociągiem głównie do Niemiec, gdzie odbiera go spółka PGNiG Supply & Trading GmbH.

W I półroczu 2016 roku ze złóż Skarv, Morvin, Vilje i Vale spółka wydobyla 297 tys. ton ropy naftowej wraz z innymi frakcjami (w przeliczeniu na tonę ekwiwalentu ropy naftowej) i 287 mln m³ gazu ziemnego. Wydobycie ze złóż było wyższe niż planowano. Większe wolumeny zanotowano głównie dzięki wysokiej sprawności instalacji wydobywczych. Dodatkowo zwiększenie wydobycia na złożu Skarv uzyskano dzięki zastosowaniu techniki wydobycia polegającej m.in. na równoczesnym zatłaczaniu gazu ziemnego do złoża w celu zwiększenia współczynnika szcerpania ropy naftowej.

W I półroczu 2016 roku spółka PGNiG Upstream International AS razem z partnerami kontynuowała zagospodarowanie złóż Gina Krog i Snadd. W ramach prac realizowanych na złożu Gina Krog prowadzono wiercenia otworów eksploatacyjnych. Dodatkowo, w stoczni w Korei Południowej została zakończona budowa platformy wydobywczej. W sierpniu 2016 roku planowane jest umieszczenie jej na konstrukcji bazowej (*jacket*) i przygotowanie do rozpoczęcia wydobycia. Natomiast w zakresie prac prowadzonych na złożu Snadd wybrana została koncepcja zagospodarowania złoża. Preferowany scenariusz inwestycyjny zakłada wykonanie trzech nowych odwiertów wydobywczych i uruchomienie wydobycia od 2021 roku.

PGNiG Upstream International AS wspólnie z partnerami kontynuowała również prace na pozostałych koncesjach poszukiwawczych. Spółka prowadziła m.in. ocenę perspektywiczności koncesji PL702, PL703, PL707, PL756 i PL799. Po wynikach przeprowadzonych analiz geologiczno-ekonomicznych spółka wraz z partnerami podjęła decyzję o zwolnieniu koncesji PL702 i PL756 bez wiercenia otworu.

W I półroczu 2016 roku zostały rozstrzygnięte kolejne rundy koncesyjne APA 2015 (*Awards in Predefined Areas*) oraz 23. Rundy Koncesyjnej (*Licence Round*), w wyniku których PGNiG Upstream International AS otrzymała udziały w 5 nowych koncesjach poszukiwawczych:

- 40% udziałów jako operator w koncesji PL838 na Morzu Norweskim; koncesja ta przylega od strony wschodniej do złoża Skarv; partnerami tej koncesji zostały spółki Tullow Oil Norge AS i E.ON E&P Norge AS, które otrzymały po 30% udziałów;
- 11,9175% udziałów jako partner w koncesji PL839 na Morzu Norweskim; operatorem na tej koncesji została BP Norge AS (23.8% udziałów), a pozostałymi partnerami spółki Statoil Petroleum AS (36,2%) i E.ON E&P Norge AS (28.1%);
- 8% udziałów jako partner w koncesji PL813 na Morzu Północnym; operatorem na tej koncesji została Statoil Petroleum AS (58.7% udziałów), a pozostałymi partnerami spółki Total E&P Norge AS (30%) i Det norske oljeselskap ASA (3.3%);
- 20% udziałów jako partner w koncesji PL850 na Morzu Barentsa; operatorem na tej koncesji została Edison Norge AS (40% udziałów), a pozostałymi partnerami spółki Lime Petroleum Norway AS i KUFPEC Norway AS, które otrzymały po 20% udziałów;
- 25% udziałów jako partner w koncesji PL856 na Morzu Barentsa; operatorem na tej koncesji została Capricorn Norge AS (75% udziałów).

W ciągu dwóch lat, a w przypadku koncesji PL850 – trzech, partnerzy koncesyjni wykonują stosowne analizy geologiczne i geofizyczne, których celem będzie dokładne oszacowanie potencjału naftowego objętych koncesjami obszarów. Po tym okresie zostaną podjęte decyzje o wierceniu otworów poszukiwawczych lub zwolnieniu koncesji bez wykonywania wierceń (*drill or drop decision*).

Na dzień 30 czerwca 2016 roku PGNiG Upstream International AS posiada udziały w 18 koncesjach poszukiwawczo-wydobywczych na Norweskim Szelfie Kontynentalnym, w tym w 2 operatorskich.

Libia

Od stycznia 2014 roku, ze względu na napiętą sytuację polityczną i wzrastające zagrożenie dla bezpieczeństwa pracowników, Polish Oil and Gas Company - Libya B.V., spółka GK PGNiG nie realizuje prac poszukiwawczych w Libii. Wcześniej spółka 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.

7.3. Wydobycie

W I półroczu 2016 roku GK PGNiG prowadziła eksploatację złóż węglowodorów na terenie Polski oraz na Norweskim Szelfie Kontynentalnym i w Pakistanie. Eksploatacja złóż gazu ziemnego i ropy naftowej na terenie Polski prowadzona jest przez dwa oddziały PGNiG S.A.: Oddział w Zielonej Górze oraz Oddział w Sanoku. Oddział w Zielonej Górze wydobywa ropę naftową i gaz ziemny zaazotowany w 21 kopalniach (12 gazowych, 6 ropno-gazowych oraz 3 ropnych), natomiast Oddział w Sanoku pozyskuje gaz ziemny wysokometanowy i zaazotowany oraz ropę naftową w 36 kopalniach (18 gazowych, 13 ropno-gazowych i 5 ropnych).

W I półroczu 2016 roku GK PGNiG wydobyla łącznie 2.261 mln m³ gazu ziemnego (w przeliczeniu na gaz ziemny wysokometanowy), z czego wydobycie ze złóż krajowych wyniosło 1.949 mln m³, a z zagranicznych 312 mln m³. Natomiast wydobycie ropy naftowej wraz z innymi frakcjami osiągnęło poziom 676 tys. ton ropy naftowej, z czego 297 tys. ton na Norweskim Szelfie Kontynentalnym. Wolumeny wydobycia gazu ziemnego i ropy naftowej zostały przedstawione w poniższych tabelach.

Wielkość wydobycia gazu ziemnego

	I półrocze 2016		I półrocze 2015	
	GWh	mln m ³	GWh	mln m ³
Gaz ziemny wysokometanowy, w tym	10 922	995	11 054	1 007
- Oddział w Zielonej Górze	0	0	0	0
- Oddział w Sanoku	7 768	708	8 000	729
- Norwegia	3 154	287	3 054	278
Gaz zaazotowany zaazotowany, w tym:	13 891	1 266	14 123	1 287
- Oddział w Zielonej Górze	13 285	1 211	13 454	1 226
- Oddział w Sanoku	330	30	375	34
- Oddział w Pakistanie	276	25	294	27
Razem	24 813	2 261	25 177	2 294

Wielkość wydobycia ropy naftowej

	Jednostka	I półrocze 2016	I półrocze 2015
Oddział w Zielonej Górze	tys. ton	357	331
Oddział w Sanoku	tys. ton	22	23
Norwegia	tys. ton	297	350
Razem	tys. ton	676	704

W I półroczu 2016 roku na terenie działania Oddziału PGNiG S.A. w Sanoku włączono do eksploatacji 2 nowe złoża: złożo Draganowa i złożo Siedlecza (w ramach próbnej eksploatacji) oraz podłączono 3 odwierty na złożach już eksploatowanych (odwierty: Lubliniec-13, Rzeszów-20K, Pruchnik-27). Łączny przyrost zdolności wydobywczych wyniósł około 3,6 tys. m³/h gazu (w przeliczeniu na gaz wysokometanowy).

Na terenie działania Oddziału PGNiG S.A. w Zielonej Górze włączono do eksploatacji 1 nowe złożo Połęcko (w ramach próbnej eksploatacji). Łączny przyrost zdolności wydobywczych wyniósł 80 t/d ropy naftowej.

Podziemne magazyny gazu

W I półroczu 2016 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 2016 roku przedstawia poniższa tabela.

Pojemności czynne magazynów segmentu poszukiwanie i wydobywanie

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

*przeliczenie dla gazu o cieple spalania 30 MJ/m³

7.4. 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 2016 roku sprzedaż segmentu wyniosła 439 mln m³ gazu ziemnego, z czego 392 mln m³ stanowiła sprzedaż na rynku krajowym, a 47 mln m³ poza granicami kraju. Ponadto segment sprzedał 734 tys. ton ropy naftowej wraz z innymi frakcjami. Poniższe tabele przedstawiają sprzedaż gazu ziemnego bezpośrednio ze złóż (w przeliczeniu na gaz ziemny wysokometanowy) oraz sprzedaż ropy naftowej wraz z innymi frakcjami.

Sprzedaż gazu ziemnego

	I półrocze 2016		I półrocze 2015	
	GWh	mln m ³	GWh	mln m ³
Gaz ziemny wysokometanowy	487	44	408	37
Gaz ziemny zaazotowany	4 321	395	3 839	350
Razem	4 808	439	4 247	387

Sprzedaż ropy naftowej wraz z kondensatem z wydobycia krajowego

	Jednostka	I półrocze 2016	I półrocze 2015
Sprzedaż krajowa	tys. t.	267	252
Sprzedaż za granicę	tys. t.	110	113
Razem	tys. t.	377	365

Sprzedaż ropy naftowej wraz z kondensatem i NGL z wydobycia na Norweskim Szelfie Kontynentalnym

	Jednostka	I półrocze 2016	I półrocze 2015
Norwegia	tys. t.	357	355

Głównymi odbiorcami gazu ziemnego w Polsce byli odbiorcy przemysłowi, których udział w wolumenie sprzedaży stanowił ok. 75%. W obszarze handlu ropą naftową GK PGNiG kontynuowała dotychczasową politykę sprzedażową współpracując z największymi podmiotami sektora paliwowego w Polsce i za granicą. Sprzedaż ropy naftowej realizowana była dla Shell International Trading and Shipping Company Ltd., TOTS TOTAL OIL TRADING S.A., ORLEN Południe S.A. oraz Grupy LOTOS S.A.

7.5. Działalność usługowa

W I półroczu 2016 roku spółki segmentu Poszukiwanie i wydobywanie prowadziły wiercenia otworów poszukiwawczych, rozpoznawczych, badawczych i eksploatacyjnych oraz świadczyły usługi z zakresu specjalistycznych serwisów górnictwa otworowego i usługi geofizyczne.

Wiercenia poszukiwawczo-rozpoznawcze i badawcze realizowano przede wszystkim w poszukiwaniu węglowodorów, a także złóż miedzi i innych surowców stałych. Prace wiertnicze wykonywane były zarówno dla GK PGNiG, jak i dla kontrahentów zewnętrznych. Za granicą prowadzono wiercenia przede wszystkim dla odbiorców zewnętrznych poszukujących konwencjonalnych złóż ropy naftowej i gazu ziemnego m.in. w Kazachstanie i Pakistanie. W kraju głównym odbiorcą usług była PGNiG S.A. W Polsce realizowano kontrakty dla firm poszukujących konwencjonalnych złóż gazu ziemnego i ropy naftowej (m.in. dla PGNiG S.A. i Rawicz Energy Sp. z o.o.) oraz projekty rozpoznania złóż miedzi i innych surowców stałych dla: dla KGHM Polska Miedź S.A., Miedzi Copper Sp. z o.o., Zielona Góra Copper Sp. z o.o., Przedsiębiorstwa Budowy Kopalń PeBeKa S.A., Mozów Copper Sp. z o.o. i Wilcze Copper Sp. z o.o. Wiercenia eksploatacyjne prowadzone były przede wszystkim w kraju dla PGNiG S.A., a za granicą dla kontrahentów zewnętrznych, głównie w Pakistanie.

Segment świadczył również usługi specjalistycznych serwisów górnictwa otworowego m.in. serwisów płynów wiertniczych, cementacyjnego, *coiled tubing* i urządzeń azotowych, *mud logging*, próbników złoża, wyposażenia wgłębnego odwiertów wraz z opróbowaniem, pomiarów parametrów złożowych i testów produkcyjnych oraz wykonywał remonty, rekonstrukcje i likwidacje odwiertów. Odbiorcą powyższych usług była głównie PGNiG S.A. W kraju dla inwestorów spoza GK PGNiG świadczone usługi serwisowe m.in. dla KGHM Polska Miedź S.A., Zielona Góra Copper Sp. z o.o., Mozów Copper Sp. z o.o. i Przedsiębiorstwa Budowy Kopalń PeBeKa S.A. za granicą spółka wykonywała m.in. usługi serwisów *coiled tubing* i cementacyjnego na Ukrainie.

Ponadto w I półroczu 2016 roku spółki segmentu Poszukiwanie i wydobycie świadczyły usługi geofizyczne z zakresu geofizyki poszukiwawczej (akwizycję, przetwarzanie i interpretację danych sejsmicznych) oraz geofizyki otworowej. Na rynku krajowym najważniejszym odbiorcą usług była PGNiG S.A. oraz m.in. spółki: FX Energy Poland Sp. z o.o., Orlen Upstream Sp. z o.o., Dla PGNiG S.A. i kontrahentów zewnętrznych świadczone usługi zarówno geofizyki poszukiwawczej, jak i geofizyki otworowej. Na rynkach zagranicznych prowadzono prace przede wszystkim z zakresu geofizyki poszukiwawczej, głównie dla kontrahentów z Egiptu, Włoch, Maroka i Pakistanu.

7.6. Planowane działania

Prace poszukiwawcze w Polsce

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

Ponadto Spółka planuje m.in. realizację zadań pozwalających otworzyć nowe, słabo rozpoznane obszary poszukiwania. Na Pomorzu Spółka kontynuować będzie zabiegi szczelinowania w dwóch otworach odwierconych w 2015 roku (Wysin-2H i Wysin-3H). Spółka planuje również wykonanie stymulacji produktywności metanu z pokładów węgla na obszarze Górnego Śląska, w istniejących odwiertach Gilowice-1 i Gilowice-2H. Wyniki powinny być znane pod koniec 2016 roku.

Prace poszukiwawcze za granicą

W II półroczu 2016 roku w Pakistanie, PGNiG S.A. kontynuować będzie wiercenie otworu Rehman-2 oraz rozpocznie wiercenie otworu Rehman-3. W kolejnych latach, w ramach koncesji Kirthar, Spółka prowadzi będzie prace związane ze stopniową rozbudową mocy instalacji wydobywczych i rozwiercaniem złóż Rehman i Rizq. Ponadto PGNiG S.A. planuje kontynuację prac poszukiwawczych na obszarze 3 potencjalnych złóż: N2, W1 i W2.

Na wydzielonej części koncesji Lubben we wschodnich Niemczech Spółka kontynuować będzie prace interpretacyjne sejsmiki 3D.

Na Norweskim Szelfie Kontynentalnym PGNiG Upstream International AS kontynuować będzie, jako partner, wydobycie węglowodorów ze złóż Skarv, Morvin, Vilje i Vale oraz zagospodarowanie złóż Snadd i Gina Krog. Spółka będzie również prowadzi działania zmierzające do zapewnienia stabilnych, przewidywalnych i długoterminowych dostaw gazu do Polski. Obejmują one analizy w zakresie budowy infrastruktury umożliwiającej fizyczne sprowadzenie norweskiego gazu do Polski. Ponadto PGNiG Upstream International AS planuje pozyskanie nowych obszarów koncesyjnych przez udział

w corocznych rundach koncesyjnych APA oraz normalnych rundach koncesyjnych (*Licence Round*) organizowanych co 2-3 lata. Spółka nie wyklucza pozyskiwania nowych obszarów koncesyjnych w procesie odkupienia udziałów od innych firm naftowych w obszarach interesujących spółkę (*Farm In*) lub przez wymianę udziałów pomiędzy własnymi koncesjami, a obszarami interesującymi spółkę (*Farm Down*). PGNiG Upstream International AS posiada zdywersyfikowany portfel koncesji wydobywczych i poszukiwawczych wydobywczych na Morzach Północnym, Norweskim i Barentsa. Utrzymanie tej dywersyfikacji postrzegane jest jako istotny element zarządzania portfelem projektów. W przyszłości spółka nie wyklucza uczestnictwa, jako partner, w wierceniach prowadzonych na tzw. głębokim morzu (poniżej 1.000 m) oraz w strefie arktycznej. Wynika to między innymi z faktu posiadania udziałów w koncesji w tzw. Basenie Vøring na szelfie Morza Norweskiego (PL703), gdzie głębokość wody morskiej przekracza 1.000 m i trzech koncesji na Morzu Barentsa (PL707, PL850 i PL 856).

Wydobycie węglowodorów

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

W 2016 roku GK PGNiG planuje wydobycie ok. 4,7 mld m³ gazu w przeliczeniu na gaz wysokometanowy o cieple spalania 39,5 MJ/m³, z tego 4,1 mld m³ ze złóż krajowych, 0,5 mld m³ ze złóż na Norweskim Szelfie Kontynentalnym oraz 0,1 mld m³ w Pakistanie. Ponadto Grupa planuje wydobycie 1,2 mln ton ropy naftowej łącznie z kondensatem, z tego 0,77 mln ton ze złóż krajowych i 0,43 mln ton na Norweskim Szelfie Kontynentalnym.

Do końca 2016 roku na obszarze działania Oddziału w Sanoku planuje się włączyć do eksploatacji nowe złoża Markowice oraz podłączyć do eksploatacji odwierty na złożach: Przemyśl, Przeworsk, Lubliniec i Smolarzyny. Na obszarze działania Oddziału w Zielonej Górze planuje się włączyć do eksploatacji 2 nowe złoża: złożo Gajewo i złożo Karmin (we współpracy z ORLEN Upstream sp. z o.o.) oraz podłączyć odwiert na złożu Brońsko.

Działalność usługowa

W 2016 roku Grupa Kapitałowa PGNiG planuje świadczenie usług wiertniczych w kraju i za granicą. W kraju wykonywane będą wiercenia dla PGNiG S.A. oraz dla kontrahentów zewnętrznych, takich jak: Orlen Upstream Sp. z o.o., Zielona Góra Copper Sp. z o.o., Palomar Natural Resources LLC. Za granicą Grupa prowadzić będzie prace wiertnicze dla dotychczasowych i nowych kontrahentów w Kazachstanie i Pakistanie. W związku z poprawą koniunktury na Ukrainie (zmiany legislacyjne w obszarze podatków) planowane jest wznowienie aktywności na tym rynku.

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

Ponadto segment wykonywać będzie usługi akwizycji, przetwarzania i interpretacji danych sejsmicznych oraz geofizyki otworowej dla PGNiG S.A. i kontrahentów zewnętrznych. Na rynkach zagranicznych GK PGNiG planuje świadczyć usługi geofizyczne m.in. m.in. w Maroku, Pakistanie, Indiach, Mozambiku, Algierii, Niemczech, Hiszpanii, Egipcie, Tunezji, Birmie i we Włoszech.

7.7. Ryzyka poszukiwania i wydobycia

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.

Wielkość zasobów i prognozy wydobycia 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 wydobycie z tego złoża obejmuje okres 10-40 lat. Określone w trakcie dokumentowania parametry złóż są weryfikowane podczas eksploatacji. Każda ujemna korekta wielkości zasobów czy wielkości wydobycia 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 wydobycia 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 MPZ,
- uzyskiwaniem decyzji administracyjnych (w tym środowiskowych) lub innych formalno-prawnych (pozwolenie na budowę),
- zmianami 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. przy

wyborze wykonawców tych prac zmieniło stosowany wcześniej system rozliczania prac wiertniczych, tzw. „pod klucz” na system stawek jednostkowych (najczęściej dziennych), tzw. *daily rate*.

Konkurencja

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

Sytuacja polityczno-gospodarcza w rejonach działalności GK PGNiG

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

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

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

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

Nieprzewidziane zdarzenia

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

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

Przepisy w zakresie bezpieczeństwa, ochrony środowiska i zdrowia

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

8. OBRÓT I MAGAZYNOWANIE

Podstawową działalność segmentu stanowi obrót gazem ziemnym. Segment sprzedaje w Polsce gaz wydobywany ze złóż krajowych i gaz importowany, a Grupa PGNiG jest największym dostawcą gazu ziemnego na rynku krajowym. Poprzez spółki PGNiG Sales and Trading GmbH (sprzedaż hurtowa) i PST Europe Sales GmbH (sprzedaż detaliczna), Grupa PGNiG dynamicznie rozwija swoją działalność w Niemczech i Austrii w obszarach sprzedaży hurtowej i sprzedaży dla klientów końcowych.

Ponadto segment prowadzi działalność handlową na rynkach energii elektrycznej, świadectw pochodzenia energii oraz uprawnień do emisji CO₂. Segment wykorzystuje siedem podziemnych magazynów gazu, które zlokalizowane są w Brzeźnicy, Husowie, Mogilnie, Strachocinie, Swarzowie, Wierzchowicach i Kosakowie.

Spółki segmentu: PGNiG SA, PGNiG Obrót Detaliczny Sp. z o.o., PGNiG Sales and Trading GmbH, PST Europe Sales GmbH, Operator Systemu Magazynowania Sp. z o.o.

8.1. Zakupy gazu ziemnego

W I półroczu 2016 roku GK PGNiG kupowała gaz ziemny głównie w ramach niżej wymienionych umów:

- „Kontraktu kupna-sprzedaży gazu ziemnego do Rzeczypospolitej Polskiej” z dnia 25 września 1996 roku z OOO „Gazprom eksport”, obowiązującego do 31 grudnia 2022 roku,
- „Umowy sprzedaży gazu Lasów” z dnia 17 sierpnia 2006 roku z VNG-Verbundnetz Gas AG, obowiązującej do 1 października 2016 roku.

Od 1 stycznia 2016 roku sprzedaż gazu ziemnego kupowanego od VNG-Verbundnetz Gas AG realizowana jest na rynku niemieckim, w ramach umowy zawartej z PGNiG Supply & Trading GmbH.

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

W I półroczu 2016 roku, w celu wywiązania się z zobowiązań handlowych, GK PGNiG kupiła 10.608 mln m³ gazu ziemnego. Poniższa tabela przedstawia strukturę zakupów gazu ziemnego od dostawców w przeliczeniu na gaz wysokometanowy.

Struktura zakupów gazu ziemnego

	I półrocze 2016		I półrocze 2015	
	GWh	mln m ³	GWh	mln m ³
Dostawcy zagraniczni, w tym:	72 519	6 609	63 805	5 815
OOO "Gazprom eksport"	57 985	5 285	44 460	4 052
Pozostali dostawcy zagraniczni	10 892	992	16 239	1 480
Giełda	3 642	332	3 106	283
Dostawcy krajowi, w tym:	43 873	3 999	47 161	4 299
Giełda	40 703	3 710	46 057	4 198
Pozostali dostawcy krajowi	3 170	289	1 104	101
Razem	116 392	10 608	110 966	10 114

W pierwszym półroczu 2016 roku PGNiG S.A. kontynuowała rozpoczęte 1 listopada 2014 roku działania na rzecz zmiany warunków cenowych „Kontraktu kupna-sprzedaży gazu ziemnego do Rzeczypospolitej Polskiej” z dnia 25 września 1996 roku z OOO „Gazprom eksport”. Wobec braku uzyskania porozumienia z dostawcą (w przewidzianym kontraktem okresie), PGNiG S.A. rozpoczęła procedurę rozstrzygania sporów przez postępowanie arbitrażowe. Przedmiotem sporu jest zmiana warunków cenowych długoterminowego kontraktu kupna-sprzedaży gazu ziemnego. W ramach prowadzonego postępowania arbitrażowego, w dniu 1 lutego 2016 roku PGNiG S.A. złożyła do Trybunału Arbitrażowego pozew przeciwko PAO Gazprom i OOO „Gazprom eksport”. Do dnia sporządzenia sprawozdania postępowanie przed Trybunałem Arbitrażowym nie zostało zakończone.

Nowe umowy

Pierwsze ładunki gazu LNG niezbędne do przeprowadzenia operacji schładzania i rozruchu terminalu LNG w Świnoujściu zostały dostarczone w grudniu 2015 roku i w lutym 2016 roku. W styczniu 2016 roku PGNiG S.A., Operator Gazociągów Przesyłowych GAZ-SYSTEM S.A. i Polskie LNG S.A. rozpoczęły testy odbioru gazu ziemnego z terminalu LNG do krajowego systemu przesyłowego. Zgodnie z umową z 28 grudnia 2015 roku zawartą ze spółką Polskie LNG S.A., PGNiG S.A. kupiła gaz powstały w procesie rozruchu terminalu LNG i wprowadziła go do systemu przesyłowego. W związku z koniecznością przeprowadzenia testów instalacji do załadunku LNG na autocysterny w terminalu LNG, w dniu 5 kwietnia 2016 roku PGNiG S.A. i Polskie LNG S.A. zawarły umowę, na podstawie której PGNiG S.A. kupiła od Polskie LNG S.A. 400 ton LNG przez załadunek autocystern. Następnie PGNiG S.A. sprzedała ten gaz spółce PGNiG Obrót Detaliczny Sp. z o.o. oraz klientowi z poza GK PGNiG.

W dniu 17 czerwca 2016 roku przyłynęła pierwsza komercyjna dostawa gazu LNG do terminalu w Świnoujściu w ramach kontraktu długoterminowego z Qatar Liquefied Gas Company Limited (3). Qatar Liquefied Gas Company Limited (3) dostarczyła dla PGNiG S.A. ładunek 206 tys. m³ gazu LNG, co odpowiada 124 mln m³ gazu sieciowego.

Ponadto PGNiG S.A. kupiła od norweskiej firmy Statoil ASA (w ramach dostaw na rynku spot) 136 tys. m³ gazu LNG, co odpowiada 84 mln m³ gazu sieciowego. Statek z ładunkiem LNG przyłynął do Świnoujścia 25 czerwca 2016 roku.

8.2. Sprzedaż gazu ziemnego

Podstawowymi produktami sprzedawanymi przez segment Obrót i magazynowanie jest gaz ziemny wysokometanowy oraz gaz ziemny zaazotowany. Sprzedaż gazu ziemnego na Towarowej Giełdzie Energii realizowana przez PGNiG S.A. oraz zakupy gazu ziemnego na Towarowej Giełdzie Energii dokonywane przez PGNiG Obrót Detaliczny Sp. z o.o. nie podlegają eliminacji w sprawozdaniu skonsolidowanym.

W I półroczu 2016 roku sprzedaż segmentu Obrót i magazynowanie wyniosła 12.299 mln m³, z czego 11.088 mln m³ stanowiła sprzedaż na rynku krajowym. W stosunku do I półrocza 2015 roku sprzedaż gazu wzrosła o ok. 1%. W tabeli została przedstawiona sprzedaż gazu ziemnego segmentu Obrót i magazynowanie (w przeliczeniu na gaz wysokometanowy).

Sprzedaż gazu ziemnego

	I półrocze 2016		I półrocze 2015	
	GWh	mln m ³	GWh	mln m ³
Gaz ziemny wysokometanowy	131 228	11 959	129 518	11 805
Gaz ziemny zaazotowany	3 729	340	3 655	333
Razem	134 957	12 299	133 173	12 138

W I półroczu 2016 roku największy udział w wolumenie sprzedaży miała giełda. GK PGNiG sprzedała 5.521 mln m³ gazu na Towarowej Giełdzie Energii, co oznacza wzrost o ok. 15% w stosunku do I półrocza 2015 roku. Kolejną grupę odbiorców stanowili odbiorcy przemysłowi (głównie z grup: przemysł chemiczny oraz rafineryjny i petrochemiczny) oraz odbiorcy domowi. Najliczniejszą grupą odbiorców gazu ziemnego (ok. 6,6 mln) byli odbiorcy domowi, którzy stanowili 97% klientów GK PGNiG. W tabeli została zaprezentowana struktura sprzedaży gazu ziemnego (w przeliczeniu na gaz wysokometanowy) w podziale na grupy odbiorców.

Sprzedaż gazu ziemnego w podziale na grupy odbiorców

	I półrocze 2016		I półrocze 2015	
	GWh	mln m ³	GWh	mln m ³
Odbiorcy przemysłowi	32 317	2 945	39 737	3 622
Handel, usługi	14 495	1 321	13 267	1 209
Odbiorcy domowi	23 744	2 164	22 997	2 096
Odbiorcy hurtowi	691	63	1 313	120
Sektor użyteczności publicznej	2 955	269	2 876	262
Pozostali odbiorcy	174	16	198	18
Giełda	60 581	5 521	52 785	4 811
Razem	134 957	12 299	133 173	12 138

W I półroczu 2016 roku GK PGNiG sprzedała 1.211 mln m³ gazu poza granicami kraju, głównie na rynku niemieckim. Odbiorcami gazu na terenie Niemiec były przede wszystkim gospodarstwa domowe oraz małe i średnie przedsiębiorstwa.

Nowe umowy

W dniu 13 kwietnia 2016 roku PGNiG S.A. zawarła umowę ramową na sprzedaż paliwa gazowego oraz dwustronne kontrakty indywidualne z Grupą Azoty SA i jej spółkami zależnymi: Grupą Azoty Zakłady Azotowe „Puławy” SA, Grupą Azoty Zakłady Chemiczne „Police” SA, Grupą Azoty Zakłady Azotowe Kędzierzyn SA i Grupą Azoty Kopalnie i Zakłady Chemiczne Siarki „Siarkopol” S.A. Umowa ramowa została zawarta na czas nieoznaczony i określa ogólne zasady współpracy pomiędzy stronami. Natomiast kontrakty indywidualne zawarte zostały na różne okresy dostaw (najdłuższy z nich do 30 września 2019 roku) i precyzują warunki handlowe zakupu gazu ziemnego przez każdą ze spółek z Grupy Azoty SA. Szacunkowa wartość umowy ramowej wraz z kontraktami indywidualnymi wynosi ok. 3,3 mld zł, a maksymalny wolumen dostaw w całym okresie jej obowiązywania wynosi ok. 4,5 mld m³.

W dniu 22 czerwca 2016 roku PGNiG S.A. zawarła z EDF Gaz Toruń Sp. z o.o. oraz EDF Toruń S.A. umowy na dostarczanie paliwa gazowego do nowo wybudowanej elektrociepłowni w Toruniu. Strony podpisały dwie umowy, z których pierwsza obejmuje dostarczanie gazu podczas rozruchu technologicznego inwestycji realizowanej przez EDF Toruń S.A. Drugi kontrakt obejmuje dostawy gazu po oddaniu elektrociepłowni do eksploatacji komercyjnej w terminie od 1 marca 2017 roku do 1 października 2019 roku. łączny wolumen w całym okresie obowiązywania umowy wyniesie ok. 355 mln m³ gazu.

Programy promocyjne PGNiG S.A.

W I półroczu 2016 roku PGNiG S.A. kontynuowała program rabatowy „Uwolnienie cen 2015/2016” wprowadzony w dniu 1 lipca 2015 roku. Program obejmuje zakupy gazu w okresie od 1 sierpnia 2015 roku do 31 grudnia 2016 roku, jednak nie dłużej niż do momentu zwolnienia PGNiG S.A. przez Prezesa URE z obowiązku przedkładania do zatwierdzenia taryf na paliwa gazowe. Program rabatowy przewiduje kwartalne rozliczenia obowiązku odbioru ilości minimalnych oraz umożliwia uzyskanie stałej ceny lub indeksowanej w oparciu o cenę produktu giełdowego wskazanego przez odbiorcę, jak również zakup produktów typu elastycznego lub *base*. Beneficjentami programu są klienci PGNiG S.A. odbierający powyżej 25 mln m³ gazu ziemnego rocznie, reprezentujący branże: chemiczną, petrochemiczną, hutniczą (szkło i stal) oraz spożywczą, a także odbiorcy hurtowi zakupujący gaz do dalszej odsprzedaży. Przystąpienie do programu jest dobrowolne, a klienci uzyskują rabat w stosunku do ceny taryfowej. Program cieszy się dużym zainteresowaniem u klientów PGNiG S.A.

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

Na przełomie marca i kwietnia 2016 roku PGNiG Obrót Detaliczny Sp. z o.o. uruchomiła dla odbiorców gazu rozliczanych w grupie taryfowej W-4 program rabatowy „Oszczędności dla Ciebie i Twojej firmy W4”. Promocja skierowana była zarówno do aktualnych, jak i nowych odbiorców paliwa gazowego. Klienci, którzy przystąpili do promocji zyskali niższą cenę paliwa gazowego w stosunku do ceny wskazanej w taryfie przez cały okres obowiązywania promocji, tj. przez okres

12 miesięcy 2016 roku. Ze względu na duże zainteresowanie odbiorców z grupy taryfowej W-4 wyżej opisaną akcją promocyjną, Spółka na przełomie czerwca i lipca 2016 roku uruchomiła drugą edycję programu rabatowego dla odbiorców rozliczanych w grupie taryfowej W-4 pn. „Oszczędności dla Ciebie i Twojej firmy W4 – II edycja”. Podobnie jak pierwsza edycja, promocja skierowana jest zarówno do aktualnych, jak i nowych odbiorców paliwa gazowego. Klienci przystępujący do II edycji programu rabatowego zyskali niższą cenę paliwa gazowego w stosunku do ceny wskazanej w taryfie przez cały okres obowiązywania promocji, tj. przez 12 miesięcy począwszy od 1 lipca 2016 roku.

W segmencie klientów biznesowych (grupy taryfowe powyżej W-4) w 2016 roku PGNiG Obrót Detaliczny Sp. z o.o. kontynuowała programy rabatowe z 2015 roku, a także wprowadziła nowe, zaawansowane produkty skierowane do największych odbiorców.

W I półroczu 2016 roku wprowadzone zostały kolejne edycje programu „Elastyczna cena” skierowane do największych klientów Spółki, tj. odbiorców z grup taryfowych od W-6A do W-8C oraz E. Zasady programu były tożsame z zasadami wcześniej oferowanymi klientom i obejmowały okres kontraktowania na rok 2016 i 2017.

Ponadto wprowadzone zostały kolejne edycje programu „Stałe oszczędności dla Biznesu” skierowane do odbiorców z grupy taryfowej W-5. Zasady przystąpienia klientów do programu oraz założenia oferty nie uległy zmianie w stosunku do wcześniejszych edycji tego programu.

Dodatkowo w kwietniu 2016 roku wprowadzona została oferta dla klientów wymagających bardziej zaawansowanych produktów, w których cena paliwa gazowego oparta jest o notowania giełdowe. Produkt ten umożliwia klientowi dokonanie wyboru rodzaju indeksów giełdowych, w oparciu o które rozliczany będzie kontrakt. Produkt opiera się na możliwości łącznego skorzystania z zalet programów rabatowych „Wycena indywidualna” oraz „Oferta indeksowana”. W maju 2016 roku wprowadzony został również produkt „Produkt transzowy” dla klientów wymagających najbardziej zaawansowanych produktów. Produkt opiera się w całości o instrumenty notowane na Towarowej Giełdzie Energii.

W czerwcu 2016 roku do standardowej oferty produktowej PGNiG Obrót Detaliczny Sp. z o.o. zostały na stałe wprowadzone produkty „Elastyczna cena” i „Stałe oszczędności dla Biznesu”, które bazują na stałych, niezmiennych warunkach i mechanice cenowej. Warunki oferty aktualizowane są cyklicznie (odpowiednio co tydzień i co miesiąc) z uwzględnieniem aktualnych cen giełdowych gazu oraz liczby klientów, którzy skorzystali z oferty.

8.3. Energia elektryczna

W I półroczu 2016 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 *OTC (Over-the-counter)* oraz na Towarowej Giełdzie Energii. Na rynku niemieckim Spółka uczestniczyła w handlu kontraktami terminowymi na giełdzie *EEX (European Energy Exchange)*. Ponadto PGNiG S.A. realizowała usługi w ramach umowy bilansowania handlowego na rzecz PGNiG Obrót Detaliczny Sp. z o.o. i PGNiG TERMIKA SA., tj. występowała jako podmiot odpowiedzialny za bilansowanie i współpracujący bezpośrednio z operatorem systemu przesyłowego elektroenergetycznego.

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

Sprzedaż energii elektrycznej

W I półroczu 2016 roku, na rynku krajowym GK PGNiG sprzedawała energię elektryczną klientom biznesowym (grupy taryfowe A, B i C) oraz klientom indywidualnym (grupa taryfowa G). Grupa oferuje klientom gwarancję stałej ceny (nawet do roku 2018) oraz pełne bilansowanie klienta w ramach zużycia energii elektrycznej.

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

W I półroczu 2016 roku sprzedaż energii elektrycznej na rynku krajowym wyniosła 4.073 GWh, natomiast poza granicami kraju 1.333 GWh. W poniższej tabeli została zaprezentowana struktura sprzedaży energii elektrycznej w podziale na grupy odbiorców.

Sprzedaż energii elektrycznej (GWh)

	I półrocze 2016	%	I półrocze 2015	%
Odbiorcy końcowi	128	2%	160	3%
Przedsiębiorstwa obrotu	1 097	20%	412	9%
Rynek bilansujący	183	4%	155	3%
Giełda	3 998	74%	4 062	85%
Razem	5 406	100%	4 789	100%

8.4. Magazynowanie

Segment Obrót i magazynowanie wykorzystuje na swoje potrzeby pojemności czynne PMG Wierzchowice, PMG Husów, KPMG Mogilno, PMG Strachocina, PMG Swarzów, 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 Swarzów oraz PMG Brzeźnica.

KPMG Mogilno, KPMG Kosakowo, PMG Wierzchowice, PMG Husów oraz PMG Strachocina wykorzystywane są także na potrzeby wywiązania się z obowiązku utrzymania zapasów obowiązkowych nałożonych Ustawą z dnia 16 lutego 2007 roku o zapasach ropy naftowej, produktów naftowych, gazu ziemnego oraz zasadach postępowania w sytuacjach zagrożenia bezpieczeństwa państwa i zakłóceń na rynku naftowym. W okresie od 1 października 2015 roku do 30 września 2016 roku PGNiG S.A. obowiązana jest utrzymywać zapas obowiązkowy w wysokości 8.919 GWh, tj. ok. 815 mln m³.

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

Taryfa

Do 31 maja 2016 roku Operator Systemu Magazynowania Sp. z o.o. prowadziła rozliczenia z tytułu świadczenia usług magazynowania w oparciu o stawki zawarte w „Taryfie w zakresie usług magazynowania paliwa gazowego Nr 1/2015” z 25 maja 2015 roku. 22 kwietnia 2016 roku Prezes URE zatwierdził „Taryfę w zakresie usług magazynowania paliwa gazowego Nr 1/2016” na okres do 31 marca 2017 roku. Nowa taryfa została wprowadzona do stosowania 1 czerwca 2016 roku. Jednocześnie zaczął obowiązywać zmieniony Regulamin Świadczenia Usług Magazynowania uwzględniający nowe zdolności magazynowe powstałe w związku z rozbudową KPMG Mogilno i KPMG Kosakowo.

Koncesja

Decyzją z dnia 21 marca 2016 roku Prezes URE rozszerzył koncesję Operatora Systemu Magazynowania Sp. z o.o. na magazynowanie paliw gazowych w zakresie oznaczenia pojemności czynnych KPMG Kosakowo (zwiększenie do 119 mln m³) i KPMG Mogilno (zwiększenie do 594,7 mln m³).

Świadczenie usług magazynowania w oparciu o nowe zdolności magazynowe KPMG Kosakowo i KPMG Mogilno rozpoczęło się 1 czerwca 2016 roku tj. w dniu wprowadzenia do stosowania „Taryfy w zakresie usług magazynowania paliwa gazowego Nr 1/2016”.

Udostępnione pojemności magazynowe

Na dzień 30 czerwca 2016 roku GK PGNiG posiadała łącznie 2.928,7 mln m³ pojemności magazynowych czynnych instalacji magazynowych. W ramach tych pojemności Grupa udostępniła na zasadach TPA oraz na potrzeby OGP GAZ-SYSTEM S.A. łącznie 2.888,5 mln m³ na zasadach umowy długoterminowej. Na zasadach umowy krótkoterminowej do końca doby gazowej 31 maja 2016 roku GK PGNiG udostępniła 31,5 mln m³. W drugiej połowie 2016 roku po osiągnięciu stabilizacji temperatur magazynowanego paliwa gazowego do udostępnienia w ramach umowy krótkoterminowej przewidziano wolumen pojemności czynnej w ilości do 35 mln m³. Natomiast 5,2 mln m³ pojemności czynnej w GIM Kawerna wykorzystywane jest na pokrycie zużycia własnego KPMG Mogilno i KMPG Kosakowo. Pojemności czynne i udostępnione pojemności czynne instalacji magazynowych na 30 czerwca 2016 roku i 30 czerwca 2015 roku przedstawia poniższa tabela.

Pojemności czynne i udostępnione pojemności czynne instalacji magazynowych segmentu

	Pojemności czynne instalacji magazynowych (mln m ³)		Udostępnione pojemności czynne instalacji magazynowych (mln m ³)		Udostępnione pojemności czynne instalacji magazynowych (GWh) ¹⁾	
	I półrocze 2016	I półrocze 2015	I półrocze 2016	I półrocze 2015	I półrocze 2016	I półrocze 2015
GIM Kawerna*	713,7	520,3	673,5	437,0	7 390	4 795
PMG Wierzchowice	1 200,0	1 200,0	1 200,0	1 200,0	13 166	13 166
GIM Sanok**	1 015,0	1 015,0	1 015,0	865,0	11 137	9 491
Razem	2 928,7	2 735,3	2 888,5	2 502,0	31 693	27 452

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

* GIM Kawerna – Grupa Instalacji Magazynowych obejmująca KPMG Kosakowo i KPMG Mogilno

**GIM Sanok – Grupa Instalacji Magazynowych obejmująca PMG Husów, PMG Strachocina, PMG Brzeźnica i PMG Swarzów

Na koniec I półrocza 2016 roku 98 % zdolności magazynowych zarezerwowane było przez PGNiG S.A., a pozostałe 2% przez klientów zewnętrznych, w tym OGP GAZ-SYSTEM S.A.

8.5. Planowane działania

Magazynowanie

W 2016 roku PGNiG S.A. będzie kontynuowała rozbudowę PMG Brzeźnica z 65 mln m³ do 100 mln m³ pojemności czynnej magazynu oraz budowę magazynu gazu wysokometanowego KPMG Kosakowo o pojemności 250 mln m³.

Zakup gazu ziemnego

W II półroczu 2016 roku PGNiG S.A. kontynuować będzie zakupy gazu ziemnego z zagranicy w ramach długoterminowego kontraktu z OOO „Gazprom eksport” oraz z Qatar Liquefied Gas Company Limited (3). W przypadku wystąpienia nieprzewidzianego wzrostu zapotrzebowania na paliwo gazowe Spółka będzie dokonywała zakupów gazu ziemnego w ramach umów krótkoterminowych na rynkach ościennych lub na rynku LNG w zależności, który z rynków będzie korzystniejszy cenowo.

Sprzedaż gazu ziemnego

W II półroczu 2016 roku GK PGNiG planuje dalszy rozwój oferty produktowej oraz wzrost satysfakcji klientów przez ciągłe poprawianie i usprawnianie obsługi klientów, budowanie nowych, a także rozwój istniejących kanałów dotarcia do klienta. Ponadto z uwagi na rosnącą konkurencję Grupa planuje aktywizację działań mających na celu zabezpieczenie wolumenów sprzedaży gazu ziemnego przez oferowanie klientom specjalnych programów rabatowych.

8.6. Ryzyka obrotu i magazynowania

Uwolnienie cen gazu ziemnego

Liberalizacja rynku gazu w Polsce oraz zmiany w otoczeniu prawnym powodują istotne zmiany na rynku gazu ziemnego. W 2012 roku uruchomiono rynek gazu ziemnego na Towarowej Giełdzie Energii. Na podstawie decyzji Prezesa URE obrót gazem ziemnym prowadzony na giełdowym rynku

gazu ziemnego zwolniony jest z obowiązku taryfowania. W związku z postępującym procesem liberalizacji rynku gazu w Polsce oczekiwane jest stopniowe uwolnienie cen gazu dla odbiorców. W pierwszej kolejności mają być zwolnieni odbiorcy hurtowi oraz najwięksi odbiorcy przemysłowi.

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

Równocześnie jednak, zdjęcie ograniczeń dotyczących cen maksymalnych w kontraktach z odbiorcami, ograniczy ryzyko po stronie GK PGNiG, w zakresie konieczności sprzedaży paliwa gazowego w cenach nie wyższych niż maksymalne także w przypadku wzrostu cen rynkowych ponad maksymalne ceny taryfowe. W efekcie w umowach bilateralnych, jakie zawiera GK PGNiG z odbiorcami przywrócona zostanie symetria podziału ryzyka ceny pomiędzy odbiorcą a dostawcą, która obecnie ze względu na występowanie cen maksymalnych jest przesunięta istotnie na niekorzyść dostawcy (spółki z GK PGNiG).

Konkurencja

W I półroczu 2016 roku część dotychczasowych klientów PGNiG S.A. realizowała dostawy paliwa gazowego korzystając z alternatywnych dostawców. W grupie największych odbiorców przemysłowych nasiliło się zainteresowanie zakupami gazu bezpośrednio w punktach wejścia na granicy, m.in. z uwagi na brak obowiązku pozyskania i przedstawienia do umorzenia świadectw efektywności energetycznej lub uiszczenia opłaty zastępczej. Utrzymanie tej tendencji w kolejnych latach spowoduje wzrost ryzyka utraty wolumenu gazu sprzedawanego przez PGNiG S.A. W celu ograniczenia tego ryzyka PGNiG S.A. kontynuowała uruchomiony w 2015 roku program rabatowy „Uwolnienie cen”.

Ryzyko to dotyczy również spółki PGNiG Obrót Detaliczny Sp. z o.o. Podmioty konkurencyjne intensyfikują działania w zakresie sprzedaży paliwa gazowego. Podmioty te konkurują ceną paliwa gazowego bądź łączą w swej ofercie sprzedaż gazu ziemnego i energii elektrycznej. Według danych Urzędu Regulacji Energetyki w 2015 roku w Polsce ponad 23 tys. odbiorców zmieniło dotychczasowego dostawcę paliwa gazowego. Należy przyjąć, że liczba ta w kolejnych latach może się zwiększać, szczególnie biorąc pod uwagę dynamikę wzrostu zmian sprzedawcy gazu ziemnego pomiędzy rokiem 2015, a 2014 zanotowaną przez URE.

Wobec działań konkurencji i coraz większej świadomości klientów rośnie presja rynkowa wobec PGNiG Obrót Detaliczny Sp. z o.o. na obniżanie ceny paliwa gazowego oraz indywidualnego negocjowania warunków kontraktów. Spółka oferując klientom atrakcyjne programy rabatowe coraz skuteczniej broni dotychczasowej pozycji rynkowej, często odzyskując utracony wolumen w sektorze dużych przedsiębiorstw.

PGNiG Obrót Detaliczny Sp. z o.o. nadal postrzegana jest jako firma wiarygodna i bezpieczna. Aby utrzymać pozycję konkurencyjną oraz móc oferować klientom atrakcyjne ceny produktów i usług spółka kontynuuje rozpoczęty program optymalizacji kosztów oraz reorganizacji procesów wewnętrznych, a także prowadzi prace zmierzające do wdrożenia nowych produktów i usług. Dodatkowo w I półroczu 2016 roku PGNiG Obrót Detaliczny Sp. z o.o. dwukrotnie obniżyła ceny paliwa gazowego dla swoich klientów. Uśredniona cena paliwa gazowego została łącznie obniżona o 8,6% (dla gazu wysokometanowego). Z perspektywy rynkowej dokonane obniżki ceny paliwa gazowego zwiększyły konkurencyjność spółki na rynku.

W celu wyrównania warunków konkurencji na rynku paliw gazowych, działania podjął polski ustawodawca. Wynikają one z zidentyfikowanych luk regulacyjnych, które prowadziły do omijania krajowych przepisów. Wprowadzone zmiany dotyczyły objęcia obowiązkami wynikającymi z ustawy o efektywności energetycznej odbiorców końcowych przyłączonych do sieci na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej przywożących gaz na własny użytek oraz rozszerzenia katalogu podmiotów objętych obowiązkiem utrzymywania zapasów obowiązkowych gazu ziemnego o podmioty przywożące gaz ziemny oraz wszystkie spółki obrotu dokonujące przywozu gazu ziemnego (likwidacja instytucji tzw. „zwolnień”). Wszystkie te zmiany, w opinii ustawodawcy, mają poprawić

konkurencyjność transakcji zawieranych w kraju. Dodatkowym skutkiem jest wzmocnienie bezpieczeństwa energetycznego kraju.

Kontrakty na dostawę gazu na zasadach *take or pay*

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

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

Zakłócenia w dostawach gazu z kierunku wschodniego

W związku z utrzymującą się niestabilną sytuacją na Ukrainie istnieje ryzyko wystąpienia ograniczeń w dostawach gazu ziemnego z kierunku wschodniego, realizowanych w ramach kontraktu jamalskiego. W dniach 30 czerwca – 1 lipca 2016 roku w punkcie wejścia Drozdowicze (Ukraina) obserwowano niedotrzymanie ciśnienia dostawy paliwa gazowego, które skutkowało niepełną realizacją zamówienia złożonego przez PGNiG SA do dostawcy. Powyższe nie stanowiło zagrożenia dla odbiorców, z uwagi na zdywersyfikowane źródła gazu, którymi dysponuje Spółka.

Obowiązek dywersyfikacji dostaw gazu z zagranicy

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

W poprzednich latach Prezes URE wszczął postępowania administracyjne w sprawie wymierzenia kary pieniężnej PGNiG S.A. za nieprzestrzeżenie obowiązku dywersyfikacji dostaw gazu ziemnego z zagranicy w latach 2007 - 2013.

Brak zmian w powyższym rozporządzeniu powoduje, że do momentu rozpoczęcia dostaw gazu z innych kierunków (m.in. przez terminal LNG) Prezes URE będzie mógł nakładać na Spółkę kary pieniężne za nieprzestrzeżenie obowiązku dywersyfikacji. Za nieprzestrzeżenie obowiązku dywersyfikacji dostaw gazu z zagranicy w latach 2007-2008 Prezes URE wymierzył Spółce karę pieniężną w wysokości 2 mln zł. Sąd Ochrony Konkurencji i Konsumentów obniżył karę do 1,5 mln zł, a następnie Sąd Apelacyjny w Warszawie obniżył do kwoty 0,5 mln zł. W dniu 30 stycznia 2015 roku Spółka dokonała zapłaty kary. W maju 2015 roku PGNiG S.A. złożyła skargę kasacyjną od wyroku Sądu Apelacyjnego w Warszawie. W dniu 21 kwietnia 2016 roku Sąd Najwyższy uchylił wyroki Sądu Apelacyjnego i Sądu Okręgowego – Sądu Ochrony Konkurencji i Konsumentów oraz zmienił decyzję Prezesa URE. Zgodnie z orzeczeniem Sądu Najwyższego PGNiG S.A. nie dopuściła się zarzucanego jej naruszenia warunków koncesji. W związku z powyższym PGNiG S.A. wystąpi do Prezesa URE z wnioskiem o zwrot wpłaconej kwoty 0,5 mln zł wraz z odsetkami. Wyrok Sądu Najwyższego ostatecznie zakończył przedmiotowe postępowanie.

W dniu 30 grudnia 2015 roku i 31 grudnia 2015 roku Prezes URE nałożył na PGNiG S.A. kary pieniężne w wysokości odpowiednio 2 mln zł i 4 mln zł za naruszenie warunku udzielonej Spółce koncesji na obrót gazem ziemnym z zagranicą przez nieprzestrzeżenie obowiązku dywersyfikacji dostaw gazu

z zagranicy w latach 2009 i 2010. W dniu 21 stycznia 2016 roku i 22 stycznia 2016 roku PGNiG S.A. złożyła odwołania od ww. decyzji Prezesa URE do Sądu Okręgowego w Warszawie, Sądu Ochrony Konkurencji i Konsumentów. Do dnia sporządzenia sprawozdania postępowania nie zostały zakończone.

9. DYSTRYBUCJA

Podstawową działalność segmentu stanowi przesyłanie siecią dystrybucyjną gazu wysokometanowego i zaazotanowego, a także niewielkich ilości gazu propan-butan i koksowniczego. Ponadto, segment prowadzi prace związane z rozbudową i modernizacją sieci gazowej oraz dokonuje przyłączeń nowych klientów, zarówno do istniejącej sieci, jak i do rozbudowywanej.

Dystrybucją gazu ziemnego zajmuje się Polska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o. (PSG). Spółka jako Operator Systemu Dystrybucyjnego prowadzi działalność gospodarczą na terenie wszystkich województw. Spółka ma dominujący udział na rynku dostarczając gaz do odbiorców na terenie całego kraju. Do PSG należy 96% krajowej sieci dystrybucyjnej oraz niemal 99% przyłączy.

9.1. Prace segmentu

W I półroczu 2016 roku w rozliczeniach z odbiorcami PSG obowiązywała zmiana „Taryfy nr 3 dla usług dystrybucji paliwa gazowego i usługi regazyfikacji skroplonego gazu ziemnego” zatwierdzona przez Prezesa URE w dniu 16 grudnia 2015 roku.

W dniu 9 czerwca 2016 roku Prezes URE zatwierdził drugą zmianę „Taryfy nr 3 dla usług dystrybucji paliwa gazowego i usługi regazyfikacji skroplonego gazu ziemnego” oraz przedłużył okres jej obowiązywania do 31 grudnia 2016 roku. Stawki opłat za usługę dystrybucji i usługę regazyfikacji nie uległy zmianie.

Ponadto w I półroczu 2016 roku obowiązywała „Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej” dla PSG zatwierdzona przez Prezesa URE 16 lutego 2015 roku. W okresie sprawozdawczym PSG przedłożyła Prezesowi URE do zatwierdzenia projekt nowej „Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej”. Do dnia sporządzenia sprawozdania za I półrocze 2016 roku postępowanie nie zostało zakończone.

W dniu 11 maja 2016 roku Prezes URE wyznaczył PSG podmiotem odpowiedzialnym za prognozowanie ilości paliwa gazowego w punktach poboru mierzonych rzadziej niż codziennie zgodnie z art. 39 ust. 5 BAL NC (Rozporządzenia Komisji (UE) Nr 312/2014 z dnia 26.03.2014 r. ustanawiającego kodeks sieci dotyczący bilansowania gazu w sieciach przesyłowych). W związku z powyższym, PSG, zgodnie z art. 42 ust. 2 BAL NC, jest zobligowana do opracowania i uzgodnienia metodologii prognozowania ilości mierzonych rzadziej niż codziennie odbieranych przez użytkowników sieci w punktach przyłączonych do sieci dystrybucyjnej PSG. Realizując ten obowiązek, PSG opracowała „Metodę prognozowania ilości paliwa gazowego w punktach poboru mierzonych rzadziej niż codziennie”, która przedstawiona zostanie do konsultacji dla uczestników rynku.

Najistotniejsze przedsięwzięcia inwestycyjne PSG realizowane w I półroczu 2016 roku:

- przebudowa gazociągu w/c o długości ok. 61 km, relacji Sandomierz – Ostrowiec Świętokrzyski; w I półroczu 2016 roku kontynuowano prace projektowe oraz prowadzono roboty budowlano-montażowe na odcinku ok. 3 km;
- kontynuacja modernizacji „pierścienia łódzkiego” wraz z modernizacją gazociągu wysokiego ciśnienia (w/c) relacji Konstantyna – Meszczce; inwestycja składa się z grupy zadań, których realizacja umożliwi m.in. poprawę stanu technicznego sieci gazowej; projekt obejmuje przebudowę gazociągów w/c o łącznej długości ok. 52 km, wykonanie prac remontowo-modernizacyjnych na stacjach gazowych zlokalizowanych na gazociągach „pierścienia łódzkiego” oraz budowę stacji regulacyjnych w/c; realizacja poszczególnych etapów inwestycji rozłożona jest do roku 2020; w I półroczu 2016 roku zakończono budowę stacji gazowej w/c Łódź – Smulsko wraz z gazociągami w/c i średniego ciśnienia (s/c), kontynuowano budowę zespołu zaporowo-upustowo-przyłączeniowego na gazociągu w/c relacji Rzgów – ZZ Pabianice w miejscowości Ksawerów, kontynuowano budowę i przebudowę stacji gazowej w/c w Niewiadowie, zakończono prace projektowe związane z budową i przebudową zespołu zaporowo-upustowego na terenie stacji redukcyjno-pomiarowej pierwszego stopnia w miejscowości Szynkielew oraz prowadzono prace projektowe kolejnych etapów inwestycji;
- kontynuacja prac projektowych związanych z przebudową gazociągu w/c o długości ok. 37 km, relacji Parszów – Kielce; zakończenie prac nad przygotowaniem dokumentacji projektowej planowane jest do końca 2016 roku; termin realizacji zadania uległ opóźnieniu z powodu trudności w uzyskaniu tytułów prawnych do nieruchomości na cele budowlane;

- kontynuacja prac projektowych związanych z przebudową gazociągu w/c relacji Lubienia – Parszów; inwestycja obejmuje przebudowę gazociągu o długości ok. 21 km;
- przebudowa gazociągu w/c relacji Warzyce – Gorlice; w 2016 roku kontynuowano prace budowlano-montażowe; do wykonania pozostało ok. 150 m gazociągu;
- rozbudowa stacji w/c i magistralnych gazociągów dystrybucyjnych, zasilanych z „pierścienia warszawskiego”; inwestycja ma na celu poprawę przepustowości i bezpieczeństwa dostaw paliwa gazowego na terenie miasta stołecznego Warszawy; projekt obejmuje budowę stacji w/c Sękocin (budowa została zakończona w 2014 roku), stacji w/c Jabłonna, stacji w/c Sokołów, stacji w/c Ząbki oraz gazociągu s/c o łącznej długości ok. 11 km; w I półroczu 2016 roku kontynuowano prace projektowe stacji w/c Ząbki oraz wyłoniono wykonawców na stacje w Jabłonna i Sokołów;
- rozbudowa sieci gazowej wysokiego i średniego ciśnienia na obszarze Wrześni; inwestycja obejmuje budowę trzech stacji s/c, gazociągów s/c o łącznej długości 31,5 km, stacji w/c oraz gazociągu w/c o długości 10,2 km; ze względu na różny stopień skomplikowania oraz wielotorowość działań, realizacja zadania została podzielona na trzy etapy, tj.:
 - ✓ etap I: stacja redukcyjno-pomiarowa (SRP) w/c w miejscowości Września - roboty budowlane w trakcie; gazociąg s/c ok. 2,5 km – zrealizowano; przyłącza i stacje na terenie m. Białężyce – zrealizowano;
 - ✓ etap II: gazociąg s/c relacji Środa Wlkp. – Białężyce ok. 24 km – w trakcie prace projektowe; gazociąg s/c relacji Września – Białężyce ok. 5 km – w trakcie roboty budowlane;
 - ✓ etap III: gazociąg w/c relacji Nekla – Września ok 10,2 km – w trakcie prace projektowe;
- modernizacja sieci gazowej w miejscowościach Stara Wieś i Kozietuły w gminie Belsk Duży; modernizacja obejmuje wykonanie gazociągu o długości 11,4 km oraz gazociągu s/c o długości 1,4 km s/c; w I półroczu 2016 roku zakończono roboty budowlane w ramach inwestycji;
- budowa stacji w/c wraz z infrastrukturą towarzyszącą w miejscowości Zagrodno;
- budowa stacji redukcyjno-pomiarowej zlokalizowanej w Oławie – w ramach likwidacji ograniczeń przesyłowych;
- budowa stacji redukcyjno-pomiarowej I stopnia wraz z kotłownią, nawianialnią i zespołu zaporowo-upustowego w miejscowości Nowy Kisielin – w ramach poprawy przepustowości i bezpieczeństwa dostaw paliwa gazowego dla miejscowości Zielona Góra.

PSG zajmowała się także przyłączaniem do sieci gazowej nowych odbiorców. Do największych zadań inwestycyjnych realizowanych w tym zakresie należały:

- gazyfikacja miejscowości Przasnysz i Chorzele; inwestycja obejmuje budowę stacji redukcyjno-pomiarowej w/c, dwóch stacji redukcyjno-pomiarowych podwyższonego średniego ciśnienia (ps/c), gazociągu ps/c o długości ok. 65 km oraz sieci gazowej s/c o długości ok. 7 km; w I półroczu 2016 roku kontynuowano: prace projektowe dla gazociągu relacji Lekowo – Przasnysz oraz sieci s/c w miastach Przasnysz i Chorzele, rozpoczęto budowę gazociągu ps/c relacji Przasnysz – Chorzele o długości ok. 30 km oraz zakończono budowę stacji w/c Lekowo i stacji redukcyjno-pomiarowych ps/c Sierakowo i Brzesko Kołaki (pozostały prace przełączeniowe związane z realizacją umowy przyłączeniowej z OGP GAZ-SYSTEM S.A.);
- „Gazyfikacja miasta Bielsk Podlaski”; w ramach inwestycji podłączone zostanie Miejskie Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej S.A. w Bielsku Podlaskim; odbiorca deklaruje odbiór paliwa gazowego na poziomie 15 mln m³/rok (po zmodernizowaniu centralnej kotłowni miasta); w I półroczu 2016 roku prowadzono postępowanie przetargowe na wyłonienie projektanta w celu aktualizacji dokumentacji projektowej;
- przyłączenie do sieci gazowej zakładu energetycznego w Bydgoszczy; inwestycja obejmuje budowę gazociągu w/c o długości ok. 8 km oraz budowę stacji pomiarowej w/c; w I półroczu 2016 roku kontynuowano prace projektowe;
- gazyfikacja gmin Kłobuck, Wręczyca Wielka, Opatów, Krzepice; inwestycja obejmuje rozbudowę sieci gazowej o długości ok. 109 km (s/c ok. 90 km i w/c ok. 20 km); w I półroczu 2016 roku prowadzono prace projektowe.

W I półroczu 2016 roku PSG rozliczyła 18 projektów inwestycyjnych (zakończonych w 2015 roku) realizowanych w ramach Programu Operacyjnego Infrastruktura i Środowisko na lata 2007-2013. Łączna wartość projektów wyniosła 498 mln zł przy dofinansowaniu unijnym na poziomie 169 mln zł.

PSG opracowała również dokumentację aplikacyjną oraz złożyła w dniu 30 czerwca 2016 roku wnioski o dofinansowanie z funduszy unijnych dla 10 projektów inwestycyjnych w ramach Programu Operacyjnego Infrastruktura i Środowisko na lata 2014-2020.

W okresie sprawozdawczym, PSG prowadziła również prace analityczne w zakresie rozwoju systemu dystrybucyjnego oraz rozwoju dystrybucji gazu z wykorzystaniem technologii LNG.

W poniższych tabelach przedstawiono informacje charakteryzujące podstawową działalność segmentu.

	I półrocze 2016		I półrocze 2015	
	GWh	mln m ³ *	GWh	mln m ³ *
Usługi dystrybucji:				
- gaz wysokometanowy	54 997	4 887	52 121	4 669
- gaz zaazotowany	3 145	287	3 100	283
- gaz propan-butan powietrze i propan-butan rozprężony	0	0	1	0
- gaz koksowniczy	1 506	137	1 327	121
Ilość gazu dostarczonego odbiorcom	59 648	5 311	56 549	5 073

* mln m³ w przeliczeniu na gaz wysokometanowy

	Jednostka	I półrocze 2016	I półrocze 2015
Długość sieci bez przyłączy*	km	128 553,9	126 006,7
Liczba odbiorców gazu obsługiwanych przez spółkę**	tys. szt.	6 876,3	6 840,2
Liczba nowych odbiorców gazu przyłączonych do sieci***	tys. szt.	39,1	35,8

* sieci własne oraz obce

** rozumiana jako punkty wyjścia z systemu dystrybucyjnego

*** rozumiana jako zlecenia rozpoczęcia dostaw paliwa po zawarciu umowy kompleksowej

9.2. Planowane działania

W II półroczu 2016 roku PSG kontynuować będzie realizację projektów w zakresie budowy i rozbudowy sieci gazowych oraz przyłączanie nowych odbiorców. Ponadto, PSG planuje nawiązać relacje z przedsiębiorstwami energetycznymi w celu wykorzystania szans biznesowych, jakie niesie zastosowanie technologii Power to Gas (P2G) w energetyce. Polega ona na konwersji nadmiarowej energii elektrycznej na gaz - wodór (H₂), a po metanizacji na syntetyczny gaz ziemny (SNG). Pośrednie (niskoemisyjne) nośniki energii mogą zostać zmagazynowane w sieci gazowej, posiadającej duże zdolności akumulacyjne oraz wysoką elastyczność, a następnie zgodnie z potrzebami biznesowymi odbiorców wykorzystane np. do produkcji energii za pomocą ogniw paliwowych lub wysokosprawnych siłowni gazowych. Sieć gazowa stanie się podsystemem przyszłej, zintegrowanej i konwergentnej Inteligentnej Sieci Energetycznej.

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

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

Ponadto PSG na bieżąco monitoruje możliwości komercjalizacji nowych, innowacyjnych technologii i kreacji nowatorskich usług, pozwalających na ewolucyjne poszerzenie podstawowego przedmiotu działalności, a tym samym ekspansję na nowe rynki bądź zwiększenie udziału w rynku. PSG analizuje

zagadnienia w zakresie poszerzenia funkcjonalności infrastruktury gazowej o zdolność do transportu gazu ziemnego z domieszką innych gazów: biogazu, syntetycznego gazu ziemnego (SNG), CO₂ oraz wodoru, zarówno pod kątem technologicznym, jak i regulacyjnym. Modernizacja sieci gazowych w tym kierunku, umożliwi wprowadzenie nowych usług oraz pozyskanie nowych odbiorców z sektorów energetycznego (stabilizacja systemu energetycznego, dostawy paliwa dla przenośnych i lokalnych urządzeń elektrycznych zasilanych ogniwami paliwowymi) oraz motoryzacyjnego, a także innych odbiorców przemysłowych, wykorzystujących wodór w procesach technologicznych. Działania te mają szansę przełożyć się na wzrost wolumenu przesyłanego gazu, a tym samym na wzrost przychodów PSG w przyszłości.

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

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

Ponadto, w II półroczu br. działania PSG skoncentrowane będą na wdrożeniu nowej struktury organizacyjnej, która zakłada reorganizację z cztero- na trzyszczeblowy system zarządzania, tj.:

- Centrala
- Zakłady Gazownicze na prawach Oddziału
- Gazownie

Po zmianach, PSG będzie składała się z Centrali, 17 Zakładów Gazowniczych (na prawach Oddziału) oraz 231 Gazowni i Placówek Gazowniczych. Zakłady Gazownicze będą zlokalizowane w Szczecinie, Koszalinie, Gdańsku, Olsztynie, Białymstoku, Bydgoszczy, Warszawie, Łodzi, Poznaniu, Gorzowie Wielkopolskim, Wrocławiu, Opolu, Kielcach, Lublinie, Krakowie, Zabrzu i Jaśle.

Reorganizacja struktur organizacyjnych PSG zwiększy sprawność zarządzania oraz ułatwi klientom dostęp do usług, a jednocześnie przyniesie zwiększenie efektywności ekonomicznej prowadzonej działalności.

Równolegle prowadzone będą prace związane z realizacją celów wynikających z nowej strategii spółki na lata 2016-2022, zgrupowanych w czterech perspektywach, tj.:

- finanse – cele: wzrost rentowności, utrzymanie kosztów zarządalnych, zwiększenie wolumenu dystrybucji gazu,
- klient – cele: gazyfikacja nowych obszarów, pozyskanie nowych klientów, zwiększenie satysfakcji klientów,
- procesy – cele: zwiększenie bezpieczeństwa i ciągłości dostaw paliwa gazowego, skrócenie czasu przyłączeniowego; skrócenie procesu inwestycyjnego; poprawa procesu obsługi klienta,
- zasoby – cele: zapewnienie ciągłości wiedzy i kompetencji, zwiększenie motywacji pracowników, wdrożenie jednolitego systemu zarządzania, wdrożenie systemu zarządzania innowacjami.

Cele będą osiągnęte przez stopniowe uruchamianie i kontynuowanie realizacji określonych ścieżek, wspieranych przez zdefiniowane inicjatywy (projekty/procesy) oraz szereg zadań strategicznych i operacyjnych, w tym dotyczące m.in.: wdrożenia centralnego systemu HR, wypracowania docelowej architektury systemów informatycznych PSG w zakresie m.in. centralnego systemu obsługi, systemów klasy GIS, ERP, CIS.

9.3. Ryzyka w obszarze dystrybucji

Ustawodawstwo

Przepisy prawa budowlanego oraz regulacje prawne związane z realizacją przedsięwzięć inwestycyjnych nakładają obowiązek sporządzania skomplikowanych i czasochłonnych dokumentacji projektowych i formalno-prawnych niezbędnych do rozpoczęcia robót budowlanych. Wykonanie powyższych dokumentacji wydłuża czas przygotowania inwestycji i tym samym może wpłynąć na opóźnienie terminu jej zakończenia, narażając spółkę na dodatkowe koszty związane z ewentualnym nieterminowym wykonaniem umowy i spadkiem przychodów ze sprzedaży. W celu ograniczenia tego ryzyka GK PGNiG podejmuje działania wielokierunkowe tj.:

- optymalizuje proces przygotowania i realizacji inwestycji w taki sposób, aby możliwie skrócić czas pozyskiwania pozwoleń i uzgodnień niezbędnych dla realizacji procesu,
- przedstawia propozycje zmian legislacyjnych,
- aktywnie współpracuje z interesariuszami w celu rozwoju systemu dystrybucyjnego, zarówno z przedsiębiorstwami energetycznymi jak i z samorządami terytorialnymi.

Polityka taryfowa

W Polsce nie jest wdrożona wieloletnia polityka taryfowa dla przedsiębiorstw zajmujących się dystrybucją gazu ziemnego zawierająca szczegółowe zasady oraz metodykę wyznaczania akceptowanego przez regulatora poziomu przychodu regulowanego. Stosowana jest krótkoterminowa praktyka taryfowania oparta na corocznych negocjacjach z Prezesem Urzędu Regulacji Energetyki. Takie rozwiązanie daje Prezesowi URE szerokie pole do uznaniowości w procesie oceny zasadności ponoszonych przez Operatora Systemu Dystrybucyjnego kosztów, nakładów inwestycyjnych czy wartości regulacyjnej aktywów. Powoduje to niepewność, co do wysokości osiągniętych przychodów i uzyskiwanego wyniku finansowego Spółki. W celu ograniczenia tego ryzyka w 2015 roku PSG wystąpiła do Prezesa URE z opracowaną propozycją „Wieloletniej strategii w zakresie regulacji i taryf w PSG na lata 2016-2018”. W sierpniu 2016 roku spółka wspólnie z Urzędem Regulacji Energetyki zamierza rozpocząć prace nad wieloletnim modelem kształtowania taryfy na okres od 3 do 5 lat.

Malejące zużycie gazu

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

Przełączenia dużych odbiorców z sieci dystrybucyjnej do sieci przesyłowej

W związku z nasilającą się konkurencją w sektorze, istnieje ryzyko przełączania dużych klientów spółki bezpośrednio do sieci przesyłowej OGP GAZ-SYSTEM S.A. Chęć przełączenia klienci spółki argumentują obniżeniem kosztów. Spowodować to może utratę części wolumenu przesyłanego gazu, a tym samym przychodów z tytułu sprzedaży usług dystrybucyjnych i w konsekwencji konieczność skompensowania nadwyżki niepokrytych kosztów nad przychodami np. przez podwyższenie stawek taryfowych. W celu ograniczenia tego ryzyka GK PGNiG optuje za wprowadzeniem adekwatnych zmian legislacyjnych prowadzących do uporządkowania zasad przyłączania do sieci przesyłowej odbiorców aktualnie przyłączonych do sieci dystrybucyjnej oraz nowych odbiorców.

Roszczenia właścicieli nieruchomości

PSG coraz częściej spotyka się z wygórowanymi roszczeniami finansowymi właścicieli terenów, na których dawniej zlokalizowano sieć gazową. Służebność przesyłu stanowi podstawowy sposób ustalenia zakresu korzystania z cudzej nieruchomości przez przedsiębiorstwo przesyłowe, za co

właścicielowi przysługuje odpowiednie wynagrodzenie. Ponadto właściciele terenów występują z roszczeniami o zapłatę wynagrodzenia za bezumowne korzystanie z nieruchomości. Roszczenia te generują dodatkowe, często wysokie koszty i mogą negatywnie wpłynąć na wyniki finansowe segmentu.

Źródła zasilania systemu dystrybucyjnego

Sieć dystrybucyjna PSG połączona jest z systemem przesyłowym OGP GAZ-SYSTEM S.A. i głównie z niego zasilana. Ograniczenia parametrów przepustowości i ciśnień dostaw paliwa gazowego w systemie przesyłowym utrudniają lub niekiedy uniemożliwiają dalszy rozwój systemu gazowego na znacznym obszarze działania spółki. W celu eliminacji tej bariery, GK PGNiG aktywnie współpracuje z OGP GAZ-SYSTEM S.A. w zakresie wzajemnego uzgodnienia kierunków rozwoju i na bieżąco weryfikuje zamierzenia inwestycyjne, umożliwiając w ten sposób efektywny i optymalny rozwój infrastruktury przesyłowej oraz dystrybucyjnej.

Substytucja

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

Konkurencja bezpośrednia

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

10. WYTWARZANIE

Centrum kompetencyjnym Grupy PGNiG w dziedzinach wytwarzania ciepła i energii elektrycznej oraz realizacji projektów z zakresu elektroenergetyki i ciepłownictwa jest PGNiG TERMIKA SA.

Głównymi źródłami przychodów spółki są sprzedaż ciepła, energii elektrycznej i usług systemowych oraz certyfikatów pochodzenia energii. Spółka dysponuje 4,8 GW mocy cieplnej oraz 1 GW mocy elektrycznej osiąganych w źródłach wytwórczych spółki i zaspokaja 70% potrzeb cieplnych rynku warszawskiego.

W kwietniu 2016 roku do segmentu Wytwarzanie dołączyła spółka Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej S.A. z siedzibą w Jastrzębiu Zdroju (PEC Jastrzębie SA).

10.1. Prace segmentu

Podstawową działalnością segmentu jest wytwarzanie ciepła i energii elektrycznej. W I półroczu 2016 roku w skład segmentu wchodziły dwa podmioty: PGNiG TERMIKA SA i Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej S.A. z siedzibą w Jastrzębiu Zdroju (PEC Jastrzębie SA).

W dniu 28 kwietnia 2016 roku PGNiG TERMIKA SA sfinalizowała transakcję zakupu 100% akcji PEC Jastrzębie SA od Spółki Energetycznej „Jastrzębie” SA za kwotę 190,4 mln zł.

PEC Jastrzębie zajmuje się przede wszystkim produkcją, dystrybucją i sprzedażą ciepła. Działalność w tym zakresie odbywa się głównie na terytorium gmin: Jastrzębie-Zdrój, Pawłowice, Knurów, Czerwionka-Leszczyny, Racibórz, Kuźnia Raciborska, Rybnik, Wodzisław Śląski, Żory. W skład majątku spółki wchodzi 288 km sieci ciepłowniczych oraz 14 lokalnych ciepłowni, których łączny udział w sprzedaży ciepła wynosi ok. 40%. Sprzedaż ciepła PEC Jastrzębie SA w 2015 roku była na poziomie 2,6 PJ. Moc zainstalowana w PEC Jastrzębie SA na urządzeniach wytwórczych wynosi 257,05 MWt.Koncesje

Według stanu na dzień 30 czerwca 2016 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.

Na dzień 30 czerwca 2016 roku PEC Jastrzębie SA posiadała koncesje na przesyłanie i dystrybucję ciepła, wytwarzanie ciepła i obrót ciepłem obowiązujące do 30 czerwca 2024 roku.

Taryfy

W I półroczu 2016 roku PGNiG TERMIKA SA obowiązywała taryfa (zatwierdzona decyzją Prezesa URE w dniu 29 lipca 2015 roku) dla ciepła wytworzonego w źródłach wytwórczych PGNiG TERMIKA SA, tj. EC Żerań, EC Siekierki, EC Pruszków, C Wola i C Kawęczyn oraz przesyłu i dystrybucji ciepła za pomocą sieci ciepłowniczej zasilanej z EC Pruszków, a także taryfa na wytwarzanie ciepła w Ciepłowni Regaty i przesył ciepła siecią ciepłowniczą na terenie osiedla Regaty – taryfa zatwierdzona 13 maja 2015 roku.

Ponadto w I półroczu 2016 roku PGNiG TERMIKA SA obowiązywały taryfy na przesył ciepła sieciami ciepłowniczymi w rejonach: Marsa Park, Annapol, Marynarska, Chełmżyńska i Jana Kazimierza, zatwierdzone przez Prezesa URE 18 listopada 2014 roku.

W I półroczu 2016 roku PEC Jastrzębie SA obowiązywała „Taryfa dla ciepła 15” zatwierdzona decyzją Prezesa URE w dniu 10 czerwca 2015 roku. W dniu 12 lipca 2016 roku PEC Jastrzębie SA wystąpiła do Urzędu Regulacji Energetyki w Katowicach z wnioskiem o zatwierdzenie nowej „Taryfy dla ciepła 16”. Do dnia sporządzenia sprawozdania za I półrocze 2016 roku postępowanie nie zostało zakończone.

Produkcja

Podstawowymi produktami wytwarzanymi przez PGNiG TERMIKA SA są ciepło i energia elektryczna. W I półroczu 2016 roku 100% produkowanej energii elektrycznej stanowiła produkcja w skojarzeniu

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

Wolumeny produkcji energii elektrycznej i ciepłej

	Jednostka	I półrocze 2016	I półrocze 2015
Energia elektryczna	GWh	2 329	2 311
Energia ciepła	TJ	21 633	21 040

W I półroczu 2016 roku produkcja energii ciepłej PEC Jastrzębie SA wyniosła 735 TJ.

W dniu 1 lutego 2016 roku PGNiG TERMIKA SA podpisała umowę z PSE Operator S.A. na świadczenie usługi Generacji Wymuszonej Sieciowo (GWS). 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 2016 roku spółka wytworzyła 54,7 GWh energii elektrycznej.

Sprzedaż

W I półroczu 2016 roku PGNiG TERMIKA SA sprzedała 21.461 TJ energii ciepłej. Głównym odbiorcą ciepła sprzedawanego przez PGNiG TERMIKA SA była spółka Veolia Energia Warszawa S.A. (dawniej Dalkia Warszawa S.A.), która kupiła 93% ciepła. Moc zamówiona przez Veolia Energia Warszawa S.A. w tym okresie wynosiła 3,4 GW. Pozostała sprzedaż ciepła realizowana była bezpośrednio do odbiorców końcowych w Warszawie, Pruszkowie oraz odbiorców przyłączonych do sieci ciepłej Ciepłowni Regaty.

Sprzedaż ciepła z wytwarzania PEC Jastrzębie SA wyniosła 641 TJ, a obrotu ciepłem 952 TJ.

W I półroczu 2016 roku PGNiG TERMIKA SA sprzedała 1.980 GWh energii elektrycznej wyprodukowanej w zakładach spółki, w tym 49 GWh w ramach usługi GWS. Głównym odbiorcą energii elektrycznej była PGNiG S.A., której udział w wolumenie sprzedaży spółki w I półroczu 2016 roku wyniósł 99%. Ponadto spółka realizowała sprzedaż energii elektrycznej do mniejszych odbiorców, których urządzenia są bezpośrednio połączone z instalacjami Spółki.

W I półroczu 2016 roku zarządzanie portfelem energii elektrycznej oraz bilansowanie handlowe spółki PGNiG TERMIKA SA prowadzone było za pośrednictwem PGNiG S.A., która zawiera kontrakty zakupu/sprzedaży energii elektrycznej na rynku terminowym oraz rynku transakcji spot.

Prawa majątkowe wynikające ze świadectw pochodzenia energii elektrycznej z produkcji w 2015 roku w kogeneracji (czerwone certyfikaty) sprzedawane były na rynkach o charakterze forward oraz spot (sesje na Towarowej Giełdzie Energii). Sprzedaż świadectw pochodzenia energii prowadzona była do spółki PKP Energetyka SA., PGE S.A. oraz ENEA Trading. Sprzedano łącznie 2.607 GWh praw majątkowych. Zakontraktowano 1 500 GWh praw majątkowych z roku 2016, których odbiorcą będzie PGE SA.

Na pokrycie deficytu uprawnień do emisji CO₂ spółka zakontraktowała do 30 czerwca 2016 roku ok. 1.480 tys. ton uprawnień EUA.

Budowa bloku gazowo-parowego w Stalowej Woli

W I półroczu 2016 roku prace budowlane w ramach projektu „Budowa bloku gazowo-parowego w Stalowej Woli”, realizowanego wspólnie z Tauron Polska Energia S.A., nie były prowadzone.

W związku z naruszeniem przez Abener Energia S.A. harmonogramu oraz istotnych warunków technicznych kontraktu w dniu 29 stycznia 2016 roku Elektrociepłownia Stalowa Wola S.A. odstąpiła od kontraktu. Abener Energia S.A. uznał odstąpienie Elektrociepłowni Stalowa Wola S.A. za bezprawne i 12 lutego 2016 roku sam złożył oświadczenie o odstąpieniu od kontraktu.

W dniu 18 lutego 2016 roku Elektrociepłownia Stalowa Wola S.A. rozpoczęła proces inwentaryzacji wykonanego przez Abener Energia S.A. zakresu prac. W I półroczu 2016 roku PGNiG S.A. i Tauron Polska Energia S.A., prowadziły rozmowy na temat przyszłości tego projektu (sposobu jego kontynuacji i zakończenia).

10.2. Planowane działania

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

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

W kolejnych latach, zgodnie z wymogami strategii GK PGNiG, spółka będzie koncentrować się na poprawie efektywności istniejącego majątku oraz rozwijać nowy obszar działalności obejmujący akwizycje systemów ciepłowniczych, a także w uzasadnionych ekonomicznie przypadkach budowę kogeneracyjnych źródeł wytwórczych. Spółka zamierza zwiększyć produkcję energii elektrycznej w wysokosprawnej kogeneracji w oparciu o jednostki zasilane gazem, węglem, biomasą, w tym także odpadami komunalnymi, dywersyfikując portfel używanych paliw oraz technologii wytwarzania, co pozwoli w przyszłości zmniejszyć ryzyko związane z fluktuacjami cen na rynkach paliw, energii elektrycznej oraz praw do emisji CO₂.

W związku z nabyciem PEC Jastrzębie SA oraz planowanym nabyciem Spółki Energetycznej „Jastrzębie” SA, PGNiG Termika SA kontynuować będzie procesy integracji w/w aktywów do struktur GK PGNiG.

10.3. Ryzyka wytwarzania

Zaostrzenie norm emisji gazów i pyłów

Zaostrzenie norm emisji gazów i pyłów od roku 2016 wymusił proces głębokich modernizacji elektrowni i elektrociepłowni oraz może skutkować wyłączeniem wielu jednostek wytwórczych (o mocy pomiędzy 4-6 tys. MW energii elektrycznej) do 2020 roku. Istniejące jednostki wytwórcze będą musiały być wyposażone w wysokosprawne instalacje oczyszczania spalin lub zastępowane instalacjami niskoemisyjnymi. Kierunek modernizacji i zastępowania źródeł powinien być skorelowany z wymaganiami określonymi w wytycznych środowiskowych najlepszej dostępnej techniki (BAT) dla branży dużych obiektów spalania paliw.

Utrzymanie udziału w rynku ciepła sieciowego w Warszawie

Rozbudowa miejskiej spalarni odpadów komunalnych spowoduje dostarczenie większej ilości ciepła do warszawskiej sieci ciepłowniczej. Wpłynie to na zmianę udziału PGNiG TERMIKA SA w produkcji ciepła dla miejskiej sieci ciepłowniczej miasta stołecznego Warszawy z obecnego poziomu 99,3% do poziomu 96,5% w 2019 roku.

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

11. POZOSTAŁA DZIAŁALNOŚĆ

11.1. Prace segmentu

W I półroczu 2016 roku spółki segmentu realizowały prace związane m.in. z robotami budowlano-montażowymi z zakresu budowy gazociągów przesyłowych, tłoczni gazu ziemnego, budowy i rozbudowy podziemnych magazynów gazu oraz zagospodarowania złóż węglowodorów, a także produkcją sprzętu do wyposażenia odwiertów i urządzeń oraz części zamiennych do platform i statków wiertniczych oraz maszyn budowlanych. Ponadto spółki zajmowały się świadczeniem usług remontowych sprzętu zagospodarowania odwiertów, sporządzaniem projektów instalacji, w tym m.in. do przesyłu gazu oraz usługami hotelarsko-gastronomicznymi i odnowy biologicznej.

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

- budowa tłoczni gazu Jeleniów II dla OGP GAZ-SYSTEM S.A.;
- budowa gazociągu DN 1000 relacji Czeszów – Wierzchowice dla OGP GAZ-SYSTEM S.A.;
- budowa tłoczni gazu Odolanów, etap 0, przeniesienie trzech sprężarek z Jeleniowa do Odolanowa dla GAZ-SYSTEM S.A.;
- opracowanie dokumentacji projektowej budowy gazociągu wysokiego ciśnienia DN 100 relacji Zdieszowice – Wrocław na odcinkach: Brzeg – Zębice – Kietczów o długości 46 km i Zdieszowice – Brzeg o długości 84 km dla OGP GAZ-SYSTEM S.A.;
- opracowanie dokumentacji projektowej i budowa stacji gazowej pomiarowej wysokiego ciśnienia wraz z instalacją sprężającą w miejscowości Sękocin Nowy dla OGP GAZ-SYSTEM S.A.;
- produkcja urządzeń i części zamiennych do platform i statków wiertniczych dla MHWirth AS (Norwegia).

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

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

- rozbudowa PMG Brzeźnica;
- zagospodarowanie złoża Połęcko; inwestycja została zakończona;
- zagospodarowanie odwiertu Rzeszów-20K; inwestycja została zakończona;
- zagospodarowanie odwiertu Draganowa-1; inwestycja została zakończona;
- zagospodarowanie złoża ropy naftowej Gajewo;
- zagospodarowanie odwiertów na złożu Brońsko;

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

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

- rozbudowa KPMG Mogilno; inwestycja została zakończona;
- roboty budowlane w zakresie budowy gazociągów i instalacji ługowniczej wraz z infrastrukturą techniczną w ramach inwestycji pn. „Kosakowo – budowa 5 komór, klaster B”.

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

11.2. Planowane działania

W 2016 roku w segmencie kontynuowane będą prace budowlano-montażowe związane m.in. z budową gazociągów i obiektów infrastruktury gazowniczej, zagospodarowaniem złóż ropy naftowej i gazu ziemnego, a także rozbudową podziemnych magazynów gazu. Spółki segmentu zamierzają utrzymać swoją pozycję w zakresie produkcji urządzeń, w tym: elementów wyposażenia

powierzchniowego odwiertów dla złóż konwencjonalnych, platform wiertniczych, aparatów wyposażenia kopalni ropy naftowej i gazu ziemnego oraz projektowania systemów gazownictwa.

11.3. Ryzyka pozostałej działalności

Ceny węglowodorów

Niskie ceny gazu ziemnego i ropy naftowej mogą spowodować wycofanie, przesunięcie bądź wstrzymanie rozpoczęcia nowych inwestycji przez inwestorów.

Regulacje prawne

Przepisy i procedury administracyjne związane z przygotowaniem inwestycji oraz uzyskiwaniem pozwoleń na budowę stanowią wysokie ryzyko dla wykonawcy. W szczególności w zakresie spełnienia wymogów ochrony środowiska mogą powodować opóźnienia w terminach rozpoczęcia inwestycji narażając segment na dodatkowe koszty związane z ewentualnym nieterminowym wykonaniem kontraktu i spadkiem przychodów ze sprzedaży. Związane jest z tym również ryzyko zmiany stanu prawnego w zakresie istotnym dla realizacji inwestycji np. ryzyko zmiany prawa budowlanego, prawa ochrony środowiska, prawa wodnego. Materializacja tego ryzyka może być związana m.in. z koniecznością zmiany zakresu współpracy między stronami, poniesienia dodatkowych kosztów, uzyskania zezwoleń i koncesji itp.

Konkurencja

Na działalność spółek segmentu świadczących usługi budowlano-montażowe i projektowe oraz 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. Wysokie ryzyko powoduje 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 skutkuje przejmowaniem ze spółek GK PGNiG wysoko wyspecjalizowanych pracowników o dużym doświadczeniu zawodowym.

Mając na uwadze powyższe ryzyka segment podejmuje działania w celu ich minimalizacji m.in. poprzez obniżanie kosztów prowadzonej działalności, w tym głównie kosztów stałych. Obniżenie kosztów pozwoli w pewnym zakresie zrekompensować spadek przychodów związanych z zewnętrzną sytuacją na rynku np. niską ceną ropy naftowej czy też wzrostem konkurencji.

12. INWESTYCJE

W I półroczu 2016 roku nakłady inwestycyjne GK PGNiG na rzeczowe aktywa trwałe oraz wartości niematerialne wyniosły 1.106 mln zł i były niższe od nakładów poniesionych w I półroczu 2015 roku o ok. 8%. Wysokość nakładów w poszczególnych segmentach działalności GK PGNiG przedstawia tabela.

Nakłady inwestycyjne (w mln zł)

	I półrocze 2016	I półrocze 2015
Poszukiwanie i wydobywanie	566	708
Obrót i magazynowanie	89	107
Dystrybucja	379	443
Wytwarzanie	68	95
Pozostała działalność	4	2
Razem	1 106	1 355

Poniżej zostały przedstawione najistotniejsze przedsięwzięcia inwestycyjne, które były realizowane w GK PGNiG w I półroczu 2016 roku.

Poszukiwanie i wydobywanie

W I półroczu 2016 roku segment Poszukiwanie i wydobywanie poniósł nakłady inwestycyjne w wysokości 566 mln zł. Nakłady PGNiG S.A. w obszarze poszukiwania złóż wyniosły 177 mln zł. Zostały one poniesione głównie na badania geofizyczne oraz wiercenie odwiertów w ramach poszukiwania i rozpoznawania złóż węglowodorów.

W I półroczu 2016 roku nakłady GK PGNiG na inwestycje w obszarze poszukiwania i eksploatacji złóż ropy naftowej i gazu ziemnego na Norweskim Szelfie Kontynentalnym wyniosły 176 mln zł. Zostały one poniesione głównie na zagospodarowanie złoża Gina Krog.

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

- zakończenie zagospodarowania: złoża ropno-gazowego Połęcko, odwiertów Draganowa-1, Rzeszów-20, Pruchnik-27, Białoboki-1 i Siedlecza-2,
- zagospodarowanie odwiertów na złożu Brońsko,
- zagospodarowanie odwiertów Sowia Góra-11K, Lubiatów-11H i Lubiatów-13K,
- zagospodarowanie odwiertów na złożu Przeworsk,
- zagospodarowanie złoża ropno-gazowego Radoszyn,
- zagospodarowanie złoża ropy naftowej Gajewo,
- zagospodarowanie złoża gazu ziemnego Karmin.

Obrót i magazynowanie

Nakłady inwestycyjne segmentu Obrót i magazynowanie wyniosły 89 mln zł. Do najważniejszych zadań inwestycyjnych realizowanych w I półroczu 2016 roku należała budowa i rozbudowa podziemnych magazynów gazu, w tym:

- budowa KPMG Kosakowo – kontynuowano proces ługowania komór K-6, K-8 i K-9 oraz prowadzono przygotowania do zbrojenia odwiertu K-5 dla celów eksploatacyjnych;
- rozbudowa KPMG Mogilno – przekazano do eksploatacji odwiert Z-13 jako odwiert obserwacyjny oraz zmodernizowano instalację sprężonego powietrza;
- rozbudowa PMG Brzeźnica – zakończono rozruch instalacji technologicznej związanej z zatłaczaniem i odbiorem gazu z magazynu w trybie bezsprężarkowym oraz montaż części liniowej gazociągu zdawczego.

Dystrybucja

Na inwestycje związane z działalnością dystrybucyjną GK PGNiG poniosła nakłady w wysokości 379 mln zł. W ramach działalności inwestycyjnej dokonywano przyłączeń nowych klientów oraz modernizowano i rozbudowywano sieć gazową. Najważniejsze przedsięwzięcia inwestycyjne zostały opisane w Rozdziale VIII Dystrybucja.

Wytwarzanie

Zaostrzenie norm emisji gazów i pyłów od 2016 roku wymusza w Polsce modernizację elektrowni i elektrociepłowni. Aby sprostać zaostrzonym wymaganiom emisyjnym PGNiG TERMIKA SA sukcesywnie modernizuje swoje jednostki wytwórcze. Nakłady inwestycyjne segmentu wytwarzanie wyniosły 68 mln zł, z czego ok. 5 mln zł stanowiły nakłady na ochronę środowiska. W I półroczu 2016 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 2016 roku realizowano prace związane z przebudową układu wody chłodzącej, prace projektowe związane z dostosowaniem i przełączeniem istniejących urządzeń EC Żerań do nowej rozdzielni oraz unieważniono przetarg na realizację bloku z uwagi na zbyt wysokie ceny; w dniu 25 lipca 2016 roku upubliczniono ogłoszenie o powtórny przetargu, termin składania ofert mija 24 sierpnia 2016 roku;
- przebudowa kotła K1 na kocioł biomasowy w EC Siekierki; w I półroczu 2016 roku kontynuowano prace rozruchowe na kotle i instalacji biomasy oraz dopuszczono instalację do ruchu próbnego; 1 kwietnia 2016 roku uzyskano koncesje na wytwarzanie energii elektrycznej oraz ciepła w oparciu o spalanie biomasy w układzie hybrydowym, przekazanie kotła do eksploatacji nastąpi w II półroczu 2016 roku;
- przebudowa EC Pruszków; w I półroczu 2016 roku zakończono zabudowę cyklofiltra dla kotła K9 i prace montażowe cyklofiltra dla kotła K7 oraz rozpoczęto ruch regulacyjny urządzeń cyklofiltra na kotle K7; prowadzono również prace nad aktualizacją koncepcji dostosowania EC Pruszków do pracy po roku 2020, z uwzględnieniem połączenia systemów ciepłowniczych Warszawy i Pruszkowa;
- budowa kotłowni szczytowo-rezerwowej gazowo-olejowej w EC Żerań; w I półroczu 2016 roku analizowano oferty złożone w przetargu na budowę kotłowni;
- dostosowanie kotła K2 w EC Siekierki do wymogów BAT (*Best Available Techniques*) w zakresie emisji pyłu, SO₂, NO_x; w I półroczu 2016 roku kontynuowano prace projektowe, budowlane i montażowe.

Pozostała działalność

W I półroczu 2016 roku w segmencie pozostała działalność poniesiono nakłady inwestycyjne na wartości niematerialne i rzeczowe aktywa trwałe w wysokości 4 mln zł. Najważniejsze inwestycje obejmowały m.in. zakup oprogramowania komputerowego, środków transportu, budynków i budowli oraz maszyn urządzeń produkcyjnych.

13. 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 2016 roku zlikwidowano 4 odwierty i 17 kopanek.

System handlu uprawnieniami do emisji dwutlenku węgla (EU ETS)

W I półroczu 2016 roku GK PGNiG przeprowadziła weryfikację rocznych raportów emisji CO₂ za rok 2015. Emisja CO₂ z instalacji uczestniczących w systemie w 2015 roku wyniosła 5.560.186 ton. Po zbilansowaniu wielkości emisji CO₂ z posiadanymi uprawnieniami i umorzeniu wykorzystanych przydziałów z 2015 roku wykazano niedobór 2.369.890 ton CO₂ wolnych jednostek emisji. Brakującą ilość uprawnień do emisji CO₂ pokryto z rezerwy uprawnień zgromadzonych na rachunkach instalacji należących do GK PGNiG (niewykorzystany darmowy przydział z lat ubiegłych) oraz z zakupu na giełdzie *ICE Futures Europe (Intercontinental Exchange Futures Europe)*. W 2015 roku w systemie handlu uprawnieniami do emisji CO₂ uczestniczyły instalacje: PGNiG TERMIKA SA (elektrociepłownie Siekierki, Żerań i Pruszków oraz ciepłownie Kawęczyn i Wola) i PGNiG S.A.: Oddziały w Odolanowie (tłocznia gazu oraz kotłownia i podgrzewacze technologiczne), Zielonej Górze (KRNiGZ LMG, PMG Wierzchowice oraz kotłownia i instalacja technologiczna KRNiGZ Dębno) oraz prowadzone przez spółkę Operator Systemu Magazynowania Sp. z o.o. KPMG Mogilno i KPMG Kosakowo. W I półroczu 2016 roku emisja CO₂ z instalacji należących do GK PGNiG wyniosła 3.075.397 ton.

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 2016 roku, ze względu na zmiany w ww. ustawie, sporządzano powtórzną kwalifikację poszczególnych nieruchomości do przeprowadzenia badań uzupełniających, remediacji czy też monitoringu.

Wpływ budowy KPMG Kosakowo na środowisko

Jednym z procesów budowy komór magazynowych kawernowego podziemnego magazynu gazu Kosakowo jest wyłukiwanie (ługowanie) soli z pokładów soli kamiennej. W trakcie tego procesu powstaje solanka, która odprowadzana jest do wód Zatoki Puckiej w rejonie Mechelinek rurociągiem z wylotem z dyfuzorami zlokalizowanym w odległości 2.300 m od brzegu w ilości (średnim natężeniu przepływu) $Q_{sr} h = 300m^3/h$, $Q_{sr} d = 7200 m^3/d$ i o stężeniu 250 kg soli/m³. Ługowanie komór w KPMG Kosakowo zostało rozpoczęte we wrześniu 2010 roku, a zakończenie zaplanowane jest do 2021 roku.

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

KPMG Kosakowo nie oddziałuje negatywnie na otaczające środowisko. Monitoring realizowany jest przez niezależne ośrodki: Instytut Morski w Gdańsku, Instytut Budownictwa Wodnego Polskiej Akademii Nauk w Gdańsku, Instytut Oceanologii Polskiej Akademii Nauk w Gdańsku, Uniwersytet Gdański oraz służby KPMG Kosakowo.

Rekultywacja składowiska odpadów paleniskowych

PGNiG TERMIKA SA prowadzi rekultywację składowiska odpadów paleniskowych „Myśliborska” dla Elektrociepłowni Żerań. Projekt rekultywacji zakłada przeznaczenie odzyskanego terenu na obszary zielone (kwatery 1 i 2) i na funkcje mieszkaniowo-usługowe (kwatery nr 3). W I półroczu 2016 roku wykonano makroniwelację zbiorników wyrównawczych i uporządkowano teren oraz rozpoczęto procedury zgłoszenia ukończenia inwestycji. Zakończenie całości prac rekultywacyjnych przewiduje się w II półroczu 2016 roku.

Wypełnienie wymogów Dyrektywy IED o emisjach przemysłowych oraz BAT

W I półroczu 2016 roku w ramach dostosowania do norm ochrony środowiska zawartych w Dyrektywie 2010/75/UE Parlamentu Europejskiego i Rady w sprawie emisji przemysłowych (IED) oraz przyszłych wymagań najlepszych dostępnych technik BAT (*Best Available Techniques*) PGNiG TERMIKA SA realizowała projekty inwestycyjne mające na celu ograniczenie emisji gazów i pyłu do atmosfery. W I półroczu 2016 roku spółka zakończyła m.in. prace związane z przystosowaniem 5-ciu wodnych kotłów mazutowych w Elektrociepłowni Siekierki (K8 i K9) i Ciepłowni Wola (K2, K3 i K4) do spalania oleju lekkiego wraz z modernizacją palników. Efekt ekologiczny tej inwestycji to zmniejszenie koncentracji SO₂ z poziomu 1.300-1.500 mg/m³_u do poziomu poniżej 200 mg/m³_u. Łączne nakłady inwestycyjne poniesione na realizację tego projektu wyniosły ok. 57,9 mln zł.

Ponadto w I półroczu 2016 roku PGNiG TERMIKA SA kontynuowała prace przy:

- Przebudowie węglowego kotła K1 Elektrociepłowni Siekierki na kocioł biomasowy; przeprowadzono prace rozruchowe; wytworzona została energia elektryczna uprawniająca do uzyskania zielonych certyfikatów oraz uzyskano koncesję na wytwarzanie energii elektrycznej, a także ciepła w oparciu o spalanie biomasy; planowana roczna redukcja emisji zanieczyszczeń do atmosfery to 227.000 ton CO₂, 780 ton SO₂, 260 ton NO_x i 20 ton pyłu; przekazanie do eksploatacji planowane jest na II półroczu 2016 roku;
- Wyposażeniu kotłów fluidalnych w Elektrociepłowni Żerań w wysokosprawne odpylacze (filtry workowe) oraz zwiększeniem wydajności odsiarczania; efekt ekologiczny to zmniejszenie koncentracji pyłu z poziomu ok. 50-100 mg/m³_u do poziomu poniżej 20 mg/m³_u i SO₂ z poziomu 500 mg/m³_u do poziomu poniżej 200 mg/m³_u; zakończenie całego projektu planowane jest w II połowie 2016 roku;
- Zabudowie instalacji usuwania tlenków azotu na kotle K16 w Elektrociepłowni Siekierki; efekt ekologiczny (przy pełnym obciążeniu instalacji) to zmniejszenie koncentracji NO_x z poziomu ok. 400 mg/m³_u do poziomu 220 mg/m³_u; zakończenie inwestycji planowane jest w 2017 roku;
- Modernizacji instalacji ochrony atmosfery na kotle K2 w Elektrociepłowni Siekierki; w ramach tego projektu zostanie unowocześniona istniejąca półsucha instalacja odsiarczania spalin i dobudowana instalacja usuwania tlenków azotu; realizacja tej inwestycji pozwoli na roczną redukcję emisji SO₂ o 374 ton i NO_x o 162,6 ton; w I półroczu 2016 roku realizowane są prace projektowe, budowlane i montażowe; zakończenie projektu przewidywane jest w 2017 roku,
- Wymianie cyklonów na cyklofiltry, jako odpylaczy dwóch kotłów (nr 7 i 9) w Elektrociepłowni Pruszków; efekt ekologiczny to zmniejszenie koncentracji pyłu z poziomu ok. 150-200 mg/m³_u do poniżej 100 mg/m³_u.

W I półroczu 2016 roku, w związku z brakiem możliwości uzyskania wymaganych poziomów emisji przy zastosowaniu oferowanych przez wykonawcę rozwiązań technicznych, odstąpiono od umowy na wykonanie zabudowy instalacji usuwania tlenków azotu na kotłach wodnych K5, K6, K7 i K16 w Elektrociepłowni Siekierki.

Dostawy i spalanie biomasy

W ramach wypełnienia wymogów Dyrektywy 2009/28/WE w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych PGNiG TERMIKA SA pozyskuje biomasę przede wszystkim przez kontraktowe zakupy na rynku. Ponadto spółka zawiera wieloletnie kontrakty na dostawy biomasy z plantacji wierzby energetycznej. Łączny areał plantacji, którym dysponuje obecnie spółka wynosi 407 ha. W I półroczu 2016 roku w PGNiG TERMIKA SA zostało współspalone 1.168 ton biomasy (EC Żerań) i spalone 115.505 ton biomasy (EC Siekierki). Zastosowanie biomasy jako paliwa do produkcji energii pozwoliło w I półroczu 2016 roku uniknąć emisji 103.076 ton CO₂ z paliw kopalnych.

14. POZOSTAŁE INFORMACJE

Podział zysku za rok 2015

W dniu 28 czerwca 2016 roku Zwyczajne Walne Zgromadzenie PGNiG S.A. podjęło decyzję o podziale zysku netto za 2015 rok w wysokości 1.472 mln zł. Zysk został podzielony w następujący sposób:

- kwotę 1.062 mln zł przeznaczono na wypłatę dywidendy (co oznacza, że na jedną akcję przypada 0,18 zł);
- kwotę 410 mln zł przeznaczono na zwiększenie kapitału zapasowego Spółki.

Jednocześnie Zwyczajne Walne Zgromadzenie PGNiG S.A. ustaliło dzień dywidendy na 20 lipca 2016 roku oraz termin wypłaty dywidendy na 2 sierpnia 2016 roku.

Absolutorium

W dniu 28 czerwca 2016 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. Ponadto ZWZ PGNiG S.A. udzieliło absolutorium z wykonywania obowiązków w roku obrotowym 2015 prezesowi Piotrowi Woźniakowi (delegowanemu do czasowego wykonywania czynności członka Zarządu PGNiG S.A.) i następującym członkom Rady Nadzorczej PGNiG S.A.:

- Wojciechowi Bieńkowskiemu,
- Stanisławowi Borowcowi,
- Mateuszowi Boznańskiemu,
- Andrzejowi Gonetowi,
- Maciejowi Mazurkiewiczowi,
- Grzegorzowi Nakoniecznemu,
- Krzysztofowi Rogali,
- Ryszardowi Wąsowiczowi,
- Magdalenie Zegarskiej.

Jednocześnie ZWZ PGNiG S.A. nie udzieliło absolutorium byłym członkom Zarządu PGNiG S.A. – prezesowi Mariuszowi Zawiszy i wiceprezesom: Jarosławowi Baucowi, Zbigniewowi Skrzyplikiewiczowi, Waldemarowi Wójcikowi oraz członkom Rady Nadzorczej PGNiG S.A. – Wojciechowi Chmielewskiemu, Agnieszce Woś, Irenie Ożóg, Andrzejowi Janiakowi i Januszowi Pilitowskiemu.

Objęcie udziałów w spółce Polska Grupa Górnicza Sp. z o.o.

W dniu 26 kwietnia 2016 roku PGNiG TERMIKA SA, spółka zależna od PGNiG S.A., podpisała porozumienie w sprawie rozpoczęcia działalności Polskiej Grupy Górniczej Sp. z o.o. (PGG). Stronami porozumienia są: PGNiG TERMIKA SA, Kompania Węglowa S.A., Polska Grupa Górnicza Sp. z o.o., Węgłokoks S.A., Towarzystwo Finansowe „Silesia” Sp. z o.o. (TFS), Fundusz Inwestycji Polskich Przedsiębiorstw Fundusz Inwestycyjny Zamknięty Aktywów Niepublicznych, Energa Kogeneracja Sp. z o.o., PGE Górnictwo i Energetyka Konwencjonalna S.A. – zwane dalej inwestorami oraz banki: Alior Bank S.A., Bank BGŻ BNP Paribas S.A., Powszechna Kasa Oszczędności Bank Polski S.A., Bank Zachodni WBK S.A., Bank Gospodarstwa Krajowego S.A., a także organizacje związkowe działające w Kompanii Węglowej S.A. – zwane dalej stronami.

Inwestorzy zadeklarowali objęcie nowych udziałów w PGG na łączną kwotę 2.417 mln zł, z czego 1.800 mln zł w gotówce, a pozostała kwota w postaci konwersji wierzytelności TFS i Węgłokoks S.A. PGNiG TERMIKA SA zadeklarowała objęcie udziałów w PGG na kwotę 500 mln zł. W pracach nad osiągnięciem porozumienia brali udział wierzyciele finansowi PGG. W ramach refinansowania aktualnego programu emisji obligacji w Kompanii Węglowej S.A., banki oraz Węgłokoks S.A. zobowiązały się do objęcia nowych obligacji wyemitowanych przez PGG na kwotę 1.037 mln zł w trzech transzach spłacanych w latach 2019-2026, przy czym zaangażowanie Węgłokoks S.A. wyniesie 421,5 mln zł, a banków 615,5 mln zł.

W następstwie zawartego w dniu 26 kwietnia br. porozumienia PGNiG TERMIKA SA, wraz z pozostałymi inwestorami, podpisała w dniu 28 kwietnia 2016 roku umowę inwestycyjną określającą warunki inwestycji finansowej w Polską Grupę Górniczą Sp. z o.o. Umowa ta przewiduje trzyetapowe

objęcie nowo utworzonych udziałów w PGG na docelowym poziomie 17,1% (5.000.000 udziałów) za deklarowaną w porozumieniu kwotę 500 mln zł. Warunkiem realizacji kolejnych etapów (drugiego i trzeciego) będzie przede wszystkim brak wystąpienia przypadku naruszenia warunków emisji obligacji wyemitowanych przez PGG.

W dniu 29 kwietnia 2016 roku Nadzwyczajne Zgromadzenie Wspólników spółki Polska Grupa Górnicza Sp. z o.o. podjęło uchwałę w sprawie podwyższenia kapitału zakładowego spółki z kwoty 500.050.000 zł do kwoty 2.305.607.200 zł poprzez utworzenie 18.055.572 nowych udziałów o wartości nominalnej 100 zł każdy. W ramach tego podwyższenia, w tym samym dniu PGNiG TERMIKA SA objęła 3.611.100, co odpowiada udziałowi 15,66% w kapitale zakładowym i głosach na Zgromadzeniu Wspólników Polskiej Grupy Górniczej Sp. z o.o. Podwyższenie kapitału zakładowego Polskiej Grupy Górniczej Sp. z o.o. zarejestrowane zostało w KRS w dniu 25 lipca 2016 roku.

Polska Grupa Górnicza Sp. z o.o. prowadzić będzie działalność w oparciu o wybrane aktywa górnicze, które nabyła od Kompanii Węglowej S.A. (11 kopalni, 4 zakłady oraz zespół funkcji wspierających kopalnie i zakłady). PGG będzie funkcjonować na podstawie biznesplanu (zaakceptowanego przez strony i będącym załącznikiem do umowy inwestycyjnej), którego celem jest utrzymanie kosztów wydobycia węgla pod ścisłą kontrolą, poprawa efektywności funkcjonowania spółki oraz osiągnięcie określonych poziomów rentowności. Zakłada się, że kwoty uzyskane przez PGG w ramach umowy inwestycyjnej oraz emisji obligacji będą wystarczające do prowadzenia działalności oraz dalsze dofinansowanie nie będzie wymagane. Umowa inwestycyjna przewiduje postanowienia pozwalające przedstawicielom inwestorów na bieżące monitorowanie sytuacji finansowej PGG, a w szczególności weryfikację stopnia wykonania ww. biznesplanu.

W dniu 17 czerwca 2016 roku PGNiG TERMIKA SA podpisała porozumienie z PGE Górnictwo i Energetyka Konwencjonalna S.A., Energa Kogeneracja Sp. z o. o. oraz Funduszem Inwestycji Polskich Przedsiębiorstw Fundusz Inwestycyjny Zamknięty Aktywów Niepublicznych w zakresie przejęcia wspólnej kontroli nad PGG. W dniu 29 czerwca 2016 roku PGNiG TERMIKA SA uzyskała zgodę na przejęcie wspólnej kontroli od Urzędu Ochrony Konkurencji i Konsumentów.

Postępowania przed Prezesem UOKiK

W dniu 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 mln zł. W dniu 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. W dniu 4 czerwca 2014 roku PGNiG S.A. złożyła apelację do Sądu Apelacyjnego w Warszawie. Wyrokiem z 29 maja 2015 roku Sąd Apelacyjny zmienił decyzję Prezesa UOKiK w punkcie odnoszącym się do wysokości kary obniżając ją do kwoty 5,5 mln zł. Orzeczenie w tej sprawie jest prawomocne. PGNiG S.A. w dniu 12 czerwca 2015 roku uiszczyła karę orzeczoną wyrokiem Sądu Apelacyjnego w Warszawie. Zarówno PGNiG S.A., jak i Prezes UOKiK wnieśli skargę kasacyjną od wyroku Sądu Apelacyjnego w Warszawie do Sądu Najwyższego. Skarga kasacyjna PGNiG S.A. zmierza do zakwestionowania stwierdzenia naruszenia prawa konkurencji, podczas gdy skarga kasacyjna Prezesa UOKiK zmierza do zakwestionowania decyzji Sądu Apelacyjnego o obniżeniu kary nałożonej na PGNiG S.A. Do dnia sporządzenia sprawozdania Sąd Najwyższy nie rozpoznał przedmiotowej sprawy.

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

- ograniczanie odbiorcom biznesowym możliwości zmniejszania zamawianych ilości paliwa gazowego i mocy umownej,

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

W trakcie postępowania PGNiG S.A. dobrowolnie zobowiązała się do zmiany określonych postanowień umownych w umowach z odbiorcami niebędącymi gospodarstwami domowymi. Prezes UOKiK decyzją z dnia 31 grudnia 2013 roku odstąpił od nałożenia na PGNiG S.A. kary finansowej i zobowiązał Spółkę do realizacji złożonego zobowiązania. PGNiG S.A. w terminach przewidzianych decyzją zobowiązującą Prezesa UOKiK wykonała obowiązki przewidziane przedmiotową decyzją. W dniu 1 sierpnia 2014 roku PGNiG Obrót Detaliczny Sp. z o.o. przejęła dotychczasową działalność PGNiG S.A. w obszarze obrotu detalicznego gazem, tym samym weszła we wszelkie prawa i obowiązki wynikające z decyzji wydanych przez Prezesa UOKiK na podstawie ustawy z dnia 16 lutego 2007 roku o ochronie konkurencji i konsumentów (tekst jednolity, Dz. U. z 2015 roku, poz. 184) zakresie umów, których spółka stała się stroną. PGNiG Obrót Detaliczny Sp. z o.o., w części przypadającej na jej zakres działania, wykonała w całości zobowiązania wynikające z sentencji decyzji Prezesa UOKiK z dnia 31 grudnia 2013 roku.

W dniu 17 października 2014 roku Prezes UOKiK wszczął postępowanie administracyjne w sprawie nałożenia na PGNiG S.A. i PGNiG Obrót Detaliczny Sp. z o.o. kary pieniężnej, o której mowa w art. 107 ustawy o ochronie konkurencji i konsumentów, w związku z podejrzeniem pozostawania w zwłoce w wykonaniu punktu l).4) sentencji decyzji Prezesa UOKiK z dnia 31 grudnia 2013 roku. W odpowiedzi na wezwanie, PGNiG S.A. i PGNiG Obrót Detaliczny Sp. z o.o. przedstawiły uzasadnienie podjętych działań oraz stanowisko, że działania te stanowią prawidłowe wykonanie punktu l).4) sentencji decyzji Prezesa UOKiK z dnia 31 grudnia 2013 roku.

W dniu 24 września 2015 roku Prezes UOKiK wydał decyzję, w której stwierdził, że PGNiG S.A. częściowo nie wykonała punktu l).4) decyzji z dnia 31 grudnia 2013 roku i nałożył na Spółkę karę w wysokości 10,4 mln zł za zwłokę w wykonaniu wspomnianej decyzji. Jednocześnie tą samą decyzją Prezes UOKiK umorzył postępowanie administracyjne wobec PGNiG Obrót Detaliczny Sp. z o.o., stwierdzając, że spółka ta wywiązała się z zobowiązania, przewidzianego decyzją z 31 grudnia 2013 roku. W dniu 2 listopada 2015 roku PGNiG S.A. odwołała się od decyzji Prezesa UOKiK do Sądu Okręgowego w Warszawie – Sądu Ochrony Konkurencji i Konsumentów. Do dnia sporządzenia sprawozdania Sąd Ochrony Konkurencji i Konsumentów nie zawiadomił PGNiG S.A. o wyznaczeniu terminu rozprawy.

Postępowania w sprawach o wartości co najmniej 10% kapitałów własnych

W I półroczu 2016 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 lub więcej łącznie) stanowiłaby odpowiednio co najmniej 10% kapitałów własnych Spółki.

15. 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 2016 roku zostały przygotowane zgodnie z Międzynarodowymi Standardami Sprawozdawczości Finansowej (MSSF), w kształcie zatwierdzonym przez Unię Europejską (UE) na dzień 30 czerwca 2016 roku. Przy sporządzaniu skróconego śródrocznego skonsolidowanego oraz skróconego śródrocznego jednostkowego sprawozdania finansowego, przyjęto te same ogólne zasady, zastosowane przy sporządzaniu rocznego skonsolidowanego sprawozdania finansowego za okres zakończony dnia 31 grudnia 2015 roku, które zostało opublikowane w dniu 4 marca 2016 roku, z wyjątkiem zastosowania zmian do standardów oraz nowych interpretacji obowiązujących dla okresów rocznych rozpoczynających się w dniu lub po 1 stycznia 2016 roku, które zostały wskazane w pkt III.4. raportu okresowego za I półrocze 2016 roku GK PGNiG.

15.1 Dane finansowe jednostki dominującej

Syntetyczne dane w zakresie sytuacji finansowej PGNiG S.A. w I półroczu 2016 roku zostały ujęte w zaprezentowanych poniżej zestawieniach.

Wybrane dane finansowe (w mln zł)

	I półrocze 2016	I półrocze 2015
Przychody ze sprzedaży	8 864	10 223
Koszty operacyjne razem, w tym	(8 419)	(9 188)
Amortyzacja	(396)	(359)
Zysk z działalności operacyjnej	445	1 035
Zysk przed opodatkowaniem	2 080	1 912
Zysk netto	1 974	1 703
Przepływy pieniężne netto z działalności operacyjnej	998	1 073
Przepływy pieniężne netto na działalności inwestycyjnej	(859)	557
Przepływy pieniężne netto z działalności finansowej	599	163
Zmiana stanu środków pieniężnych netto	738	1 793
	30 czerwca 2016	31 grudnia 2015
Aktywa razem	37 747	35 027
Aktywa trwałe (długoterminowe)	25 937	26 137
Aktywa obrotowe (krótkoterminowe), w tym	11 810	8 890
Zapasy	1 429	1 638
Pozostałe aktywa	88	18
Kapitał własny razem	24 962	23 738
Zobowiązania długoterminowe razem	2 603	7 205
Zobowiązania krótkoterminowe razem	10 182	4 084
Zobowiązania razem	12 785	11 289
Zobowiązania i kapitał własny razem	37 747	35 027

Wskaźniki Finansowe

Rentowność

	I półrocze 2016	2015
EBIT w mln zł		
zysk operacyjny	445	1 035
EBITDA w mln zł		
zysk operacyjny + amortyzacja	841	1 394
ROE		
zysk netto do stanu kapitałów własnych na koniec okresu	7,9%	7,2%
Rentowność sprzedaży netto		
zysk netto odniesiony do przychodów ze sprzedaży	22,3%	16,7%
ROA		
zysk netto w relacji do stanu aktywów na koniec okresu	5,2%	4,9%

Płynność

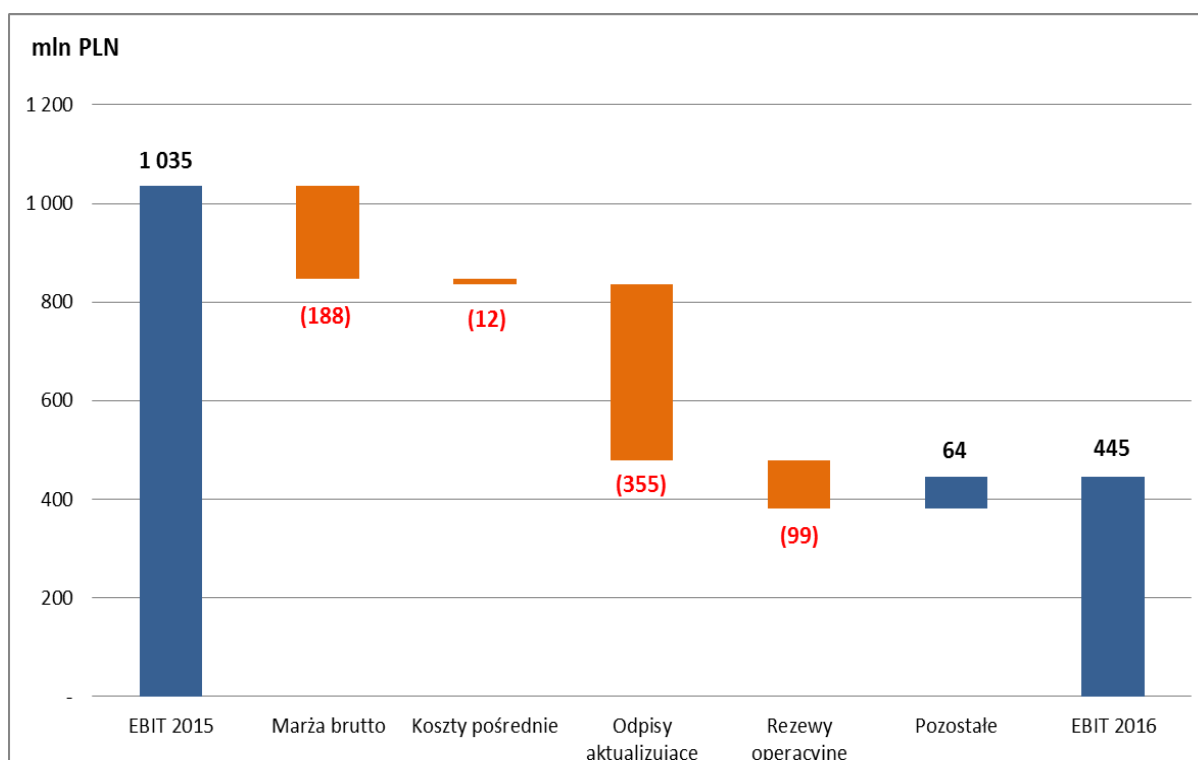
	30 czerwca 2016	31 grudnia 2015
Wskaźnik bieżącej płynności		
aktywa obrotowe do zobowiązań krótkoterminowych (bez zobowiązań z tytułu świadczeń pracowniczych, rezerw i przychodów przyszłych okresów)	1,2	2,5
Wskaźnik szybki płynności		
aktywa obrotowe minus zapasy do zobowiązań krótkoterminowych (bez zobowiązań z tytułu świadczeń pracowniczych, rezerw i przychodów przyszłych okresów)	1,1	2,0

Zadłużenie

	30 czerwca 2016	31 grudnia 2015
Wskaźnik obciążenia zobowiązaniami ogółem		
suma zobowiązań w relacji do sumy pasywów	33,9%	32,2%
Wskaźnik obciążenia kapitału własnego zobowiązaniami ogółem		
suma zobowiązań do kapitału własnego	51,2%	47,6%

W pierwszym półroczu 2016 roku spółka PGNiG S.A. odnotowała zysk z działalności operacyjnej (EBIT) na poziomie 445 mln zł, a więc niższy o 590 mln zł niż w roku ubiegłym w analogicznym okresie. Zmiany w EBIT pomiędzy wynikiem za 6 miesięcy 2015 i 2016 roku zostały zaprezentowane na poniższym wykresie.

Zmiany w EBIT pomiędzy latami 2015-2016 za okres I półrocza



Na obniżenie marży brutto (różnica pomiędzy przychodami ze sprzedaży a kosztami bezpośrednimi) o 188 mln zł w stosunku do I półrocza w 2015 roku wpływ miały przede wszystkim:

- niższa marża na sprzedaży ropy naftowej, spowodowana spadkiem średnich cen sprzedaży tego surowca. Różnica w notowaniach giełdowych ropy naftowej Brent pomiędzy końcem czerwca 2015 i 2016 roku wyniosła około 20%;
- niższa marża na świadczeniu usług, w szczególności powierzenia pełnienia obowiązków operatora systemu magazynowania, spowodowana głównie obniżeniem stopy zwrotu z wartości regulacyjnej aktywów.

Powyższe spadki zostały częściowo zniwelowane przez wzrost marży brutto na sprzedaży gazu wysokometanowego, spowodowany przede wszystkim niższą ceną zakupu surowca importowanego.

Marże na sprzedaży pozostałych produktów, w tym: energii elektrycznej, helu, LPG pozostają na zbliżonym poziomie do tych osiągniętych w pierwszym półroczu 2015 roku.

Powyższy spadek marży brutto został pogłębiony na poziomie zysku z działalności operacyjnej (EBIT) przez następujące czynniki:

- wyższy poziom odpisów aktualizujących, w szczególności dotyczących środków trwałych związanych z poszukiwaniem i wydobywaniem węglowodorów;
- wyższy poziom rezerw operacyjnych spowodowany w głównej mierze zawiązaniem rezerw na likwidację odwiertów.

Wynik na działalności finansowej w relacji do I półrocza 2015 roku wzrósł o 758 mln zł w rezultacie otrzymania wyższych o 795 mln zł dywidend od spółek zależnych.

Sytuacja finansowa Spółki odzwierciedlona została w podstawowych wskaźnikach charakteryzujących efektywność działalności gospodarczej. Wskaźniki rentowności kapitałów własnych (ROE), aktywów ogółem (ROA) i sprzedaży netto wzrosły odpowiednio z 7,2% do 7,9%, z 4,9% do 5,2% i z 16,7% do 22,3%.

15.2. Wyniki finansowe GK PGNiG

15.2.1. Podstawowe wielkości ekonomiczno-finansowe

Syntetyczne dane w zakresie sytuacji finansowej GK PGNiG I półrocza 2016 roku zostały ujęte w zaprezentowanych poniżej sprawozdaniach sporządzonych zgodnie z Międzynarodowymi Standardami Sprawozdawczości Finansowej:

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

Skonsolidowane sprawozdanie z sytuacji finansowej w mln zł

	Stan na 30 czerwca 2016	Stan na 31 grudnia 2015
AKTYWA		
Aktywa trwałe (długoterminowe)		
Rzeczowe aktywa trwałe	32 539	32 967
Nieruchomości inwestycyjne	10	12
Wartości niematerialne	1 074	1 138
Inwestycje w jednostkach wycenianych metodą praw własności	1 160	840
Inne aktywa finansowe	280	275
Aktywa z tytułu podatku odroczonego	1 350	1 575
Pozostałe aktywa trwałe	148	152
Aktywa trwałe (długoterminowe) razem	36 561	36 959
Aktywa obrotowe (krótkoterminowe)		
Zapasy	1 973	2 229
Należności z tytułu dostaw i usług oraz pozostałe należności	2 397	3 372
Należności z tytułu podatku bieżącego	28	7
Pozostałe aktywa	409	146
Aktywa z tytułu pochodnych instrumentów finansowych	551	709
Środki pieniężne i ich ekwiwalenty	8 115	6 239
Aktywa przeznaczone do sprzedaży	163	164
Aktywa obrotowe (krótkoterminowe) razem	13 636	12 866
Aktywa razem	50 197	49 825
ZOBOWIĄZANIA I KAPITAŁ WŁASNY		
Kapitał własny		
Kapitał podstawowy (akcyjny)	5 900	5 900
Kapitał z emisji akcji powyżej ich wartości nominalnej	1 740	1 740
Skumulowane inne całkowite dochody	(332)	(637)
Zyski/(Straty) zatrzymane	23 942	23 733
Kapitał własny, przypisany akcjonariuszom jednostki dominującej	31 250	30 736
Kapitał własny, przypisany udziałom niekontrolującym	5	5
Kapitał własny razem	31 255	30 741
Zobowiązania długoterminowe		
Kredyty, pożyczki i papiery dłużne	1 382	5 799
Zobowiązania z tytułu świadczeń pracowniczych	654	565
Rezerwy	1 751	1 728
Przychody przyszłych okresów	1 494	1 511
Zobowiązania z tytułu podatku odroczonego	3 055	3 090
Inne zobowiązania długoterminowe	73	102
Zobowiązania długoterminowe razem	8 409	12 795
Zobowiązania krótkoterminowe		
Zobowiązania z tytułu dostaw i usług oraz inne zobowiązania	3 602	3 288
Kredyty, pożyczki i papiery dłużne	5 040	583
Zobowiązania z tytułu pochodnych instrumentów finansowych	676	1165
Zobowiązania z tytułu podatku bieżącego	145	53
Zobowiązania z tytułu świadczeń pracowniczych	369	352
Rezerwy	548	694
Przychody przyszłych okresów	153	154
Zobowiązania krótkoterminowe razem	10 533	6 289
Zobowiązania razem	18 942	19 084
Zobowiązania i kapitał własny razem	50 197	49 825

Skonsolidowany rachunek zysków i strat (mln zł)

	I półrocze 2016	I półrocze 2015
Przychody ze sprzedaży	17 349	20 390
Zużycie surowców i materiałów	(11 256)	(13 724)
Świadczenia pracownicze	(1 184)	(1 281)
Amortyzacja	(1 337)	(1 387)
Usługi obce	(1 141)	(1 278)
Koszt wytworzenia świadczeń na własne potrzeby	324	435
Pozostałe przychody i koszty operacyjne	(961)	(546)
Koszty operacyjne razem	(15 555)	(17 781)
Zysk/(Strata) z działalności operacyjnej	1 794	2 609
Przychody finansowe	136	50
Koszty finansowe	(156)	(108)
Udział w wyniku finansowym jednostek wycenianych metodą praw własności	(41)	
Zysk/(Strata) przed opodatkowaniem	1 733	2 551
Podatek dochodowy	(462)	(686)
Zysk/(Strata) netto	1 271	1 865
Przypisany/(a):		
Akcjonariuszom jednostki dominującej	1 271	1 864
Udziałom niekontrolującym		1
Zysk/(Strata) netto i rozdzielony/(a) zysk/(strata) netto na jedną akcję, przypisany/(a) zwykłym akcjonariuszom jednostki dominującej (w zł)	0,22	0,32

Skonsolidowane sprawozdanie z przepływów pieniężnych (mln zł)

	I półrocze 2016	I półrocze 2015
Przepływy pieniężne netto z działalności operacyjnej	3 763	4 629
Przepływy pieniężne netto z działalności inwestycyjnej	(1 821)	(1 510)
Przepływy pieniężne netto z działalności finansowej	(65)	(639)
Zmiana stanu środków pieniężnych netto	1 877	2 480
Środki pieniężne i ich ekwiwalenty na początek okresu	6 238	2 956
Środki pieniężne i ich ekwiwalenty na koniec okresu	8 115	5 436

Wskaźniki finansowe

Rentowność

	I półrocze 2016	2015 rok
EBIT w mln zł	1 794	2 609
zysk operacyjny		
EBITDA w mln zł	3 131	3 996
zysk operacyjny + amortyzacja		
ROE	4,1%	6,1%
zysk netto* do stanu kapitałów własnych na koniec okresu**		
Rentowność sprzedaży netto	7,3%	9,1%
zysk netto* odniesiony do przychodów ze sprzedaży		
ROA	2,5%	3,7%
zysk netto* w relacji do stanu aktywów na koniec okresu		

*zysk netto przypisany akcjonariuszom jednostki dominującej
**kapitał własny przypisany akcjonariuszom jednostki dominującej

Płynność

	30 czerwca 2016	31 grudnia 2015
Wskaźnik bieżącej płynności		
aktywa obrotowe do zobowiązań krótkoterminowych (bez zobowiązań z tytułu świadczeń pracowniczych, rezerw i przychodów przyszłych okresów)	1,4	2,5
Wskaźnik szybkiej płynności		
aktywa obrotowe minus zapasy do zobowiązań krótkoterminowych (bez zobowiązań z tytułu świadczeń pracowniczych, rezerw i przychodów przyszłych okresów)	1,2	2,1

Zadłużenie

	30 czerwca 2016	31 grudnia 2015
Wskaźnik obciążenia zobowiązaniami ogółem		
suma zobowiązań w relacji do sumy pasywów	37,7%	38,3%
Wskaźnik obciążenia kapitału własnego zobowiązaniami ogółem		
suma zobowiązań do kapitału własnego*	60,6%	62,1%

*kapitał własny przypisany akcjonariuszom jednostki dominującej

15.2.2. Omówienie sytuacji finansowej

W I półroczu 2016 roku przychody Grupy Kapitałowej PGNiG wyniosły 17.349 mln zł, o 3.041 mln zł (15%) mniej niż w analogicznym okresie roku poprzedniego, gdy ich poziom osiągnął 20.390 mln zł. Przy spadku kosztów o 2.226 mln zł (13%), Grupa uzyskała w I półroczu 2016 roku skonsolidowany wynik na działalności operacyjnej w wysokości 1.794 mln zł, natomiast wynik z działalności operacyjnej powiększony o amortyzację (EBITDA) wyniósł 3.131 mln zł, co oznacza spadek o 865 mln zł w stosunku do analogicznego okresu roku poprzedniego. Na spadek ten wpływ miały przede wszystkim czynniki makroekonomiczne (malejące ceny ropy naftowej na rynkach światowych) oraz postępująca liberalizacja rynku gazu w Polsce.

Poszukiwanie i wydobywanie

Segment Poszukiwanie i wydobywanie na koniec I półrocza 2016 roku poniósł stratę na działalności operacyjnej w wysokości 80 mln zł. Wynik ten był o 927 mln zł niższy niż osiągnięty w analogicznym okresie roku poprzedniego. Na poziomie EBITDA wypracowano zysk na poziomie 495 mln zł, co jest wynikiem niższym od wyniku osiągniętego w analogicznym okresie roku poprzedniego o 1.047 mln zł (68%).

Przychody segmentu spadły o 395 mln zł, do poziomu 2.138 mln zł (spadek o 16%), w relacji do przychodów uzyskanych w porównywalnym okresie roku poprzedniego, mimo wyższego o 2% wolumenu sprzedaży ropy naftowej. Obniżenie przychodów w segmencie jest skutkiem spadku cen ropy naftowej (średnia cena ropy Brent wyrażona w zł w I półroczu 2016 roku była niższa o ok. 27% w stosunku do wartości z analogicznego okresu roku poprzedniego).

Wzrost o 532 mln zł (32%) kosztów operacyjnych w segmencie był efektem zwiększenia kosztów odpisów aktualizujących z tytułu utraty wartości majątku trwałego, które w I półroczu 2016 roku obciążały wynik segmentu kwotą 657 mln zł, w stosunku do 157 mln zł w analogicznym okresie roku poprzedniego. Dodatkowo w I półroczu 2016 roku zwiększono rezerwę na koszty likwidacji odwiertów, kopanek i dołów oraz Fundusz Likwidacji Zakładu Górniczego na kwotę 5 mln zł, gdy w analogicznym okresie roku poprzedniego rozwiązanie rezerwy pomniejszyło koszty o 140 mln zł.

Na poziom kosztów operacyjnych segmentu miało również wpływ zmniejszenie kosztów amortyzacji, z 695 mln zł w I półroczu 2015 roku, do 575 mln zł w analogicznym okresie roku bieżącego. Spadek ten wynika z przeszacowania wielkości zasobów na Norweskim Szelfie Kontynentalnym, które wpłynęło na obniżenie stawek amortyzacji zastosowanych do umarzania aktywów produkcyjnych

Obrót i magazynowanie

Zysk operacyjny segmentu Obrót i magazynowanie wyniósł w I półroczu 2016 roku 646 mln zł, co oznacza spadek o 95 mln zł w relacji do wyniku operacyjnego w wysokości 741 mln zł w analogicznym okresie roku poprzedniego.

Przychody segmentu w I półroczu 2016 roku ukształtowały się na poziomie 14.883 mln zł, co oznacza spadek o 2.941 mln (16,5%) w stosunku do analogicznego okresu roku poprzedniego, co przy spadku kosztów operacyjnych segmentu o 2.846 mln zł (16,7%) spowodowało spadek zysku operacyjnego, o którym mowa powyżej.

Obniżenie wyniku operacyjnego segmentu jest wynikiem postępującej liberalizacji rynku gazu w Polsce, która pozwala największym klientom segmentu na dywersyfikację dostaw paliwa gazowego. Kilkakrotnie w II półroczu roku 2015 i I półroczu roku 2016, PGNiG S.A. i PGNiG Obrót Detaliczny Sp. z o.o. zmieniły taryfy regulujące sprzedaż paliwa gazowego, w wyniku czego średnia cena taryfowa paliwa gazowego w I półroczu 2016 roku była niższa o ok. 12% od cen w analogicznym okresie roku poprzedniego. Ponadto, w odpowiedzi na zmieniające się warunki na rynku, spółki segmentu sprzedające paliwo gazowe w Polsce kontynuowały wprowadzanie programów rabatowych, które miały na celu zwiększenie konkurencyjności ofert dla klientów.

Pomimo zwiększonego wolumenu sprzedanego przez segment paliwa gazowego (wzrost w I półroczu 2016 o 3,8 % w stosunku do analogicznego okresu roku poprzedniego) oraz obniżających się kosztów zakupu tego produktu (spadek o około 31% ceny paliwa gazowego na giełdach zachodnioeuropejskich, które wpływają na koszt zakupu gazu z kierunku wschodniego), programy rabatowe i obniżki taryf wpłynęły na obniżenie się wyniku operacyjnego segmentu w I półroczu 2016 roku.

Stan zapasów gazu w podziemnych magazynach gazu na dzień 30 czerwca 2016 roku wynosił ok. 1,6 mld m³ i osiągnął poziom o ok. 11% niższy w stosunku do analogicznego okresu roku poprzedniego.

Dystrybucja

Wynik operacyjny segmentu Dystrybucja za I półrocze 2016 roku zwiększył się o 24% wobec analogicznego okresu roku poprzedniego i osiągnął poziom 968 mln zł, natomiast powiększony o amortyzację wyniósł 1.423 mln zł, czyli o 205 mln zł więcej niż rok wcześniej. Wyższy wynik operacyjny segmentu to skutek zarówno niższych kosztów jak i wyższych przychodów. Koszty poniesione w I półroczu 2016 roku były niższe o 121 mln zł (tj. 7%) a przychody wzrosły o 68 mln zł (tj. 3%) w stosunku do analogicznego okresu roku poprzedniego.

Na zmniejszenie kosztów w segmencie wpływ miało przede wszystkim znaczące obniżenie kosztów świadczeń pracowniczych, po przeprowadzonej w 2015 roku racjonalizacji zatrudnienia w ramach Programu Dobrowolnych Odejść. Duży spadek kosztów świadczeń pracowniczych I półroczu 2016 roku w stosunku do analogicznego okresu poprzedniego roku wynika z tego, że koszty te w I półroczu 2015 roku były obciążone kosztami związanymi z program racjonalizacji zatrudnienia i dobrowolnych odejść w wysokości 96 mln zł.

Z kolei wzrost przychodów w I półroczu 2016 roku został osiągnięty głównie dzięki 5% wzrostowi wolumenu dystrybucji paliwa gazowego.

Wytwarzanie

Wynik operacyjny segmentu za I półrocze 2016 roku wyniósł 274 mln zł i był wyższy o 23 mln zł niż wynik operacyjny w analogicznym okresie roku poprzedniego. Na poziomie EBITDA zrealizowano wynik w wysokości 450 mln zł, co oznacza wzrost o 38 mln (9%) w stosunku do I półrocza roku poprzedniego. Na poprawę wyniku wpływ miały następujące czynniki:

- zwiększenie przychodów ze sprzedaży ciepła, wynikające ze wzrostu wolumenu sprzedaży ciepła (wzrost o 3% w I półroczu 2016 roku w stosunku do analogicznego okresu roku poprzedniego) oraz z wyższej taryfy na ciepło (wzrost średnio o 5% w sierpniu 2015 roku);
- spadek kosztów zakupu węgla, będącego głównym paliwem do produkcji ciepła w tym segmencie (średnia cena surowca w I półroczu 2016 roku była o 7% niższa od średniej ceny w analogicznym okresie roku poprzedniego)

Wyniki operacyjne segmentów

Dane finansowe segmentów GK PGNiG za I półrocze 2016 roku (w mln zł)

Okres zakończony 30 czerwca 2016 roku	Poszukiwanie i wydobywanie	Obrót i magazynowanie	Dystrybucja	Wytwarzanie	Pozostała działalność	Eliminacje	Razem
Sprzedaż na rzecz klientów zewnętrznych	1 378	14 715	463	730	63		17 349
Sprzedaż między segmentami	760	168	1 999	393	57	(3 377)	0
Przychody segmentu ogółem	2 138	14 883	2 462	1 123	120	(3 377)	17 349
Koszty segmentu	(2 218)	(14 237)	(1 494)	(849)	(141)	3 384	(15 555)
Zysk/(Strata) z działalności operacyjnej segmentu	(80)	646	968	274	(21)	7	1 794
Koszty finansowe netto							(20)
Udział w wyniku finansowym jednostek wycenianych metodą praw własności	(41)	-	-	-	-	-	(41)
Zysk/(strata) przed opodatkowaniem							1 733
Podatek dochodowy							(462)
Zysk/(Strata) netto							1 271

Dane finansowe segmentów GK PGNiG za I półrocze 2015 roku (w mln zł)

Okres zakończony 30 czerwca 2015 roku	Poszukiwanie i wydobywanie	Obrót i magazynowanie	Dystrybucja	Wytwarzanie	Pozostała działalność	Eliminacje	Razem
Sprzedaż na rzecz klientów zewnętrznych	1 704	17 660	260	669	97	0	20 390
Sprzedaż między segmentami	829	164	2 134	362	64	(3 553)	0
Przychody segmentu ogółem	2 533	17 824	2 394	1 031	161	(3 553)	20 390
Koszty segmentu	(1 686)	(17 083)	(1 615)	(780)	(165)	3 548	(17 781)
Zysk/(Strata) z działalności operacyjnej	847	741	779	251	(4)	(5)	2 609
Koszty finansowe netto							(58)
Udział w wyniku finansowym jednostek wycenianych metodą praw własności	-	-	-	-	-	-	0
Zysk/(Strata) przed opodatkowaniem							2 551
Podatek dochodowy							(686)
Zysk/(strata) netto							1 865

W I półroczu 2016 roku wynik z działalności finansowej Grupy uległ poprawie o 38 mln zł (saldo ujemne w wysokości 20 mln zł w stosunku do ujemnego salda 58 mln zł w analogicznym okresie roku poprzedniego), głównie na skutek poprawy wyniku na wycenie transakcji pochodnych dotyczących działalności finansowej oraz zwiększeniu przychodów z tytułu odsetek od środków na rachunkach bankowych.

Zysk przed opodatkowaniem został dodatkowo obniżony przez wycenę udziałów w spółce Polska Grupa Górnicza Sp. z o.o., której udział w wyniku (strata za okres wywierania znaczącego wpływu przez GK PGNiG na spółkę) spowodował obniżenie zysku przed opodatkowaniem Grupy o 41 mln zł.

Grupa Kapitałowa PGNiG w I półroczu 2016 roku wypracowała w rezultacie zysk netto w wysokości 1.271 mln zł, tj. o 594 mln zł (32%) niższy niż wynik uzyskany w analogicznym okresie roku poprzedniego.

Sprawozdanie z sytuacji finansowej

Bilans na dzień 30 czerwca 2016 roku wykazuje po stronie aktywów i pasywów sumę bilansową w wysokości 50.197 mln zł, która jest wyższa od wartości na koniec 2015 roku o 372 mln zł (0,8%).

Aktywa

Największą pozycję aktywów Grupy stanowią rzeczowe aktywa trwałe, których wartość na koniec I półrocza 2016 roku wyniosła 32.539 mln zł i była o 428 mln zł (1,3%) niższa od stanu na dzień 31 grudnia 2015 roku, głównie z powodu dokonanych odpisów aktualizujących te aktywa, których saldo w stosunku do końca poprzedniego roku wzrosło o 665 mln zł.

Aktywa z tytułu podatku odroczonego, drugi co do wielkości składnik aktywów trwałych, uległy obniżeniu o 225 mln zł (14,3%), głównie z tytułu realizacji aktywa z tytułu straty podatkowej w spółce zależnej PGNiG Upstream International AS (PUI), które rozliczane jest od momentu uruchomienia produkcji węglowodorów ze złoża Skarv.

Pozycja inwestycje w jednostkach wycenianych metodą praw własności, w stosunku do końca poprzedniego roku, wzrosła o 320 mln (38,1%), co jest wynikiem zakupu udziałów w spółce Polska Grupa Górnicza Sp. z o.o. (zakup poprzez spółkę zależną PGNiG TERMIKA S.A. miał miejsce w kwietniu 2016 roku, kwota zapłacona za udziały wynosiła 361,1 mln).

Aktywa obrotowe Grupy na koniec I półrocza 2016 roku wynosiły 13.636 mln i były o 770 mln (6%) wyższe niż na koniec roku 2015. Największy wpływ na wzrost aktywów obrotowych miał wzrost środków pieniężnych, które w stosunku do końca roku poprzedniego wzrosły o 1.876 mln (30,1%), głównie na skutek wypracowanego w bieżącym okresie wyniku finansowego oraz zmniejszeniu pozycji należności z tytułu dostaw i usług oraz pozostałe należności (spadek w stosunku do końca roku 2015 wyniósł 975 mln (28,9%); jest to skutek sezonowości sprzedaży paliwa gazowego, którego największy wolumen sprzedaży odnotowuje się na przełomie roku kalendarzowego, kiedy to w ślad za większą sprzedażą odnotowuje się wyższe wartości należności).

Kapitał własny i zobowiązania

Podstawowym źródłem finansowania aktywów Grupy jest kapitał własny, którego wartość na koniec I półrocza 2016 roku wynosiła 31.255 mln zł, co oznacza wzrost o 514 mln zł (1,7%) w relacji do roku 2015. Na zmianę poziomu kapitałów własnych wpływ miał przede wszystkim osiągnięty w bieżącym okresie zysk netto, w wysokości 1.271 mln zł, skorygowany o uchwaloną do wypłaty dywidendę za rok poprzedni w wysokości 1.062 mln zł. Pozostała zmiana w pozycji kapitałów własnych wynika z innych całkowitych dochodów netto, których saldo dotyczące I półrocza 2016 roku ukształtowało się na poziomie 305 mln.

Stan zobowiązań długoterminowych na dzień 30 czerwca 2016 roku wyniósł 8.409 mln zł i był niższy od poziomu z końca grudnia 2015 roku o 4.386 mln zł (34,3%). Tak duży spadek wynika z reklasyfikacji do części krótkoterminowej zobowiązań z tytułu papierów dłużnych (4.581 mln zł), których termin zapadalności przypada na I półrocze 2017 roku.

Na dzień 30 czerwca 2016 roku Grupa posiadała zobowiązania krótkoterminowe na poziomie 10.533 mln zł, co oznacza wzrost o 4.244 mln zł (67,5%) w relacji do końca roku 2015. Na wzrost

zobowiązań krótkoterminowych wpłynęła reklasyfikacja części zadłużenia z tytułu papierów dłużnych z części długoterminowej do części krótkoterminowej, o której mowa powyżej.

W związku ze wzrostem kapitałów własnych i równoczesnym spadkiem sumy zobowiązań długoterminowych i krótkoterminowych poprawie uległy wskaźniki obciążenia kapitału własnego zobowiązaniami ogółem i obciążenia zobowiązaniami ogółem. Wskaźniki obniżyły się odpowiednio z 62,1% do 60,6% i z 38,3% do 37,7%.

Na skutek reklasyfikacji zobowiązań z tytułu papierów dłużnych do części krótkoterminowej, obniżeniu uległy wskaźniki płynności: wskaźnik bieżącej płynności osiągnął wartość 1,4 wobec poziomu 2,5 z końca grudnia 2015 roku, natomiast wskaźnik szybki płynności wyniósł w bieżącym okresie 1,2 w stosunku do poziomu 2,1 z końca poprzedniego roku.

Transakcje zawarte na innych warunkach niż rynkowe

W I półroczu 2016 roku pomiędzy jednostkami powiązаныmi Grupy Kapitałowej PGNiG nie wystąpiły transakcje zawierane na innych warunkach niż rynkowe.

Możliwość zrealizowania publikowanych prognoz wyników

Zarząd PGNiG S.A. nie publikował prognoz wyników Grupy Kapitałowej PGNiG na rok 2016.

Gwarancje i poręczenia

W I półroczu 2016 roku spółka PGNiG S.A. 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.

15.3. Przewidywana sytuacja finansowa

Na sytuację finansową GK PGNiG w przyszłych okresach będą w istotnym stopniu oddziaływać zmiany cen węglowodorów na rynkach surowców oraz zmiany kursów walut. Powyższe czynniki będą oddziaływać na wyniki generowane przez GK PGNiG w segmentach Poszukiwanie i wydobywanie oraz Obrót i magazynowanie.

Spadek notowań cen ropy naftowej przekłada się na niższe przychody ze sprzedaży realizowane przez podmioty GK PGNiG zajmujące się wydobywaniem i sprzedażą ropy naftowej, mniejszy popyt na usługi sejsmiczne i poszukiwawcze świadczone przez Spółki GK PGNiG, co w efekcie negatywnie wpływa na wyniki w segmencie Poszukiwanie i wydobywanie. Należy też założyć, iż niższe cen ropy naftowej w perspektywie najbliższych kwartałów mogą wpłynąć na konieczność dokonania kolejnych odpisów aktualizujących w zakresie wartości majątku wydobywczego, co pogorszyłoby wyniki realizowane przez omawiany segment.

Z uwagi na powiązanie cen węglowodorów z ceną gazu pozyskiwaną w ramach kontraktów długoterminowych z OOO „Gazprom eksport” oraz Qatar Liquefied Gas Company Limited (3), niższa cena węglowodorów korzystnie będzie oddziaływać na koszt pozyskania gazu przez PGNiG SA i tym samym na wyniki GK PGNiG realizowane w segmencie Obrót i magazynowanie.

Na wyniki realizowane przez GK PGNiG istotny wpływ będzie miała także sytuacja na krajowym rynku walutowym. Umacnianie się złotego względem walut obcych (głównie względem dolara amerykańskiego) będzie oddziaływać pozytywnie na wyniki segmentu Obrót i magazynowanie, obniżając koszt importu gazu ziemnego przez PGNiG SA. Przy czym należy zaznaczyć, iż w wyniku prowadzonej przez spółki GK PGNiG polityki zabezpieczeń, wpływ zmian kursów walutowych na wyniki jest optymalizowany.

Na sytuację finansową GK PGNiG wpłynie także stanowisko Prezesa URE odnośnie poziomu taryf sprzedaży i dystrybucji paliw gazowych oraz sprzedaży ciepła. Dodatkowo, postępująca liberalizacja rynku gazu w Polsce będzie w dalszym ciągu wywoływać presję na wyniki realizowane przez spółki GK PGNiG świadczące usługi sprzedaży gazu działające w segmencie Obrót i magazynowanie. Efektem konkurencyjnej walki o klienta są m.in. programy rabatowe kierowane do klientów spółek GK PGNiG zajmujących się sprzedażą gazu. Powyższe czynniki wpływają na obniżenie rentowności segmentu Obrót i magazynowanie poprzez zmniejszenie uzyskiwanych marż na sprzedaży.

Należy jednak dodać, iż spółki Grupy realizują inicjatywy poprawiające efektywność ich funkcjonowania. Podjęte inicjatywy dotyczą m.in. optymalizacji kosztów działalności, co w pozytywny sposób przełoży się na wyniki realizowane przez GK PGNiG.

W przypadku segmentu Wytwarzanie ważnym z punktu widzenia działalności GK PGNiG będzie kształt programów wsparcia wytwarzania energii elektrycznej w wysokosprawnej kogeneracji oraz ze źródeł odnawialnych. Zmiany legislacyjne w omawianym zakresie oraz zmiany rynkowe cen czerwonych i zielonych certyfikatów (świadectw pochodzenia energii elektrycznej) będą wpływać na sytuację finansową GK PGNiG w tym segmencie. Istotnym elementem kształtującym wyniki segmentu Wytwarzanie będzie poziom cen paliw produkcyjnych wykorzystywanych na potrzeby produkcji ciepła i energii elektrycznej.

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

Członkowie Zarządu

Prezes Zarządu

Piotr Woźniak

Wiceprezes Zarządu

Janusz Kowalski

Wiceprezes Zarządu

Łukasz Kroplewski

Wiceprezes Zarządu

Bogusław Marzec

Wiceprezes Zarządu

Maciej Woźniak

Wiceprezes Zarządu

Waldemar Wójcik

Warszawa, dnia 10 sierpnia 2016 roku