

SPRAWOZDANIE ZARZĄDU Z DZIAŁALNOŚCI
GRUPY KAPITAŁOWEJ PGNiG i PGNiG S.A.
ZA I PÓŁROCZE 2015 ROKU



Warszawa, 31 lipca 2015

Spis rozdziałów:

| | |
|---|----|
| Spis rozdziałów: | 2 |
| Rozdział I: Grupa Kapitałowa PGNiG..... | 4 |
| 1. Przedmiot działalności | 4 |
| 2. Organizacja Grupy Kapitałowej PGNiG..... | 4 |
| 3. Zatrudnienie | 7 |
| Rozdział II: Organy jednostki dominującej | 9 |
| 1. Zarząd | 9 |
| 2. Rada Nadzorcza | 9 |
| Rozdział III: Akcjonariat..... | 10 |
| Rozdział IV: Działalność operacyjna GK PGNiG..... | 11 |
| Rozdział V: Otoczenie regulacyjne..... | 13 |
| 1. Koncesje..... | 13 |
| 2. Zmiany w taryfach na paliwo gazowe | 13 |
| 3. Ryzyka regulacyjne..... | 14 |
| Rozdział VI: Poszukiwanie i wydobywanie | 17 |
| 1. Poszukiwanie | 17 |
| 2. Współpraca z innymi podmiotami | 17 |
| 2.1. Współpraca w Polsce..... | 17 |
| 2.2. Współpraca za granicą..... | 18 |
| 3. Wydobywanie | 19 |
| 4. Sprzedaż podstawowych produktów..... | 21 |
| 5. Działalność usługowa | 22 |
| 6. Planowane działania..... | 23 |
| 7. Ryzyka poszukiwania i wydobywania..... | 24 |
| Rozdział VII: Obrót i magazynowanie | 27 |
| 1. Zakupy gazu ziemnego | 27 |
| 2. Sprzedaż gazu ziemnego..... | 28 |

| | |
|--|-----------|
| 3. Energia elektryczna..... | 30 |
| 4. Magazynowanie | 30 |
| 5. Planowane działania..... | 32 |
| 6. Ryzyka obrotu i magazynowania | 33 |
| Rozdział VIII: Dystrybucja | 35 |
| 1. Prace segmentu | 35 |
| 2. Planowane działania..... | 38 |
| 3. Ryzyka w obszarze dystrybucji..... | 39 |
| Rozdział IX: Wytwarzanie | 40 |
| 1. Prace segmentu | 40 |
| 2. Planowane działania..... | 41 |
| 3. Ryzyka wytwarzania | 42 |
| Rozdział X: Pozostała działalność | 43 |
| 1. Prace segmentu | 43 |
| 2. Planowane działania..... | 44 |
| 3. Ryzyka pozostałej działalności | 44 |
| Rozdział XI: Inwestycje | 46 |
| Rozdział XII: Ochrona środowiska | 48 |
| Rozdział XIII: Pozostałe informacje | 51 |
| Rozdział XIV: Sytuacja finansowa | 54 |
| 1. Dane finansowe jednostki dominującej | 54 |
| 2. Wyniki finansowe GK PGNiG..... | 57 |
| 3. Przewidywana sytuacja finansowa..... | 66 |

Rozdział I: Grupa Kapitałowa PGNiG

1. Przedmiot działalności

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

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

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

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

2. Organizacja Grupy Kapitałowej PGNiG

Według stanu na dzień 30 czerwca 2015 roku w skład Grupy Kapitałowej PGNiG wchodziły PGNiG S.A. jako podmiot dominujący oraz 28 spółek o profilu produkcyjnym, handlowym i usługowym, w tym:

- 19 bezpośrednio zależnych od PGNiG S.A.
- 9 spółek pośrednio zależnych od PGNiG S.A.

Wykaz spółek GK PGNiG według stanu na dzień 30 czerwca 2015 roku został przedstawiony w poniższym zestawieniu.

Sprawozdanie Zarządu z działalności Grupy Kapitałowej PGNiG i PGNiG S.A.
za I półrocze 2015 roku

Wykaz spółek GK PGNiG

| | Firma spółki | Kapitał zakładowy w zł | Udział kapitałowy PGNiG S.A. w zł | % kapitału PGNiG S.A. | % głosów PGNiG S.A. |
|--|--|---------------------------|---|---|---|
| Spółki zależne od PGNiG S.A. - I stopnia | | | | | |
| 1 | Exalo Drilling S.A. | 981 500 000 | 981 500 000 | 100,00% | 100,00% |
| 2 | GEOFIZYKA Kraków S.A. | 64 400 000 | 64 400 000 | 100,00% | 100,00% |
| 3 | GEOFIZYKA Toruń S.A. | 66 000 000 | 66 000 000 | 100,00% | 100,00% |
| 4 | PGNiG Upstream International AS (NOK) ¹⁾ | 1 092 000 000 | 1 092 000 000 | 100,00% | 100,00% |
| 5 | Polish Oil and Gas Company - Libya B.V. (EUR)1) ¹⁾ | 20 000 | 20 000 | 100,00% | 100,00% |
| 6 | PGNiG Sales & Trading GmbH (EUR) ¹⁾ | 10 000 000 | 10 000 000 | 100,00% | 100,00% |
| 7 | Operator Systemu Magazynowania Sp. z o.o. | 15 290 000 | 15 290 000 | 100,00% | 100,00% |
| 8 | Polska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o. | 10 454 206 550 | 10 454 206 550 | 100,00% | 100,00% |
| 9 | Geovita S.A. | 86 139 000 | 86 139 000 | 100,00% | 100,00% |
| 10 | PGNiG Technologie S.A. | 182 127 240 | 182 127 240 | 100,00% | 100,00% |
| 11 | BUD-GAZ PPUH Sp. z o.o. w likwidacji | 51 760 | 51 760 | 100,00% | 100,00% |
| 12 | PGNiG TERMIKA SA | 670 324 950 | 670 324 950 | 100,00% | 100,00% |
| 13 | PGNiG Finance AB (SEK) ¹⁾ | 500 000 | 500 000 | 100,00% | 100,00% |
| 14 | PGNiG Serwis Sp. z o.o. | 9 995 000 | 9 995 000 | 100,00% | 100,00% |
| 15 | PGNiG Obrót Detaliczny Sp. z o.o. | 1 091 000 000 | 1 091 000 000 | 100,00% | 100,00% |
| 16 | PGNiG SPV 5 Sp. z o.o. | 250 000 | 250 000 | 100,00% | 100,00% |
| 17 | PGNiG SPV 6 Sp. z o.o. | 250 000 | 250 000 | 100,00% | 100,00% |
| 18 | PGNiG SPV 7 Sp. z o.o. | 250 000 | 250 000 | 100,00% | 100,00% |
| 19 | B.S. i P.G. „Gazoprojekt” S.A. ²⁾ | 4 000 000 | 900 000 | 22,50% | 22,50% |
| Spółki zależne od PGNiG S.A. - II stopnia | | | | | |
| | | Kapitał zakładowy w zł | Udział kapitałowy spółek zależnych PGNiG S.A. w zł | % kapitału spółek zależnych PGNiG S.A. | % głosów spółek zależnych PGNiG S.A. |
| 20 | Powisłe Park Sp. z o.o. | 81 131 000 | 81 131 000 | 100,00% | 100,00% |
| 21 | XOOL GmbH (EUR) ¹⁾ | 500 000 | 500 000 | 100,00% | 100,00% |
| 22 | PST Europe Sales GmbH (EUR) ¹⁾ | 500 000 | 500 000 | 100,00% | 100,00% |
| 23 | Oil Tech International F.Z.E. (USD) ¹⁾ | 20 000 | 20 000 | 100,00% | 100,00% |
| 24 | Zakład Gospodarki Mieszkaniowej Sp. z o.o. | 1 806 500 | 1 806 500 | 100,00% | 100,00% |
| 25 | Poltava Services LLC (EUR) ¹⁾ | 20 000 | 19 800 | 99,00% | 99,00% |
| 26 | Ośrodek Badawczo - Rozwojowy Górnictwa Surowców Chemicznych CHEMKOP Sp. z o.o. | 3 000 000 | 2 565 350 | 85,51% | 85,51% |
| 27 | GAZ Sp. z o.o. | 300 000 | 240 000 | 100,00% ³⁾ | 100,00% |
| 28 | Gas Assets Management Sp. z o.o. | 20 000 | 20 000 | 100,00% | 100,00% |

¹⁾ wartości podane w walutach obcych

²⁾ PGNiG S.A. ma prawo do powoływania większości członków Rady Nadzorczej spółki

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

³⁾ odpowiednie wyjaśnienie znajduje się w tekście poniżej

W I półroczu 2015 roku nastąpiły poniższe zmiany struktury Grupy Kapitałowej PGNiG:

- 17 lutego 2015 roku została zarejestrowana w KRS spółka Gas Assets Management Sp. z o.o.
- 5 marca 2015 roku, w związku z zakończeniem procesu likwidacji, została wykreślona z KRS spółka „Polskie Elektrownie Gazowe” Sp. z o.o. w likwidacji
- 21 kwietnia 2015 roku została zawiązana spółka PST Europe Sales GmbH z kapitałem zakładowym w wysokości 500.000 EUR, w której PGNiG Sales & Trading GmbH objęła 100%

udziałów; rejestracja spółki w rejestrze handlowym prowadzonym przez sąd rejonowy w Monachium nastąpiła 23 czerwca 2015 roku; spółka została zawiązana w celu prowadzenia działalności handlowej polegającej na sprzedaży gazu ziemnego i innych produktów energetycznych odbiorcom końcowym

- w czerwcu 2015 roku w spółce GAZ Sp. z o.o. przeprowadzona została procedura związana z nabyciem przez spółkę udziałów własnych od współników mniejszościowych w celu ich umorzenia; 30 czerwca 2015 roku 40 udziałów umorzono i jedynym udziałowcem GAZ Sp. z o.o. pozostała spółka PSG Sp. z o.o.; kapitał zakładowy GAZ Sp. z o.o. (300 tys. zł) ani wartość nominalna 1 udziału (1.500 zł) nie uległy zmianie; obniżeniu uległa liczba udziałów (z 200 do 160); przewiduje się podjęcie przez ZW GAZ Sp. z o.o. uchwały o podwyższeniu wartości nominalnej udziałów, tak aby suma wartości nominalnej udziałów równała się kapitałowi zakładowemu.

Zmiany po zakończeniu okresu sprawozdawczego

15 lipca 2015 roku NZW spółki PGNiG SPV 6 Sp. z o.o. podjęło uchwałę o podwyższeniu kapitału zakładowego o kwotę 51.131.000 zł do poziomu 51.381.000 zł przez utworzenie 511.310 nowych udziałów o wartości nominalnej 100 zł każdy. Wszystkie udziały zostały objęte przez PGNiG S.A. Na dzień sporządzenia sprawozdania podwyższenie kapitału nie zostało zarejestrowane w KRS.

16 lipca 2015 roku Gas Assets Management Sp. z o. o., spółka pośrednio zależna PGNiG S.A., nabyła 36,17% akcji spółki GAS-TRADING S.A. od PHZ Bartimpex S.A. W wyniku tej transakcji GK PGNiG objęła w sumie 79,58% akcji GAS-TRADING S.A.

Na dzień 30 czerwca 2015 roku konsolidowane były spółki: PGNiG S.A. jako podmiot dominujący oraz 21 spółek zależnych. Wykaz jednostek konsolidowanych Grupy Kapitałowej PGNiG w podziale na segmenty działalności według stanu na dzień 30 czerwca 2015 roku został przedstawiony w poniższym zestawieniu.

Sprawozdanie Zarządu z działalności Grupy Kapitałowej PGNiG i PGNiG S.A.
za I półrocze 2015 roku

Wykaz spółek GK PGNiG podlegających konsolidacji

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

3. Zatrudnienie

Stan zatrudnienia w PGNiG S.A. i w GK PGNiG na dzień 30 czerwca 2015 roku w podziale na segmenty został przedstawiony w poniższej tabeli. Zatrudnienie Centrali PGNiG S.A. zostało ujęte w segmencie obrót i magazynowanie.

Sprawozdanie Zarządu z działalności Grupy Kapitałowej PGNiG i PGNiG S.A.
za I półrocze 2015 roku

Stan zatrudnienia według segmentów (w osobach)

| | PGNiG S.A. | GK PGNiG |
|----------------------------|--------------|---------------|
| Poszukiwanie i wydobywanie | 4 059 | 8 843 |
| Obrót i magazynowanie | 1 002 | 3 824 |
| Dystrybucja | - | 10 793 |
| Wytwarzanie | - | 1 060 |
| Pozostała działalność | 36 | 1 414 |
| Razem | 5 097 | 25 934 |

W I półroczu 2015 roku PGNiG S.A. wdrażała szereg inicjatyw mających zapewnić Grupie Kapitałowej PGNiG trwałą redukcję kosztów zatrudnienia, a także poprawić jakość i efektywność funkcjonowania obszarów kadrowych. Restrukturyzacja zatrudnienia dokonywana była głównie w oparciu o programy dobrowolnych odejść, programy świadczeń zachęcających uprawnionych pracowników do przejścia na emeryturę, zwolnienia grupowe i indywidualne. W wyniku przeprowadzonej restrukturyzacji w I półroczu 2015 roku GK PGNiG zmniejszyła zatrudnienie o 3,1 tys. pracowników (11%) w stosunku do stanu na 31 grudnia 2014 roku. Najwyższy spadek zatrudnienia nastąpił w segmentach poszukiwanie i wydobywanie (1.378 osób) oraz dystrybucja (1.380 osób).

Rozdział II: Organy jednostki dominującej

1. Zarząd

W I półroczu 2015 roku skład Zarządu PGNiG S.A. pozostał niezmieniony i na dzień 30 czerwca 2015 roku przedstawiał się następująco:

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

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

2. Rada Nadzorcza

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

Na dzień 30 czerwca 2015 roku Rada Nadzorcza PGNiG S.A. składała się z 9 osób:

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

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

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

Rozdział III: Akcjonariat

Na dzień 30 czerwca 2015 roku kapitał zakładowy PGNiG S.A. wynosił 5.900.000.000 zł i składało się na niego 5.900.000.000 akcji o wartości nominalnej 1 zł każda. Jedyнным 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 2015 roku została przedstawiona w poniższej tabeli.

Struktura akcjonariatu

| Akcyonariusz | Liczba akcji na dzień 30.06.2015 | Udział % w kapitale zakładowym na dzień 30.06.2015 | Liczba głosów wynikająca z akcji | Udział % w liczbie głosów na WZA na dzień 30.06.2015 |
|---------------|----------------------------------|--|----------------------------------|--|
| Skarb Państwa | 4 271 708 411 | 72,40% | 4 271 708 411 | 72,40% |
| Pozostali | 1 628 291 589 | 27,60% | 1 628 291 589 | 27,60% |
| Razem | 5 900 000 000 | 100,00% | 5 900 000 000 | 100,00% |

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

W I półroczu 2015 roku stan posiadania akcji PGNiG S.A. przez osoby zarządzające i nadzorujące nie zmienił się i został przedstawiony w poniższej tabeli.

Akcje PGNiG S.A. w posiadaniu osób zarządzających i nadzorujących na 30 czerwca 2015 roku

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

Rozdział IV: Działalność operacyjna GK PGNiG

W I półroczu 2015 roku GK PGNiG osiągnęła przychody ze sprzedaży w wysokości 20,4 mld zł, z czego ok. 84% stanowiła sprzedaż gazu ziemnego.

Przychody ze sprzedaży w mln zł

| | I półrocze 2015 |
|--------------------------------|-----------------|
| Gaz ziemny, w tym: | 17 135 |
| - gaz ziemny wysokometanowy | 16 362 |
| - gaz ziemny zaazotowany | 773 |
| Ropa naftowa | 1 096 |
| Hel | 37 |
| Energia elektryczna | 765 |
| Ciepło | 625 |
| Usługi geofizyczno-geologiczne | 65 |
| Usługi wiertnicze i serwisowe | 133 |
| Usługi budowlano-montażowe | 76 |
| Oплата przyłączeniowa | 49 |
| Pozostała sprzedaż | 409 |
| Razem | 20 390 |

W poniższych tabelach zaprezentowano wolumeny wydobycia gazu ziemnego i ropy naftowej, produkcji energii elektrycznej i energii cieplnej, a także wolumeny sprzedaży tych produktów w I półroczu 2015 roku.

Produkcja podstawowych produktów

| | Jednostka | I półrocze 2015 |
|---------------------|--------------------|-----------------|
| Gaz ziemny | mln m ³ | 2 294 |
| Ropa naftowa | tys. ton | 704 |
| Energia elektryczna | GWh | 2 311 |
| Energia cieplna | TJ | 21 040 |

Sprawozdanie Zarządu z działalności Grupy Kapitałowej PGNiG i PGNiG S.A.
za I półrocze 2015 roku

Sprzedż podstawowych produktów

| | Jednostka | I półrocze 2015 |
|-----------------------------|--------------------|-----------------|
| Gaz ziemny, w tym: | mln m ³ | 12 525 |
| -obróć i magazynowanie | mln m ³ | 12 138 |
| -poszukiwanie i wydobycie | mln m ³ | 387 |
| Ropa naftowa | tys. ton | 720 |
| Energia elektryczna, w tym: | GWh | 4 812 |
| -obróć i magazynowanie | GWh | 4 789 |
| -wytwarzanie | GWh | 23 |
| Energia cieplna | TJ | 20 867 |

Rozdział V: Otoczenie regulacyjne

1. Koncesje

5 maja 2015 roku Prezes URE udzielił PGNiG S.A. koncesji na skraplanie gazu ziemnego i regazyfikację skroplonego gazu ziemnego w instalacjach skroplonego gazu ziemnego w miejscowościach Ełk i Olecko na okres od 8 maja 2015 roku do 8 maja 2025 roku. Natomiast 26 maja 2015 roku Prezes URE wyznaczył PGNiG S.A. operatorem systemu skraplania gazu ziemnego na okres od 1 czerwca 2015 roku do 20 kwietnia 2025 roku.

Według stanu na dzień 30 czerwca 2015 roku PGNiG S.A. posiadała niżej wymienione koncesje, udzielone przez Prezesa URE na podstawie ustawy Prawo energetyczne:

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

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

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

Według stanu na dzień 30 czerwca 2015 roku PGNiG S.A. posiadała następujące koncesje, udzielone na podstawie ustawy Prawo geologiczne i górnicze:

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

2. Zmiany w taryfach na paliwo gazowe

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

Taryfa PGNiG S.A.

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

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

17 lipca 2015 roku Prezes URE zatwierdził nową „Taryfę w zakresie dostarczania paliw gazowych nr 8/2015 PGNiG S.A.” na okres od 1 sierpnia 2015 roku do 31 grudnia 2015 roku. Średnia cena gazu wysokometanowego została obniżona o 5%, natomiast gazu zaazotowanego o 4,9%.

Taryfa PGNiG Obrót Detaliczny Sp. z o.o.

W I półroczu 2015 roku obowiązywała „Taryfa PGNiG Obrót Detaliczny Sp. z o.o. w zakresie obrotu paliwami gazowymi nr 1” zatwierdzona decyzją Prezesa URE w dniu 17 grudnia 2014 roku na okres do 31 grudnia 2015 roku. Szczegółowe tabele „Taryfy PGNiG Obrót Detaliczny Sp. z o.o. w zakresie obrotu paliwami gazowymi nr 1” dostępne są na stronach www.od.pgnig.pl oraz www.ure.gov.pl.

26 czerwca 2015 roku PGNiG Obrót Detaliczny Sp. z o.o. wystąpiła do Prezesa URE z wnioskiem o zmianę „Taryfy PGNiG Obrót Detaliczny Sp. z o.o. w zakresie obrotu paliwami gazowymi nr 1”. Do dnia sporządzenia sprawozdania postępowanie nie zostało zakończone.

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

Zwolnienie z taryfy w zakresie hurtowego obrotu gazem ziemnym

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

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

Realizacja obliwa giełdowego

Z powodu braku odpowiedniego popytu na gaz na rynku giełdowym w latach 2013-2014 PGNiG S.A. nie wywiązała się z ustawowego poziomu obliwa giełdowego. Dla zapewnienia realizacji obliwa 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. Od dnia wejścia w życie ustawy wprowadzającej tzw. sukcesję generalną umów obserwowany jest bardzo istotny wzrost sprzedaży gazu za pośrednictwem giełdy towarowej. Umożliwi to w 2015 roku realizację obliwa giełdowego na ustawowo wymaganym poziomie, tj. 55%. Prezes URE ma jednak możliwość nałożenia kar pieniężnych na Spółkę za brak realizacji obliwa w 2013 i 2014 roku w wysokości do 15% rocznego przychodu przedsiębiorstwa osiągniętego w ubiegłym roku podatkowym z tytułu prowadzonej działalności koncesjonowanej.

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

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.

Ustawa o zapasach ropy naftowej, produktów naftowych i gazu ziemnego

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

Ryzyko bilansowe związane jest z zagrożeniem braku możliwości pokrycia szczytowego zapotrzebowania odbiorców na gaz ziemny w sezonie jesienno-zimowym. Pomimo maksymalizacji dostaw gazu z kontraktów długoterminowych oraz dostaw gazu z PMG (pozostających w gestii PGNiG S.A.), w przypadku utrzymujących się niskich temperatur powietrza w dłuższym okresie, zapotrzebowanie odbiorców może przekraczać poziom dostaw gazu jaki jest w stanie zapewnić Spółka. Należy podkreślić, że wymagane ustawowo parametry techniczne dostarczenia zapasu obowiązkowego do systemu gazowego powodują, że znaczna część zapasu została umieszczona w szczytowym magazynie gazu KPMG Mogilno. W rezultacie zapas istotnie ogranicza handlowe korzystanie z pojemności i dużych mocy dostaw gazu do systemu przesyłowego z tego magazynu. Biorąc pod uwagę tryb uruchamiania zapasów obowiązkowych gazu ziemnego, który wymaga uzyskania zgody ministra właściwego ds. gospodarki, poprzedzonej wprowadzeniem ograniczeń handlowych w dostawach gazu do odbiorców, powstaje ryzyko niezapewnienia ciągłości dostaw gazu

do odbiorców końcowych. Niezależnie od powyższego, uruchomienie odbioru gazu z zapasu powoduje sytuację, w której przy wysokim stanie gazu w magazynach zachodzi konieczność wprowadzenia ograniczeń handlowych w dostawach gazu do odbiorców.

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

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, w którym nie będzie obowiązywać procedura *open door*. Spowodować to może znaczne spowolnienie działań administracyjnych i w efekcie doprowadzić do spadku liczby wydawanych koncesji na poszukiwanie i rozpoznawanie węglowodorów w Polsce. Dodatkowo nowelizacja ustawy wprowadziła podwyższenie stawek opłat eksploatacyjnych dla złóż innych niż marginalne. Zmienione stawki opłaty zaczną obowiązywać 1 stycznia 2016 roku.

Rozdział VI: Poszukiwanie i wydobywanie

1. Poszukiwanie

W I półroczu 2015 roku PGNiG S.A. zajmowała się poszukiwaniem i rozpoznawaniem złóż ropy naftowej i gazu ziemnego na terenie Karpat, Pogórza Karpackiego i na Niżu Polskim zarówno we własnym zakresie, jak i we współpracy z partnerami. Na obszarach koncesyjnych PGNiG S.A. prace wiertnicze w kraju prowadzone były w 16 otworach, w tym: 8 poszukiwawczych, 2 badawczych oraz 6 otworach rozpoznawczych.

W I półroczu 2015 roku 6 otworów zakwalifikowano jako otwory pozytywne, w tym: 1 otwór poszukiwawczy na Niżu Polskim (odwiercony w 2014 roku), 2 otwory poszukiwawcze na Pogórzu Karpackim i 3 otwory rozpoznawcze na Pogórzu Karpackim. W 6 odwiertach nie uzyskano przemysłowego przyływu węglowodorów i odwierty te zostały zlikwidowane.

2. Współpraca z innymi podmiotami

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

2.1. Współpraca w Polsce

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

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

- „Płotki” na podstawie umowy o wspólnych operacjach z dnia 12 maja 2000 roku; udziały wynoszą: PGNiG S.A. (operator) – 51%, FX Energy Poland Sp. z o.o. – 49%
- „Płotki” – „PTZ” tzw. Poszerzony Teren Zaniemyśla na podstawie umowy operacyjnej użytkowników górniczych z dnia 26 października 2005 roku; udziały wynoszą: PGNiG S.A. (operator) – 51%, FX Energy Poland Sp. z o.o. – 24,5%, „Calenergy Resources Poland” Sp. z o.o. – 24,5%
- „Poznań” na podstawie umowy o wspólnych operacjach z dnia 1 czerwca 2004 roku; udziały wynoszą: PGNiG S.A. (operator) – 51%, FX Energy Poland Sp. z o.o. – 49%
- „Bieszczady” na podstawie umowy o wspólnych operacjach z dnia 1 czerwca 2007 roku; udziały wynoszą: PGNiG S.A. (operator) – 51%, Eurogas Polska Sp. z o.o. – 24% i Energia Bieszczady Sp. z o.o. – 25%
- „Sieraków” na podstawie umowy o wspólnych operacjach z dnia 22 czerwca 2009 roku; udziały wynoszą: PGNiG S.A. (operator) – 51%, ORLEN Upstream sp. z o.o. – 49%

- „Kamień Pomorski” na podstawie umowy z dnia 14 sierpnia 2013 roku; udziały wynoszą: PGNiG S.A. (operator) – 51%, LOTOS Petrobaltic S.A. – 49%
- „Górowo Hławieckie” na podstawie umowy o wspólnych operacjach z dnia 31 grudnia 2014 roku; udziały wynoszą: PGNiG S.A. (operator) – 51%, LOTOS Petrobaltic S.A. – 49%.

Na obszarze „Płotki” – „PTZ”, na złożu gazu ziemnego Zaniemyśl, wykonano otwór eksploatacyjny boczny Zaniemyśl-3K. Z uwagi na dopływ do otworu wody złożowej odwiert zlikwidowano. Na obszarze „Bieszczady” rozpoczęto prace rekonstrukcyjne w odwiercie Niebieszczany-1. 20 lipca 2015 roku ORLEN Upstream sp. z o.o. objęła udziały 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.

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%.

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

2.2. Współpraca za granicą

Pakistan

Prace poszukiwawcze w Pakistanie PGNiG S.A. prowadzi na podstawie umowy na poszukiwanie i eksploatację węglowodorów na obszarze koncesji Kirthar, zawartej 18 maja 2005 roku pomiędzy PGNiG S.A. a rządem Pakistanu. Prace poszukiwawcze w obszarze bloku Kirthar prowadzone są wspólnie z Pakistan Petroleum Ltd., zgodnie z podziałem udziałów i kosztów PGNiG S.A. (operator) – 70%, PPL – 30%. W I półroczu 2015 roku zakończono wiercenie otworu Rizq-1 i przeprowadzono zabieg szczelinowania. Podczas testów uzyskano przyływ gazu w maksymalnej wysokości 206,5 m³/min. Po pomyślnym zakończeniu testów otwór zostanie przekazany do eksploatacji przy pomocy istniejącej instalacji wydobywczej. Ponadto kontynuowano eksploatację odwiertów Rehman-1 i Hallel X-1 oraz prace przygotowawcze do wykonania odwiertów Rehman-2 i Rehman-3.

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

Wydobyta 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 SA (ze złoża Morvin). Na wszystkich złożach, z wyjątkiem Vilje, wraz z ropą naftową wydobywany jest również gaz ziemny, który w całości przesyłany jest gazociągiem do Niemiec, gdzie odbiera go spółka PGNiG Sales & Trading GmbH.

W I półroczu 2015 roku PGNiG Upstream International AS razem z partnerami kontynuowała zagospodarowanie złóż Gina Krog i Snadd. W ramach prac realizowanych na złożu Gina Krog zakończono budowę platformy wiertniczej służącej do wiercenia odwiertów eksploatacyjnych i prowadzono prace konstrukcyjne platformy wydobywczej. W końcu czerwca 2015 roku nad złożem Gina Krog została zainstalowana stalowa konstrukcja (jacket), na której w przyszłym roku umieszczona zostanie platforma wydobywcza. Natomiast na złożu Snadd, będącego w fazie wyboru koncepcji zagospodarowania, przeprowadzane były prace projektowe w zakresie wyboru optymalnego scenariusza inwestycyjnego.

W I połowie 2015 roku spółka jako partner zakończyła wiercenie otworu poszukiwawczego w rejonie złoża Gina Krog. Wstępne analizy geologiczno-złożowe wskazują na możliwość występowania węglowodorów o zasobach wydobywalnych. Oszacowanie potencjału zasobowego będzie możliwe dopiero po dalszej analizie zebranych danych. PGNiG Upstream International AS wspólnie z partnerami kontynuowała również prace na pozostałych koncesjach poszukiwawczych. Spółka prowadziła m.in. ocenę perspektywiczności koncesji PL646, PL702, PL703, PL707, PL711, PL756 i PL799.

W styczniu 2015 roku została rozstrzygnięta kolejna runda koncesyjna, w wyniku której PGNiG Upstream International AS otrzymała koncesję operatorską PL799 na Morzu Norweskim. Spółka jako operator objęła 40% udziałów, pozostałymi udziałowcami zostały spółki Statoil Petroleum AS, VNG Norge AS i Explora Petroleum AS, które otrzymały po 20% udziałów każda. Koncesja ta znajduje się w pobliżu złóż Skarv i Snadd i jest kolejną koncesją operatorską PGNiG Upstream International AS na Norweskim Szelfie Kontynentalnym.

W wyniku przeprowadzonych analiz geologiczno-geofizycznych na poszczególnych koncesjach oceniono, że ryzyko poszukiwawcze jest wysokie i spółka wspólnie z partnerami zrezygnowała z koncesji PL558, PL646 i PL711. W I półroczu 2015 roku spółka uzyskała potwierdzenie rezygnacji z koncesji PL648S (operatorskiej). Na dzień 30 czerwca 2015 roku PGNiG Upstream International AS posiadała udziały w 15 koncesjach poszukiwawczo-wydobywczych na Norweskim Szelfie Kontynentalnym, w tym w dwóch operatorskich.

Libia

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

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

3. Wydobycie

W I półroczu 2015 roku GK PGNiG prowadziła eksploatację złóż węglowodorów na terenie Polski oraz na Norweskim Szelfie Kontynentalnym i w Pakistanie. Eksploatacja złóż gazu ziemnego i ropy naftowej na terenie Polski prowadzona jest przez dwa oddziały PGNiG S.A.: Oddział w Zielonej Górze oraz Oddział w Sanoku. Oddział w Zielonej Górze wydobywa ropę naftową i gaz ziemny zaazotowany w 22 kopalniach (13 gazowych, 6 ropno-gazowych oraz 3 ropnych), natomiast Oddział w Sanoku

Sprawozdanie Zarządu z działalności Grupy Kapitałowej PGNiG i PGNiG S.A.
za I półrocze 2015 roku

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

W I półroczu 2015 roku GK PGNiG wydobyla łącznie 2.294 mln m³ gazu ziemnego (w przeliczeniu na gaz ziemny wysokometanowy), z czego wydobycie ze złóż krajowych wyniosło 1.989 mln m³, a z zagranicznych 305 mln m³. Natomiast wydobycie ropy naftowej wraz z innymi frakcjami osiągnęło poziom 704 tys. ton ropy naftowej, z czego 350 tys. ton na Norweskim Szelfie Kontynentalnym. Wolumeny wydobycia gazu ziemnego i ropy naftowej zostały przedstawione w poniższej tabeli.

Wielkość wydobycia gazu ziemnego

| | Produkt | I półrocze 2015 | |
|----|----------------------------|-----------------|--------------------|
| | | GWh | mln m ³ |
| 1. | Gaz ziemny, w tym: | 25 177 | 2 294 |
| a. | wysokometanowy, w tym | 11 054 | 1 007 |
| | - Oddział w Zielonej Górze | 0 | 0 |
| | - Oddział w Sanoku | 8 000 | 729 |
| | - Norwegia | 3 054 | 278 |
| b. | zaazotowany, w tym: | 14 123 | 1 287 |
| | - Oddział w Zielonej Górze | 13 454 | 1 226 |
| | - Oddział w Sanoku | 375 | 34 |
| | - Oddział w Pakistanie | 294 | 27 |

* w przeliczeniu na gaz ziemny wysokometanowy o cieple spalania 39,5 MJ/m³

Wielkość wydobycia ropy naftowej

| Produkt | Jednostka | I półrocze 2015 |
|----------------------------|-----------|-----------------|
| Ropa naftowa, w tym: | tys. ton | 704 |
| - Oddział w Zielonej Górze | tys. ton | 331 |
| - Oddział w Sanoku | tys. ton | 23 |
| - Norwegia | tys. ton | 350 |

W I półroczu 2015 roku na terenie działania Oddziału PGNiG S.A. w Sanoku włączono do eksploatacji 3 odwierty na złożach już eksploatowanych oraz nowe złożo Załęże. Łączny przyrost zdolności wydobywczych wyniósł około 4,8 tys. m³/h (w przeliczeniu na gaz wysokometanowy).

Na terenie działania Oddziału PGNiG S.A. w Zielonej Górze podłączono 1 odwier na złożach już eksploatowanych oraz nowe złożo Grodzisk 26. Łączny przyrost zdolności wydobywczych wyniósł około 3,1 tys. m³/h (w przeliczeniu na gaz wysokometanowy).

Podziemne magazyny gazu

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

Pojemności czynne magazynów segmentu poszukiwanie i wydobycie na dzień 30 czerwca 2015 roku przedstawia poniższa tabela.

Pojemności czynne magazynów segmentu poszukiwanie i wydobywanie

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

* przeliczenie dla gazu o cieple spalania 30 MJ/m³

4. Sprzedaż podstawowych produktów

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

W I półroczu 2015 roku GK PGNiG sprzedała łącznie 387 mln m³ gazu ziemnego, z czego 361 mln m³ na rynku krajowym i 26 mln m³ w Pakistanie. Ponadto GK PGNiG sprzedała 720 tys. ton ropy naftowej wraz z innymi frakcjami. Poniższe tabele przedstawiają sprzedaż gazu ziemnego bezpośrednio ze złóż oraz sprzedaż ropy naftowej wraz z innymi frakcjami.

Sprzedaż gazu ziemnego

| | I półrocze 2015 | |
|-----------------------------|-----------------|--------------------|
| | GWh | mln m ³ |
| Gaz ziemny, w tym: | 4 247 | 387 |
| - gaz ziemny wysokometanowy | 408 | 37 |
| - gaz ziemny zaazotowany* | 3 839 | 350 |

* w przeliczeniu na gaz wysokometanowy o cieple spalania 39,5 MJ/m³

Sprzedaż ropy naftowej

| | Jednostka | I półrocze 2015 |
|---|-----------|-----------------|
| Ropa naftowa, w tym: | tys. ton | 720 |
| - z wydobycia krajowego | tys. ton | 365 |
| - z wydobycia na Norweskim Szelfie Kontynentalnym | tys. ton | 355 |

Głównymi odbiorcami gazu ziemnego w Polsce byli odbiorcy przemysłowi, których udział w wolumenie sprzedaży stanowił ok. 78%. Na Norweskim Szelfie Kontynentalnym ropa naftowa sprzedawana była bezpośrednio ze złóż spółkom: Shell International Trading and Shipping Company Ltd. i TOTS TOTAL OIL TRADING S.A. Natomiast sprzedaż ropy naftowej wydobytej ze złóż krajowych realizowana była dla Rafinerii Trzebinia S.A., Rafinerii Nafty Jedlicze S.A. (w 2015 roku rafinerie zostały połączone w jeden podmiot – ORLEN Południe S.A.) i do TOTS TOTAL OIL TRADING S.A. Ponadto zgodnie z umową z 2013 roku zawartą pomiędzy PGNiG S.A. a Grupą LOTOS S.A., w styczniu 2015 roku rozpoczęły się dostawy ropy naftowej do Rafinerii w Gdańsku. Surowiec odbierany jest kolejną z terminali kolejowych PGNiG S.A. zlokalizowanych na terenie Oddziału w Zielonej Górze.

5. Działalność usługowa

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

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

- konwencjonalnych złóż gazu ziemnego – m.in. dla PGNiG S.A. i Rawicz Energy Sp. z o.o.
- złóż miedzi – dla KGHM Polska Miedź S.A., Miedzi Copper Sp. z o.o. i KGHM Kupfer A.G.

Ponadto wykonywano zbrojenie komory magazynowej w ramach rozbudowy KPMG Mogilno dla PGNiG S.A.

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

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

W I półroczu 2015 roku spółki segmentu poszukiwanie i wydobywanie świadczyły usługi geofizyczne z zakresu geofizyki poszukiwawczej (akwizycję, przetwarzanie i interpretację danych sejsmicznych) oraz geofizyki otworowej. Na rynku krajowym najważniejszymi odbiorcami usług były spółki: PGNiG S.A., FX Energy Poland Sp. z o.o., NAFTA a.s., Orlen Upstream Sp. z o.o., PGE Górnictwo i Energetyka Konwencjonalna S.A., Halliburton Company Germany GmbH, Przedsiębiorstwo Budowy Kopalń PeBeKa S.A. oraz Akademia Górniczo-Hutnicza Kraków i Instytut Geofizyki Polskiej Akademii Nauk. Dla PGNiG S.A. spółki segmentu wykonywały głównie usługi geofizyki poszukiwawczej, natomiast dla kontrahentów zewnętrznych świadczone usługi zarówno geofizyki poszukiwawczej, jak i geofizyki otworowej. Na rynkach zagranicznych prowadzono prace z zakresu geofizyki poszukiwawczej, głównie dla kontrahentów z Chorwacji, Słowacji i Czech.

6. Planowane działania

Prace poszukiwawcze w Polsce

W II półroczu 2015 roku PGNiG S.A. prowadzić będzie prace poszukiwawcze geofizyczne i wiertnicze obejmujące obiekty poszukiwawcze rozmieszczone na obszarze Karpat, Pogórza Karpackiego i Niżu Polskiego. Prace te prowadzone będą zarówno we własnym zakresie, jak i we współpracy z innymi podmiotami.

Ponadto Spółka planuje m.in. realizację zadań pozwalających otworzyć nowe, słabo rozpoznane obszary poszukiwania. Na Pomorzu Spółka planuje wiercenia 3 otworów poziomych (*shale gas*) oraz przeprowadzenie w nich zabiegów szczelinowania. Wiercenie pierwszego z tych otworów Spółka rozpoczęła w czerwcu 2015 roku. W ramach poszukiwania złóż typu *tight gas* Spółka planuje przeprowadzenie zabiegu szczelinowania w otworze Kramarzędka-1K oraz prace przygotowawcze do wiercenia 2 otworów.

Prace poszukiwawcze za granicą

W II półroczu 2015 roku w Pakistanie, PGNiG S.A. rozpocznie wiercenie 2 otworów na złożu Rehman oraz prace sejsmiczne mające na celu doprecyzowanie budowy geologicznej złoża Rizq.

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. PGNiG Upstream International AS planuje również pozyskanie nowych obszarów koncesyjnych poprzez udział w corocznych rundach koncesyjnych lub akwizycję od innych podmiotów. Spółka posiada zdywersyfikowany portfel koncesji poszukiwawczo-wydobywczych na Morzu Północnym, Norweskim i Barentsa. Utrzymanie tej dywersyfikacji postrzegane jest jako istotny element zarządzania portfelem projektów. W przyszłości spółka nie wyklucza uczestnictwa, jako partner, w wierceniach prowadzonych na tzw. głębokim morzu (poniżej 1.000 m) oraz w strefie arktycznej. Wynika to między innymi z faktu posiadania udziałów w dwóch koncesjach w tzw. Basenie Vøring na szelfie Morza Norweskiego (PL702 i PL703), gdzie głębokość wody morskiej przekracza 1.000 m i w jednej koncesji (PL707) na Morzu Barentsa.

Wydobycie gazu ziemnego

GK PGNiG realizuje program inwestycyjny mający na celu utrzymanie w dłuższej perspektywie zdolności wydobywczych gazu ziemnego. W ramach programu planuje się zagospodarowanie nowych złóż i odwiertów, modernizację i rozbudowę istniejących kopalni gazu ziemnego oraz budowę i rozbudowę już istniejących podziemnych magazynów gazu.

W 2015 roku GK PGNiG planuje wydobycie ok. 4,5 mld m³ gazu w przeliczeniu na gaz wysokometanowy o ciepłe spalania 39,5 MJ/m³, z tego 0,4 mld m³ ze złóż na Norweskim Szelfie Kontynentalnym. W II półroczu 2015 roku na obszarze działania Oddziału w Sanoku planuje się włączenie do eksploatacji odwiertów na złożach Przemyśl, Pruchnik – Pantalowice, Zalesie i Kielanówka – Rzeszów. Na obszarze działania Oddziału w Zielonej Górze planuje się podłączyć odwiert na złożu Wilków.

Wydobycie ropy naftowej

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

Działalność usługowa

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

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

Ponadto segment wykonywać będzie usługi akwizycji, przetwarzania i interpretacji danych sejsmicznych oraz geofizyki otworowej dla PGNiG S.A. i kontrahentów zewnętrznych (m.in. FX Energy Poland Sp. z o.o., Halliburton Company Germany GmbH, Przedsiębiorstwo Budowy Kopalń PeBeKa S.A.). Na rynkach zagranicznych GK PGNiG planuje świadczyć usługi geofizyczne na terenie m.in. Pakistanu i Niemiec.

7. Ryzyka poszukiwania i wydobywania

Odkrycia i szacowanie zasobów

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

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

Poszukiwanie niekonwencjonalnych złóż gazu

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

Opóźnienia prac

Uzyskanie koncesji na poszukiwanie i rozpoznawanie złóż ropy naftowej i gazu ziemnego, przy uwzględnieniu przepisów prawa krajowego, trwa od jednego do półtora roku. W działalności

zagranicznej okres oczekiwania na ratyfikowanie kontraktu po wygraniu przetargu na koncesje może trwać nawet dwa lata. Ponadto przed rozpoczęciem prac terenowych Spółka jest zobowiązana m.in. do uzyskania podstaw formalno-prawnych na wejście w teren, spełnienia wymogów w dziedzinie ochrony środowiska i niekiedy ochrony stanowisk archeologicznych oraz przeprowadzania przetargów na wykonawcę prac, co powoduje, że do momentu podpisania umowy z wykonawcą upływa kolejnych kilka miesięcy. Nierzadkie są również przypadki długiego oczekiwania na odprawy celne importowanego sprzętu. Powyższe czynniki stwarzają ryzyko opóźnień prac poszukiwawczych.

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

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

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

Koszty prac poszukiwawczych

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

Konkurencja

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

Sytuacja polityczno-gospodarcza w rejonach działalności GK PGNiG

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

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

W Pakistanie, w 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.

Rozdział VII: Obrót i magazynowanie

1. Zakupy gazu ziemnego

W I półroczu 2015 roku GK PGNiG dokonywała zakupów gazu ziemnego z zagranicy oraz w niewielkim stopniu od dostawców krajowych.

PGNiG S.A. kupowała gaz głównie w ramach wymienionych poniżej umów:

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

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

W I półroczu 2015 roku, w celu wywiązania się z zobowiązań handlowych, GK PGNiG kupiła łącznie 10.114 mln m³ gazu ziemnego, z czego 57% stanowiły zakupy od dostawców zagranicznych. Poniższa tabela przedstawia strukturę zakupów gazu ziemnego od dostawców w przeliczeniu na gaz wysokometanowy.

Struktura zakupów gazu ziemnego

| | I półrocze 2015 | | |
|----------------------------------|-----------------|--------------------|-------------|
| | GWh | mln m ³ | % |
| Dostawcy zagraniczni, w tym: | 63 805 | 5 815 | 57% |
| - OOO "Gazprom eksport" | 44 460 | 4 052 | 70% |
| - pozostali dostawcy zagraniczni | 19 345 | 1 763 | 30% |
| Dostawcy krajowi, w tym: | 47 161 | 4 299 | 43% |
| - giełda | 46 057 | 4 198 | 98% |
| - pozostali dostawcy krajowi | 1 104 | 101 | 2% |
| Razem | 110 966 | 10 114 | 100% |

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

2. Sprzedaż gazu ziemnego

Podstawowymi produktami sprzedawanymi przez segment jest gaz ziemny wysokometanowy oraz gaz ziemny zaazotowany. GK PGNiG sprzedawała gaz odbiorcom na rynku krajowym oraz poza granicami kraju (głównie na rynku niemieckim), a także na giełdach w Polsce i w Niemczech.

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 2015 roku sprzedaż segmentu obrót i magazynowanie wyniosła 12.138 mln m³ gazu, z czego 11.251 mln m³ stanowiła sprzedaż na rynku krajowym. W stosunku do I półrocza 2014 roku sprzedaż gazu wzrosła o ok. 55%. Spowodowane to zostało przede wszystkim rozpoczęciem działalności operacyjnej przez PGNiG Obrót Detaliczny Sp. z o.o. oraz znacznym wzrostem sprzedaży gazu ziemnego przez PGNiG S.A. na Towarowej Giełdzie Energii (brak możliwości eliminacji transakcji wewnątrzgrupowych zawieranych na Towarowej Giełdzie Energii). W tabeli została przedstawiona sprzedaż gazu ziemnego segmentu obrót i magazynowanie (w przeliczeniu na gaz wysokometanowy).

Sprzedaż gazu ziemnego

| | I półrocze 2015 | |
|-----------------------------|-----------------|--------------------|
| | GWh | mln m ³ |
| Gaz ziemny, w tym: | 133 173 | 12 138 |
| - gaz ziemny wysokometanowy | 129 518 | 11 805 |
| - gaz ziemny zaazotowany* | 3 655 | 333 |

* w przeliczeniu na gaz wysokometanowy o cieple spalania 39,5 MJ/m³

Głównymi odbiorcami gazu na rynku krajowym byli 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. Największy udział w wolumenie sprzedaży mieli odbiorcy przemysłowi. W tabeli została zaprezentowana struktura sprzedaży gazu ziemnego (w przeliczeniu na gaz wysokometanowy) w podziale na grupy odbiorców.

Sprzedaż gazu ziemnego w podziale na grupy odbiorców

| | I półrocze 2015 | |
|----------------------|-----------------|--------------------|
| | GWh | mln m ³ |
| Odbiorcy przemysłowi | 39 935 | 3 640 |
| Handel, usługi | 16 143 | 1 471 |
| Odbiorcy domowi | 22 997 | 2 096 |
| Odbiorcy hurtowi | 1 313 | 120 |
| Giełda | 52 785 | 4 811 |
| Razem | 133 173 | 12 138 |

* w przeliczeniu na gaz wysokometanowy o cieple spalania 39,5 MJ/m³

W I półroczu 2015 roku GK PGNiG sprzedała 887 mln m³ gazu poza granicami kraju, głównie na rynku niemieckim. Odbiorcami gazu na terenie Niemiec były przede wszystkim przedsiębiorstwa handlowe i usługowe.

Programy promocyjne

W maju 2015 roku PGNiG S.A. uruchomiła dla klientów strategicznych program rabatowy „Uwolnienie cen”. Oferta jest odpowiedzią Spółki na oczekiwania klientów, a także reakcją na intensyfikację działań podmiotów konkurencyjnych oraz zmian na rynku gazu. Program rabatowy obejmuje zakupy gazu w okresie od 1 maja 2015 roku do 31 grudnia 2015 roku, jednak nie dłużej niż do momentu ewentualnego zwolnienia PGNiG S.A. przez Prezesa URE z obowiązku przedkładania taryf do zatwierdzenia. Przystąpienie do programu jest dobrowolne, zaś odbiorcy, którzy się na niego nie zdecydują będą w dalszym ciągu rozliczani za zakupione paliwo gazowe zgodnie z obowiązującą taryfą PGNiG S.A. Klienci przystępujący do programu otrzymują rabat w stosunku do ceny taryfowej. Wysokość rabatu odnosi się do aktualnych cen na Towarowej Giełdzie Energii i jest uzależniona od odbieranych ilości oraz równomierności poboru, przy czym to odbiorcy odbierający duże ilości z równym wskaźnikiem poboru mogą liczyć na największe upusty. Obecnie ceny gazu na Towarowej Giełdzie Energii są silnie skorelowane z cenami gazu na rynkach Europy Zachodniej. W programie rabatowym występuje analogiczna formuła. „Uwolnienie cen” umożliwi odbiorcom decydującym się na przystąpienie do programu obniżenie kosztów zakupu paliwa gazowego w stosunku do ceny taryfowej. Warunkiem przystąpienia do programu jest złożenie przez odbiorcę oświadczenia o przystąpieniu oraz odbioru przez niego co najmniej 80% wcześniej zamówionych ilości paliwa gazowego.

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

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

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

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

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

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

3. Energia elektryczna

W I półroczu 2015 roku PGNiG S.A. prowadziła obrót hurtowy energią elektryczną i produktami powiązаныmi na rynku polskim i niemieckim. W Polsce obrót realizowany był na rynku pozagiełdowym w ramach podpisanych umów na bazie standardu *EFET (European Federation of Energy Traders)*) oraz na Towarowej Giełdzie Energii. Na rynku niemieckim Spółka uczestniczyła w handlu kontraktami terminowymi na giełdzie *EEX (European Energy Exchange)*.

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

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

W I półroczu 2015 roku sprzedaż energii elektrycznej wyniosła 4.789 GWh, z czego 2.835 GWh stanowiła sprzedaż na rynku krajowym. W poniższej tabeli została zaprezentowana struktura sprzedaży energii elektrycznej w podziale na grupy odbiorców.

Sprzedaż energii elektrycznej (GWh)

| | I półrocze 2015 | % |
|-------------------------|-----------------|------|
| Odbiorcy końcowi | 160 | 3% |
| Przedsiębiorstwa obrotu | 412 | 9% |
| Rynek bilansujący | 155 | 3% |
| Giełda | 4 062 | 85% |
| Razem | 4 789 | 100% |

4. Magazynowanie

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

Krótkookresowe zmiany zapotrzebowania odbiorców na gaz ziemny mogą być regulowane przy wykorzystaniu KPMG Mogilno i KPMG Kosakowo – magazynów w kawernach solnych

o szczytowym charakterze pracy. Kompensacja nierównomierności zapotrzebowania na gaz ziemny w sezonie letnim i zimowym, jak również realizacja zobowiązań wynikających z kontraktów importowych zawierających klauzulę *take or pay*, zapewnienie ciągłości i bezpieczeństwa dostaw gazu oraz wywiązanie się z zawartych z odbiorcami umów sprzedaży *loco* brama odbiorcy, prowadzone są w oparciu o pojemności PMG Wierzchowice, PMG Husów, PMG Strachocina, PMG Swarzędów oraz PMG Brzeźnica.

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

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

Taryfa

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

Koncesja

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

Świadczenie usług magazynowania w oparciu o nowe zdolności magazynowe w PMG Husów i KPMG Kosakowo rozpoczęło się 1 lipca 2015 roku, natomiast świadczenie usług w KPMG Mogilno – 10 lipca 2015 roku.

Udostępnione pojemności magazynowe

Na dzień 30 czerwca 2015 roku GK PGNiG posiadała łącznie 2.735,3 mln m³ pojemności magazynowych czynnych instalacji magazynowych, z czego 2.502,0 mln m³ jest udostępnione w ramach umów na warunkach długoterminowych. Natomiast 1,3 mln m³ wykorzystywane jest na potrzeby technologiczne. Pojemności czynne i udostępnione pojemności czynne instalacji magazynowych na dzień 30 czerwca 2015 roku przedstawia poniższa tabela.

Pojemności czynne i udostępnione pojemności czynne instalacji magazynowych segmentu

| | Pojemności czynne instalacji magazynowych (GWh) ¹⁾ | Pojemności czynne instalacji magazynowych (mln m ³) | Udostępnione pojemności czynne instalacji magazynowych (GWh) ¹⁾ | Udostępnione pojemności czynne instalacji magazynowych (mln m ³) |
|------------------|---|---|--|--|
| PMG Brzeźnica | 713 | 65,0 | 713 | 65,0 |
| PMG Husów | 5 486 | 500,0 | 3 840 | 350,0 ²⁾ |
| KPMG Mogilno | 4 476 | 407,9 | 4 235 | 386,0 |
| KPMG Kosakowo | 1 233 | 112,4 | 560 | 51,0 ²⁾ |
| PMG Strachocina | 3 950 | 360,0 | 3 950 | 360,0 |
| PMG Swarzów | 988 | 90,0 | 988 | 90,0 |
| PMG Wierzchowice | 13 166 | 1 200,0 | 13 166 | 1 200,0 |
| Razem | 30 012 | 2 735,3 | 27 452 | 2 502 |

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

²⁾ udostępnienie usług magazynowania w oparciu o zwiększone zdolności PMG Husów i KPMG Kosakowo nastąpiło 1 lipca 2015 roku

5. Planowane działania

Zakup gazu ziemnego

W 2015 roku PGNiG S.A. kontynuować będzie zakupy gazu ziemnego z zagranicy w ramach długoterminowego kontraktu z OOO „Gazprom eksport” oraz umów średnio i krótkoterminowych z dostawcami europejskimi. Ponadto w celu optymalizacji kosztów pozyskania paliwa gazowego Spółka będzie dokonywała zakupów gazu ziemnego na rynku niemieckim w ramach umów krótkoterminowych. Gaz dostarczany będzie z wykorzystaniem usługi przesyłania zwrotnego na gazociągu jamalskim. W związku z budową terminalu regazyfikacyjnego w Świnoujściu planowane jest rozpoczęcie dostaw gazu LNG w ramach kontraktu zawartego z Qatar Liquefied Gas Company Limited (3). Ostateczny termin rozpoczęcia dostaw gazu do odbiorców uzależniony jest od osiągnięcia przez terminal regazyfikacyjny w Świnoujściu pełnej funkcjonalności operacyjnej.

Program rabatowy „Uwolnienie cen”

W sierpniu 2015 roku PGNiG S.A. rozpocznie kolejny etap programu rabatowego „Uwolnienie cen 2015/2016” dla klientów strategicznych. Program obejmuje zakupy gazu w okresie od 1 sierpnia 2015 roku do 31 grudnia 2016 roku, jednak nie dłużej niż do momentu ewentualnego zwolnienia PGNiG S.A. przez Prezesa URE z obowiązku przedkładania taryf do zatwierdzenia. Podobnie jak w poprzedniej edycji programu przystąpienie do niego jest dobrowolne.

System wsparcia kogeneracji

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

Magazynowanie

W II półroczu 2015 roku PGNiG S.A. będzie kontynuowała rozbudowę KPMG Mogilno i PMG Brzeźnica. Ponadto Spółka realizować będzie rozpoczętą w 2007 roku budowę magazynu gazu wysokometanowego KPMG Kosakowo.

6. Ryzyka obrotu i magazynowania

Uwolnienie cen gazu ziemnego

GK PGNiG jest największym dostawcą gazu ziemnego na krajowym rynku. Jednakże liberalizacja rynku gazu w Polsce spowoduje w kolejnych latach istotne zmiany na rynku gazu ziemnego oraz w otoczeniu prawnym. W 2012 roku uruchomiono rynek gazu ziemnego na Towarowej Giełdzie Energii. Na podstawie decyzji Prezesa URE obrót gazem ziemnym prowadzony na giełdowym rynku gazu ziemnego zwolniony jest z obowiązku taryfowania. Ponadto w związku z postępującym procesem liberalizacji rynku gazu w Polsce, oczekiwane jest stopniowe uwolnienie cen gazu dla odbiorców. W pierwszej kolejności mają być zwolnieni odbiorcy, którzy w poprzednim roku kalendarzowym odebrali powyżej 25 mln m³ gazu ziemnego.

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

Konkurencja

Niezależnie od procesu uwalniania cen gazu, w I półroczu 2015 roku odbiorcy PGNiG S.A. coraz częściej korzystali z alternatywnych dostawców paliwa gazowego. Szczególnie widoczne było to w grupie największych odbiorców przemysłowych. Główny wpływ na to miała cena paliwa gazowego na rynkach zachodnich, która była niższa od ceny obowiązującej w taryfie PGNiG S.A. Dynamika tego trendu pokazuje, że brak uwolnienia cen dla tej grupy odbiorców powoduje wzrost ryzyka utraty wolumenu gazu sprzedawanego przez PGNiG S.A.

Ryzyko to dotyczy również spółki PGNiG Obrót Detaliczny Sp. z o.o. Podmioty konkurencyjne intensyfikują działania w zakresie sprzedaży paliwa gazowego. Podmioty te konkurują ceną paliwa gazowego bądź łączą w swej ofercie sprzedaż gazu ziemnego i energii elektrycznej. Do najbardziej aktywnych konkurentów należą: Hermes Energy Group S.A., DUON Marketing&TRADING S.A., RWE Polska S.A., PKP Energetyka S.A., ENEA S.A., Energa S.A. Firmy te mają największy udział wśród klientów paliwa gazowego zmieniających sprzedawcę w I półroczu 2015 roku. Wobec działań konkurencji i coraz większej świadomości klientów, szczególnie z najwyższych grup taryfowych, rośnie presja rynkowa wobec PGNiG Obrót Detaliczny Sp. z o.o. na obniżanie ceny paliwa gazowego oraz indywidualnego negocjowania warunków kontraktów. Ponadto wprowadzenie przez PGNiG S.A. programu „Uwolnienie cen” oraz obniżenie cen taryfowych dla odbiorców hurtowych spowodowało, że również klienci PGNiG Obrót Detaliczny Sp. z o.o. oczekują obniżki cen paliwa gazowego.

Kontrakty na dostawę gazu na zasadach *take or pay*

PGNiG S.A. jest stroną 3 kontraktów długoterminowych na dostawę paliwa gazowego do Polski posiadających tzw. klauzulę *take or pay*. Najważniejsze z nich to kontrakty z OOO „Gazprom eksport” oraz z Qatar Liquefied Gas Company Limited (3). Przy założeniu utrzymania portfela klientów PGNiG S.A. na dotychczasowym poziomie, realizacja tychże kontraktów w ilościach określonych w odpowiednich klauzulach *take or pay* oznaczać będzie minimalizowanie zakupów gazu spotowego, aktualnie najbardziej atrakcyjnego cenowo. W przypadku utraty rynku przez PGNiG S.A.

istnieje ryzyko, że PGNiG S.A. zmuszona będzie do poszukiwania nowych możliwości zagospodarowania nadwyżek gazu w portfelu. Wiązać się to będzie z potrzebą uniknięcia zapłaty za nieodebrany gaz (wynikająca z klauzuli *take or pay*) lub też realizacją sprzedaży nadwyżek z tzw. ujemną marżą.

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

Zakłócenia w dostawach gazu z kierunku wschodniego

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

Obowiązek dywersyfikacji dostaw gazu z zagranicy

Rozporządzenie Rady Ministrów z dnia 24 października 2000 roku w sprawie minimalnego poziomu dywersyfikacji dostaw gazu z zagranicy określa poziomy maksymalnego udziału gazu importowanego z jednego kraju pochodzenia, w stosunku do całkowitej wielkości gazu importowanego w danym roku. W latach 2015-2018 poziom ten nie może być wyższy niż 59%.

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

Brak zmian w powyższym rozporządzeniu powoduje, że do momentu rozpoczęcia dostaw gazu z innych kierunków (m.in. przez terminal LNG) Prezes URE będzie mógł nakładać na Spółkę kary pieniężne za nieprzestrzeganie obowiązku dywersyfikacji. Za nieprzestrzeganie obowiązku dywersyfikacji dostaw gazu z zagranicy w latach 2007-2008 Prezes URE wymierzył Spółce karę pieniężną w wysokości 2.000.000 zł. Sąd Ochrony Konkurencji i Konsumentów obniżył karę do 1.500.000 zł. Wskutek apelacji PGNiG S.A. Sąd Apelacyjny w Warszawie, wyrokiem z dnia 14 stycznia 2015 roku, obniżył nałożoną karę pieniężną do kwoty 500.000 zł. 30 stycznia 2015 roku Spółka dokonała zapłaty kary. W maju 2015 roku PGNiG S.A. złożyła skargę kasacyjną od wyroku Sądu Apelacyjnego w Warszawie.

W marcu 2015 roku rozpoczęły się konsultacje publiczne nowego projektu rozporządzenia Rady Ministrów w sprawie minimalnego poziomu dywersyfikacji dostaw gazu z zagranicy.

Rozdział VIII: Dystrybucja

1. Prace segmentu

Od 1 stycznia 2015 roku w rozliczeniach z odbiorcami Polską Spółkę Gazownictwa Sp. z o.o. obowiązuje „Taryfa nr 3 dla usług dystrybucji paliwa gazowego i usługi regazyfikacji skroplonego gazu ziemnego” zatwierdzona przez Prezesa URE w dniu 17 grudnia 2014 roku. W stosunku do poprzednio obowiązującej taryfy średnie stawki opłat za usługę dystrybucji wzrosły o 3%.

Do 28 lutego 2015 roku obowiązywała „Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej” dla Polskiej Spółki Gazownictwa Sp. z o.o. zatwierdzona przez Prezesa URE 29 lipca 2014 roku. 16 lutego 2015 roku Prezes URE zatwierdził nową „Instrukcję Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej”, która obowiązuje od 1 marca 2015 roku od godziny 6.00.

W I półroczu 2015 roku Polska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o. kontynuowała realizację 18 projektów w zakresie budowy, rozbudowy i modernizacji sieci dystrybucyjnych, dla których podpisane zostały umowy o dofinansowanie z funduszy unijnych w ramach Programu Operacyjnego Infrastruktura i Środowisko. Do najważniejszych z nich należały:

- „Budowa sieci gazowej w/c relacji Szczytno – Młynowo – Muławki k/Kętrzyna oraz gazyfikacja gmin”; w I półroczu 2015 roku zakończono opracowanie dokumentacji projektowej dla II etapu budowy gazociągu w/c relacji Szczytno – Rybno oraz kontynuowano prace projektowe gazociągu w/c relacji Młynowo – Muławki; zakończono roboty budowlane na gazociągu w/c relacji Rybno – Młynowo wraz ze stacją redukcyjno-pomiarową w Mikołajkach
- „Południowo-wschodnie zasilanie miasta Gdańska wraz z gazyfikacją Wiślinki i Wyspy Sobieszewskiej”; w I półroczu 2015 roku zakończono opracowywanie dokumentacji projektowej dla całego zakresu gazociągów, kontynuowano roboty budowlane dla gazyfikacji gmin żuławskich; zakończono budowę sieci gazowej s/r w Wiślinie i na Wyspie Sobieszewskiej; ponadto prowadzono prace związane z budową przyłączy na obszarze oddziaływania
- „Budowa sieci gazowej w/c relacji Brodnica – Nowe Miasto Lubawskie – Iława DN 300 oraz gazyfikacja gmin”; projekt obejmuje budowę gazociągów w/c relacji Brodnica – Nowe Miasto Lubawskie wraz ze stacją redukcyjno-pomiarową i relacji Nowe Miasto Lubawskie – Iława oraz gazociągów s/c w miejscowościach Nowe Miasto Lubawskie i Kurzętnik; w okresie sprawozdawczym kontynuowano budowę gazociągu w/c relacji Brodnica – Nowe Miasto Lubawskie (etap I), zakończono opracowanie dokumentacji projektowej dla gazociągu w/c relacji Nowe Miasto Lubawskie – Iława wraz ze stacją redukcyjno-pomiarową w miejscowości Dziarny; kontynuowano opracowanie dokumentacji projektowo-kosztowej dla gazociągu s/c relacji Dziarny – Iława (etap II); realizowano prace budowlane na gazociągach s/c w miejscowości Nowe Miasto Lubawskie oraz zakończono budowę gazociągów s/c w miejscowości Kurzętniki i gazociągu relacji Dziarny – Iława (I etap)
- „Gazyfikacja miejscowości w gminach Blachownia i Herby”; z uwagi na problemy związane z pozyskaniem praw do nieruchomości, zakres rzeczowy projektu został ograniczony do gazyfikacji miejscowości Herby i Blachownia, tj. gazociągów w/c o długości ok. 3 km, gazociągów s/c o długości ok. 43 km oraz 2 stacji gazowych; w I półroczu 2015 roku kontynuowano budowę stacji redukcyjno-pomiarowej w miejscowości Aleksandria oraz sieci gazowych s/c w miejscowościach Herby i Blachownia; rozpoczęto budowę stacji redukcyjno-pomiarowej w miejscowości Blachownia
- „Gazyfikacja Rejonu Włodawy”; projekt obejmuje budowę gazociągu w/c o długości ok. 58 km, relacji Kamień – Włodawa wraz z siecią gazową s/c o długości ok. 43 km i 3 stacjami redukcyjno-pomiarowymi I stopnia; w okresie sprawozdawczym zakończono budowę wszystkich gazociągów w/c i s/c wraz z infrastrukturą towarzyszącą objętych umową o dofinansowanie z funduszy

unijnych oraz prowadzono prace w zakresie pozyskiwania odbiorców, projektowania i wykonawstwa przyłączy

- „Gazyfikacja na terenie gmin Włoszczowa i Małogoszcz”; zakres rzeczowy inwestycji został ograniczony; obecnie inwestycja obejmuje budowę gazociągu w/c o długości ok. 44 km wraz ze stacjami redukcyjno-pomiarowymi I stopnia i węzłem rozdzielczym (etap I) oraz budowę sieci gazowej s/c o długości ok. 9 km (etap II); w I półroczu 2015 roku prowadzono prace w zakresie pozyskiwania odbiorców, projektowania i wykonawstwa przyłączy
- „Gazyfikacja gmin Chęciny i Sitówka Nowiny”; projekt obejmuje budowę gazociągu w/c o długości ok. 4,5 km wraz ze stacją redukcyjno-pomiarową I stopnia oraz budowę sieci gazowej s/c wraz z przyłączami o długości ok. 63 km wraz ze stacją pomiarową i stacjami redukcyjno-pomiarowymi II stopnia; w I półroczu 2015 roku zakończono roboty budowlano-montażowe całego zakresu inwestycji oraz prowadzono prace w zakresie pozyskiwania odbiorców, projektowania i wykonawstwa przyłączy
- „Gaz ziemny – energia dla pokoleń, gazyfikacja gmin Rypin i Osiek”; inwestycja obejmuje budowę gazociągu s/c o długości ok. 50 km przebiegającego przez gminy Osiek i Rypin; w I półroczu 2015 roku zakończono roboty budowlano-montażowe całego zakresu inwestycji oraz prowadzono prace w zakresie pozyskiwania odbiorców, projektowania i wykonawstwa przyłączy
- „Rozwój gazyfikacji wybranych miejscowości gminy Strzelin i Wiązów w powiecie strzelińskim”; projekt obejmuje budowę gazociągów w/c i s/c wraz z przyłączami, dwóch stacji redukcyjno-pomiarowych I stopnia oraz przyłącza i stacji redukcyjnej dla kluczowego odbiorcy; w I półroczu 2015 roku zakończono prace budowlano-montażowe na wszystkich etapach inwestycji.

Ponadto w I półroczu 2015 roku spółka zakończyła realizację rzeczową 2 projektów inwestycyjnych w ramach regionalnych programów operacyjnych.

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

- kontynuacja prac projektowych związanych z przebudową gazociągu w/c o długości ok. 61 km, relacji Sandomierz – Ostrowiec Świętokrzyski
- kontynuacja modernizacji „pierścienia łódzkiego” wraz z modernizacją gazociągu w/c relacji Konstantyna – Meszce; 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 2015 roku zakończono prace projektowe stacji gazowej w/c Łódź – Smulsko wraz z gazociągami w/c i s/c, kontynuowano budowę zespołu zaporowo-upustowo-przyłączeniowego na gazociągu w/c relacji Rzgów – ZZ Pabianice w miejscowości Ksawerów oraz kontynuowano prace projektowe budowy i przebudowy stacji gazowych w/c w Niewiadowie i Piotrkowie Trybunalskim
- kontynuacja prac projektowych związanych z przebudową gazociągu w/c o długości ok. 37 km, relacji Parszów – Kielce; zakończenie prac nad przygotowaniem dokumentacji projektowej planowane jest do końca 2016 roku; termin realizacji zadania uległ opóźnieniu z powodu trudności w uzyskaniu tytułów prawnych do nieruchomości na cele budowlane
- kontynuacja prac projektowych związanych z przebudową gazociągu w/c o relacji Lubienia – Parszów; inwestycja obejmuje przebudowę gazociągu o długości ok. 21 km; w I półroczu 2015 roku prowadzono prace w zakresie wyłączania gruntów z produkcji leśnej pod projektowany gazociąg oraz pozyskiwania praw do nieruchomości
- przebudowa gazociągu w/c relacji Warzyce – Gorlice; w I półroczu 2015 roku kontynuowano prace projektowe dla odcinka o długości ok. 1 km na terenie Jasła oraz prowadzono roboty

budowlano-montażowe na odcinku 2,8 km; w pozostałym zakresie projektu (tj. 17,2 km) roboty budowlano-montażowe zostały zrealizowane

- 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 Sokółów, stacji w/c Ząbki oraz gazociągu s/c o łącznej długości ok. 11 km; w I półroczu 2015 roku prowadzono prace projektowe stacji w/c Ząbki.

PSG Sp. z o.o. zajmowała się także przyłączaniem do sieci gazowej nowych odbiorców. W I półroczu 2015 roku spółka przyłączyła 35.755 nowych odbiorców. Do największych zadań inwestycyjnych realizowanych w tym zakresie należały:

- gazyfikacja miejscowości Przasnysz i Chorzele; inwestycja obejmuje budowę stacji redukcyjno-pomiarowej w/c, dwóch stacji redukcyjno-pomiarowych ps/c, gazociągu ps/c o długości ok. 65 km oraz sieci gazowej s/c o długości ok. 7 km; w I półroczu 2015 roku zakończono prace projektowe dla gazociągu ps/c relacji Przasnysz – Chorzele o długości ok. 30 km, kontynuowano prace projektowe dla gazociągu relacji Lekowo – Przasnysz oraz rozpoczęto budowę stacji w/c Lekowo
- „Gazyfikacja miasta Bielsk Podlaski”; w ramach inwestycji podłączone zostanie Miejskie Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej S.A. w Bielsku Podlaskim, odbiorca deklaruje odbiór paliwa gazowego na poziomie 15.000 tys. m³/rok (po zmodernizowaniu centralnej kotłowni miasta); w I półroczu 2015 roku wykonano dokumentację projektową
- przyłączenie do sieci gazowej zakładu energetycznego w Bydgoszczy; inwestycja obejmuje budowę gazociągu w/c o długości ok. 8 km oraz budowę stacji pomiarowej w/c; w I półroczu 2015 roku prowadzono prace projektowe gazociągu w/c i stacji pomiarowej w/c.

Ponadto spółka realizowała projekty regazyfikacji terenów z wykorzystaniem technologii LNG, tj.: gazyfikację miejscowości Mieroszów i Suwałki oraz przestawienie odbiorców gazu propan-butan-powietrze na gaz ziemny dostarczany z należących do PGNiG S.A. stacji regazyfikacji LNG w miejscowościach Olecko i Ełk. W I półroczu 2015 roku wybudowano stację regazyfikacji w Mieroszowie oraz zakończono przestawianie odbiorców gazu propan-butan-powietrze na gaz ziemny w Suwałkach.

W poniższych tabelach przedstawiono informacje charakteryzujące podstawową działalność segmentu.

| | 30 czerwca 2015 | |
|--|-----------------|----------------------|
| | GWh | mln m ³ * |
| Ilość gazu przesłanego systemem dystrybucyjnym | 56 548,7 | 5 073,4 |
| - gaz wysokometanowy | 52 120,5 | 4 669,3 |
| - gaz zaazotowany | 3 100,2 | 283,0 |
| - gaz propan-butan powietrze i propan-butan rozprężony | 0,7 | 0,1 |
| - gaz koksowniczy | 1 327,3 | 121,0 |

* mln m³ w przeliczeniu na gaz wysokometanowy

| | Jednostka | 30 czerwca 2015 |
|---|-----------|-----------------|
| Długość sieci bez przyłączy** | km | 126 006,7 |
| Liczba odbiorców gazu obsługiwanych przez spółkę | mln szt. | 6,8 |
| Liczba nowych odbiorców gazu przyłączonych do sieci | tys. szt. | 35,8 |

** sieci własne oraz obce

2. Planowane działania

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

W kolejnych latach spółka koncentrować się będzie na:

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

Istotnym czynnikiem wpływającym na działalność spółki jest rozbudowa infrastruktury dla nowych odbiorców. Na niektórych obszarach kraju przyłączanie odbiorców do istniejącej sieci musi być poprzedzone inwestycjami niwelującymi ograniczenia systemowe. Jest to szczególnie istotne w województwach mazowieckim, podlaskim i łódzkim. W tych rejonach planowane są największe inwestycje zwiększające przepustowość istniejących gazociągów. Spółka planuje również gazyfikację miejscowości dotąd niegazyfikowanych (likwidacja tzw. białych plam).

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

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

Wdrożenie zintegrowanych systemów informatycznych usprawni zarządzanie spółką o charakterze ogólnopolskim. Zmiany zachodzące w zasadach działania europejskiego rynku gazu wymagają inwestowania w systemy wspierające bilansowanie sieci i rozliczanie przesłanych ilości gazu. Wdrożenie tych systemów spowoduje spadek kosztów niezbilansowania gazu, co wpłynie na obniżenie ceny paliwa gazowego oferowanego przez zleceniodawców usługi dystrybucji. Ponadto systemy te usprawnią zmianę sprzedawcy gazu przez klientów

3. Ryzyka w obszarze dystrybucji

Ustawodawstwo

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

Polityka taryfowa

Ustalając taryfy Prezes URE ogranicza wzrost przychodu regulowanego (wskazując na względy społeczne), będącego podstawą kalkulacji stawek opłat za usługę dystrybucji paliw gazowych. Powoduje to wydłużenie okresu, w którym spółka może uzyskać w zatwierdzonej taryfie pełny, należny zwrot z zaangażowanego w działalność kapitału.

Konkurencja bezpośrednia

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

Roszczenia właścicieli nieruchomości

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

Źródła zasilania systemu dystrybucyjnego

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

Rozdział IX: Wytwarzanie

1. Prace segmentu

Według stanu na dzień 30 czerwca 2015 roku PGNiG TERMIKA SA posiada koncesję na obrót energią elektryczną obowiązującą do 31 grudnia 2030 roku oraz udzielone na okres do 31 grudnia 2025 roku koncesje na:

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

Taryfy

Od 1 sierpnia 2014 roku obowiązuje taryfa dla ciepła wytworzonego w źródłach wytwórczych PGNiG TERMIKA SA, tj. EC Żerań, EC Siekierki, EC Pruszków, C Wola i C Kawęczyn oraz przesyłu i dystrybucji ciepła za pomocą sieci ciepłowniczej zasilanej z EC Pruszków.

Ponadto od 1 stycznia 2015 roku spółkę 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.

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

Produkcja

Podstawowymi produktami wytwarzanymi przez PGNiG TERMIKA SA są ciepło i energia elektryczna. W I półroczu 2015 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 w I półroczu 2015 roku

| Produkt | Jednostka | Ilość |
|---------------------|-----------|--------|
| Energia elektryczna | GWh | 2 311 |
| Energia ciepła | TJ | 21 040 |

Spółka świadczyła również usługę Generacji Wymuszonej Sieciowo (GWS) w ramach umowy z PSE Operator S.A. Przedmiot umowy GWS stanowi usługa utrzymania długoterminowej rezerwy mocy oraz ilości jednostek wytwórczych pozwalających na usunięcie ograniczeń punktów zasilania sieci krajowego systemu elektroenergetycznego, w celu zachowania bezpieczeństwa energetycznego Miasta stołecznego Warszawy. PGNiG TERMIKA SA zobligowana jest do wytworzenia energii elektrycznej na polecenie Operatora Systemu Przesyłowego. W ramach powyższej umowy do dnia 30 czerwca 2015 roku spółka wytworzyła 52 GWh energii elektrycznej.

Sprzedaż

W I półroczu 2015 roku PGNiG TERMIKA SA sprzedała 20.867 TJ energii cieplnej. Głównym odbiorcą ciepła sprzedawanego przez PGNiG TERMIKA SA była spółka Veolia Energia Warszawa S.A. (dawniej Dalkia Warszawa S.A.), która kupiła 92,4% ciepła. Moc zamówiona przez Veolia Energia Warszawa S.A. na 2015 rok wynosi 3,3 GW. Pozostała sprzedaż ciepła realizowana była do odbiorców lokalnych głównie w rejonie Pruszkowa i okolic.

W I półroczu 2015 roku PGNiG TERMIKA SA sprzedała 2.024 GWh energii elektrycznej wyprodukowanej w zakładach spółki. Głównym odbiorcą energii elektrycznej była PGNiG S.A., której udział w wolumenie sprzedaży spółki w I półroczu 2015 roku wyniósł 99%. Ponadto spółka realizowała sprzedaż energii elektrycznej do mniejszych odbiorców.

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

Budowa bloku gazowo-parowego w Stalowej Woli

W I półroczu 2015 roku w ramach projektu „Budowa bloku gazowo-parowego w Stalowej Woli”, realizowanego wspólnie z Tauron Polska Energia S.A., kontynuowano montaż turbozespołu parowego i gazowego, prace budowlane i montażowe w pompowni wody chłodzącej oraz montaż tras kablowych, kabli, szynoprzewodów i oświetlenia. Ponadto wykonano próbę wodną kotła odzyskowego i kondensatora oraz zakończono prace budowlane na progu spiętrzającym na rzece San. 3 kwietnia 2015 roku do Elektrociepłowni Salowa Wola S.A. wpłynęło wezwanie do Sądu Arbitrażowego przy Krajowej Izbie Gospodarczej, złożone przez generalnego wykonawcę spółkę Abener Energia S.A., w sprawie uznania wystąpienia siły wyższej i zwiększenia wynagrodzenia wykonawcy. Wykonawca poinformował o opóźnieniu na budowie i przesunięciu oddania bloku gazowo-parowego do eksploatacji o 4 miesiące (z 26 czerwca 2015 roku na 26 października 2015 roku). Zdaniem Elektrociepłowni Salowa Wola S.A. jest to termin nierealny, a opóźnienie wynosi co najmniej 8 miesięcy.

2. Planowane działania

Podstawowym źródłem przychodów PGNiG TERMIKA SA w II półroczu 2015 roku będzie sprzedaż energii elektrycznej i sprzedaż ciepła. Głównym odbiorcą energii elektrycznej wyprodukowanej w zakładach spółki będzie PGNiG S.A., natomiast głównym odbiorcą ciepła będzie spółka Veolia Energia Warszawa S.A.

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

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

4 maja 2015 roku weszła w życie Ustawa z dnia 20 lutego 2015 roku o odnawialnych źródłach energii (OZE), która przewiduje istnienie równolegle dwóch systemów wsparcia: jeden dla instalacji istniejących (system certyfikatów), drugi dla instalacji uruchamianych po wejściu w życie ustawy (system aukcyjny). Zapisy w zakresie systemu aukcyjnego będą obowiązywały od 2016 roku, co oznacza, że modernizowany kocioł K1 w EC Siekierki (planowany do uruchomienia w drugiej połowie 2015 roku) będzie korzystał z istniejącego systemu certyfikatów przez 15 lat. Natomiast nowy aukcyjny system wsparcia stwarza szansę biznesową na realizację projektów opartych o odnawialne źródła energii, z gwarantowanym 15 letnim poziomem przychodów.

3. Ryzyka wytwarzania

Zaostrzenie norm emisji gazów i pyłów

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

Utrzymanie udziału w rynku ciepła sieciowego

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

Współpraca z Veolia Energia Warszawa S.A. w zakresie pozyskiwania nowych odbiorców ciepła, a także przyłączanie nowych obszarów zachodniej Warszawy do miejskiej sieci ciepłowniczej powinny w znaczny sposób zredukować potencjalne przyszłe spadki produkcji zakładów wytwórczych PGNiG TERMIKA SA. Ponadto w celu utrzymania udziału w rynku ciepła sieciowego spółka będzie oferować sprzedaż „zielonego” ciepła pochodzącego z jednostek spalających biomasę, utrzymywać konkurencyjność cenową oraz wykorzystywać zasady *TPA* (dostęp strony trzeciej do sieci przesyłowej) w celu pozyskania klienta końcowego.

Rozdział X: Pozostała działalność

1. Prace segmentu

W I półroczu 2015 roku spółki segmentu realizowały prace związane m.in. z robotami budowlano-montażowymi z zakresu budowy gazociągów przesyłowych, tłoczni gazu ziemnego, budowy i rozbudowy podziemnych magazynów gazu i zagospodarowania złóż węglowodorów oraz produkcją osprzętu powierzchniowego wyposażenia odwiertów i części zamiennych do urządzeń wiertniczych. Ponadto spółki zajmowały się świadczeniem usług remontowych wież i głowic, 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 wysokiego ciśnienia DN 700 relacji Gustorzyn – Rembelszczyzna o długości 175,2 km dla OGP GAZ-SYSTEM S.A.
- budowa gazociągu wysokiego ciśnienia DN 700 relacji Szczecin – Gdańsk o długości 64 km (etap I odcinek Płoty – Karlino) dla OGP GAZ-SYSTEM S.A.; inwestycja została zakończona
- wykonanie prac budowlanych w ramach budowy bloku gazowo-parowego o mocy wyjściowej ok. 400 MWe z członem ciepłowniczym i ochroną katodową gazociągu w Elektrociepłowni Stalowa Wola dla Abener Energia S.A.
- produkcja głowic zatłaczających i wież rurowych dla LOTOS Petrobaltic S.A.
- produkcja urządzeń i części zamiennych do platform i statków wiertniczych dla MHWirth AS (Norwegia)
- montaż rurociągów HDPE, zaworów i hydrantów w ramach „Projektu Polskie LNG” dla Saipem S.P.A. S.A. Oddział w Polsce.; inwestycja została zakończona.

Ponadto dla odbiorców zewnętrznych spółki segmentu prowadziły m.in. nadzór autorski i prace projektowe w ramach realizacji inwestycji z zakresu budowy terminalu naftowego w Gdańsku – etap I, sporządzały dokumentacje projektowe, a także świadczyły usługi hotelarsko-gastronomiczne i odnowy biologicznej.

Dla PGNiG S.A. segment kontynuował wykonanie kontraktów budowlano-montażowych, z których najistotniejszymi były m.in.:

- rozbudowa PMG Brzeźnica
- zagospodarowanie odwiertu Wilków-51K
- zagospodarowanie złoża Połęcko
- dokończenie budowy PMG Wierzchowice (projektu realizowanego wcześniej przez PBG S.A.)
- budowa instalacji technologicznej do nawadniania złoża BMB (Barnówko – Mostno – Buszewo)
- zmiana instalacji sprężarek gazu dla PMG Wierzchowice (praca rewersyjna sprężarek gazu)
- zagospodarowanie odwiertu gazowego KGZ Krasne.

Dla PGNiG S.A. segment kontynuował również prace związane m.in. produkcją urządzeń do wyposażenia odwiertów, takich jak głowice eksploatacyjne i wieżby rurowe oraz części zamienne do osprzętu.

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

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

Dodatkowo dla pozostałych spółek GK PGNiG segment sporządził m.in. dokumentacje techniczne i projektowe infrastruktury gazowej oraz świadczył usługi w zakresie doradztwa technicznego i specjalistycznego.

2. Planowane działania

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

3. Ryzyka pozostałej działalności

Regulacje prawne

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

Konkurencja

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

Wykwalifikowana kadra

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

Rozdział XI: Inwestycje

W I półroczu 2015 roku nakłady inwestycyjne GK PGNiG na rzeczowe aktywa trwałe oraz wartości niematerialne wyniosły 1.355 mln zł. Nakłady inwestycyjne PGNiG S.A. wyniosły 550 mln zł. Wysokość nakładów w poszczególnych segmentach działalności GK PGNiG przedstawia tabela.

Nakłady inwestycyjne (w mln zł)

| | I półrocze 2015 |
|----------------------------|-----------------|
| Poszukiwanie i wydobywanie | 708 |
| Obrót i magazynowanie | 107 |
| Dystrybucja | 443 |
| Wytwarzanie | 95 |
| Pozostała działalność | 2 |
| Razem | 1 355 |

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

Poszukiwanie i wydobywanie

W I półroczu 2015 roku segment poszukiwanie i wydobywanie poniósł nakłady inwestycyjne w wysokości 708 mln zł.

Nakłady PGNiG S.A. w obszarze poszukiwania złóż wyniosły 271 mln zł. Zostały one poniesione głównie na badania geofizyczne oraz wiercenia poszukiwawcze, badawcze i rozpoznawcze.

W I półroczu 2015 roku nakłady GK PGNiG na inwestycje w obszarze poszukiwania i eksploatacji złóż ropy naftowej i gazu ziemnego na Norweskim Szelfie Kontynentalnym wyniosły 214 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 odwiertu na złożu Daszewo
- zakończenie zagospodarowania odwiertu na złożu Załęże
- zakończenie zagospodarowania odwiertu Książpol-19
- zakończenie zagospodarowania odwiertu na złożu Grodzisk
- zagospodarowanie odwiertów na złożu Brońsko
- zagospodarowanie odwiertu na złożu Wilków
- zagospodarowanie złoża ropno-gazowego Połęcko.

Obrót i magazynowanie

Nakłady inwestycyjne segmentu obrót i magazynowanie wyniosły 107 mln zł. Do najważniejszych zadań inwestycyjnych realizowanych w I półroczu 2015 roku należała budowa i rozbudowa podziemnych magazynów gazu, w tym:

- budowa KPMG Kosakowo – wybudowano rurociągi łączące klaster A z klastrem B oraz kontynuowano ługowanie komory K5 na klastrze A
- rozbudowa KPMG Mogilno – przekazano do eksploatacji komorę Z-15, zakończono pierwsze zatłaczanie gazu do komory Z-17 oraz rozpoczęto pierwsze napełnianie gazem komory Z-16
- rozbudowa PMG Brzeźnica do pojemności czynnej 100 mln m³.

W marcu 2015 roku zakończono realizację zadania inwestycyjnego pn.: „Budowa części napowierzchniowej Podziemnego Magazynu Gazu Wierzchowice etap 3,5 mld nm³, podetap 1,2 mld nm³”. Inwestycję rozpoczęto w 2008 roku. W 2014 roku, po zakończeniu budowy i odbiorze prac w zakresie instalacji magazynowej, udostępniona została zwiększona pojemność czynna magazynu. Łącznie udostępniono 1,2 mld m³ pojemności czynnej PMG Wierzchowice. W 2015 roku nastąpił rozruch części elektroenergetycznej (turboekspandera) i rozliczenie projektu. Nakłady na projekt wyniosły ok. 2,3 mld zł. Natomiast dofinansowanie w ramach unijnego Programu Operacyjnego Infrastruktura i Środowisko, do dnia 30 czerwca 2015 roku, wyniosło ok. 475 mln zł.

Dystrybucja

Na inwestycje związane z działalnością dystrybucyjną GK PGNiG poniosła nakłady w wysokości 443 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 95 mln zł, z czego ok. 17 mln zł stanowiły nakłady na ochronę środowiska. W I półroczu 2015 roku segment głównie kontynuował zadania inwestycyjne z poprzednich lat. Do największych z nich należały:

- budowa bloku gazowo-parowego o mocy elektrycznej ok. 450 MW w EC Żerań; w I półroczu 2015 roku uzyskano prawomocną decyzję pozwolenia na budowę bloku gazowo-parowego w EC Żerań oraz zakończono prace związane z przygotowaniem terenu budowy
- przebudowa kotła K1 na kocioł biomasowy w EC Siekierki; w I półroczu 2015 roku prowadzono prace budowlano-montażowe na obiektach rozładunku, magazynowania i podawania biomasy, prace montażowe na urządzeniach i instalacjach pomocniczych kotła, rozpoczęto prace montażowe instalacji elektrycznych na kotle i na obiektach gospodarki biomasowej oraz wykonano suszenie obmurza
- przebudowa EC Pruszków; w I półroczu 2015 roku prowadzono prace budowlane przy budynku stacji uzdatniania wody, prace instalacyjne związane z przyłączeniem nowej stacji do układów technologicznych EC Pruszków, prace nad aktualizacją koncepcji przebudowy EC Pruszków oraz rozpoczęto zabudowę cyklofiltra dla kotła K9
- budowa kotłowni szczytowo-rezerwowej gazowo-olejowej w EC Żerań; w związku z unieważnieniem w 2014 roku postępowania przetargowego, w 2015 roku przygotowywano aktualizację dokumentacji przetargowej.

Pozostała działalność

W I półroczu 2015 roku w segmencie pozostała działalność poniesiono nakłady inwestycyjne na rzeczowe aktywa trwałe i wartości niematerialne w wysokości 2 mln zł. Najważniejsze inwestycje obejmowały m.in. zakup maszyn i urządzeń produkcyjnych, oprogramowania komputerowego, budynków i budowli oraz środków transportu.

Rozdział XII: Ochrona środowiska

Likwidacja odwiertów i kopanek

Zgodnie z ustawą Prawo geologiczne i górnicze PGNiG S.A. zobowiązana jest do likwidacji wyeksploatowanych wyrobisk górniczych, usunięcia zagrożenia i szkód wyrządzonych działalnością górniczą oraz do przywrócenia terenu do stanu sprzed rozpoczęcia działalności górniczej. Przez likwidację odwiertów i kopanek zapobiega się wyciekom ropy naftowej oraz gazu ziemnego na powierzchnię oraz do cieków wodnych. Ponadto nielikwidowane odwierty gazowe stwarzają możliwość nagromadzenia się ulatniającego gazu, co stwarza zagrożenie wybuchem pożaru. W I półroczu 2015 roku zlikwidowano 10 odwiertów i 13 kopanek.

System handlu uprawnieniami do emisji dwutlenku węgla (EU ETS)

W I półroczu 2015 roku GK PGNiG przeprowadziła weryfikację rocznych raportów emisji CO₂ za rok 2014. Emisja CO₂ z instalacji uczestniczących w systemie w 2014 roku wyniosła 5.788.782 ton. Po zbilansowaniu wielkości emisji CO₂ z posiadanymi uprawnieniami i umorzeniu wykorzystanych przydziałów z 2014 roku wykazano niedobór 2.152.777 ton CO₂ wolnych jednostek emisji. Brakującą ilość uprawnień do emisji CO₂ pokryto z rezerwy uprawnień zgromadzonych na rachunkach instalacji należących do GK PGNiG (niewykorzystany darmowy przydział z lat ubiegłych) oraz z zakupu na giełdzie *ICE Futures Europe (Intercontinental Exchange Futures Europe)*. W 2014 roku w systemie handlu uprawnieniami do emisji CO₂ uczestniczyły instalacje: PGNiG TERMIKA SA (elektrociepłownie Siekierki, Żerań i Pruszków oraz ciepłownie Kawęczyn i Wola), oddziałów PGNiG S.A. w Odolanowie i w Zielonej Górze oraz instalacje gazu KPMG Mogilno, KRNiGZ LMG, PMG Wierzchowice i KMPG Kosakowo. W I półroczu 2015 roku emisja CO₂ z instalacji należących do GK PGNiG wyniosła 3.116.070 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 2015 roku, ze względu na zmiany w ww. ustawie, została wykonana powtórna kwalifikacja poszczególnych nieruchomości do przeprowadzenia rekultywacji, badań uzupełniających czy też monitoringu.

Ochrona środowiska w działalności wiertniczej

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

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

wiertniczej. Natomiast ilość odpadów związanych z eksploatacją urządzeń wiertniczych obniżana jest przez stosowanie nowoczesnych olejów silnikowych, przekładniowych i smarowych o wydłużonym czasie używania.

W I półroczu 2015 roku w ramach przedsięwzięć ograniczających wpływ działalności wiertniczej na środowisko spółka Exalo Drilling S.A. zakupiła końcowe wyposażenie mobilnego systemu wyparnego (umożliwiającego unieszkodliwienie odpadów wydobywczych), zbiorniki na wodę, zbiornik paliwa oraz wyremontowała wirówkę.

Wpływ budowy KPMG Kosakowo na środowisko

Jednym z procesów budowy komór magazynowych kawernowego podziemnego magazynu gazu Kosakowo jest wypłukiwanie (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 $250 kg\ soli/m^3$. Ługowanie komór w KPMG Kosakowo zostało rozpoczęte we wrześniu 2010 roku, a zakończenie zaplanowane jest do 2021 roku.

W trakcie realizacji tej inwestycji prowadzony jest stały monitoring stanu technicznego i poprawności funkcjonowania rurociągu i dyfuzorów oraz oddziaływania zrzucanej solanki na środowisko Zatoki Puckiej, wykonywane są również odpowiednie badania i analizy. Dotychczasowy monitoring nie wykazał negatywnego wpływu działalności KPMG Kosakowo na środowisko otaczające oraz na wody Zatoki Puckiej. Monitoring realizowany jest przez dwa niezależne ośrodki: Instytut Morski w Gdańsku i Instytut Budownictwa Wodnego Polskiej Akademii Nauk w Gdańsku oraz służby KPMG Kosakowo.

Rekultywacja składowiska odpadów paleniskowych

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

Wypełnienie wymogów Dyrektywy IED o emisjach przemysłowych oraz BAT

W I półroczu 2015 roku w ramach dostosowania do norm ochrony środowiska zawartych w Dyrektywie 2010/75/UE Parlamentu Europejskiego i Rady w sprawie emisji przemysłowych (IED) oraz przyszłych wymagań najlepszych dostępnych technik (*best available techniques – BAT*) PGNiG TERMIKA SA kontynuuje realizację kolejnych projektów inwestycyjnych mających na celu ograniczenie emisji gazów i pyłu do atmosfery, takich jak:

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

Ponadto spółka rozpoczęła modernizację instalacji ochrony atmosfery na kotle nr 2 w EC Siekierki. W ramach tego projektu zostanie unowocześniona istniejąca pólucha 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. Zakończenie modernizacji planowane jest na początku 2017 roku.

Inwestycje z zakresu wyciszeń w EC Siekierki

W I półroczu 2015 roku PGNiG TERMIKA SA zakończyła budowę ekranów akustycznych wokół transformatorów usytuowanych w rozdzielni EC Siekierki w zachodniej części elektrociepłowni. Realizacja tej inwestycji pozwoliła na spadek emisji hałasu o 9 dB. W latach ubiegłych została zakończona budowa ekranów akustycznych zlokalizowanych wzdłuż wschodniej granicy elektrociepłowni i wzdłuż węzłów rozładunku węgla przy górkach rozrządowych.

Dostawy biomasy

W ramach wypełnienia wymogów Dyrektywy 2009/28/WE w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych PGNiG TERMIKA SA pozyskuje biomasę przede wszystkim poprzez kontraktowe zakupy na rynku. Ponadto spółka zawiera wieloletnie kontrakty na dostawy biomasy z plantacji wierzby energetycznej. Łączny areal plantacji, którym dysponuje obecnie spółka wynosi 407 ha. W I półroczu 2015 roku w PGNiG TERMIKA SA zostało współspalone 9.306 ton biomasy. Zastosowanie biomasy jako paliwa do produkcji energii pozwoliło w I półroczu 2015 roku na redukcję emisji CO₂ o 8.622 ton.

Rozdział XIII: Pozostałe informacje

Podział zysku za rok 2014

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

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

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

Udzielenie absolutorium

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

Postępowania przed Prezesem UOKiK

28 grudnia 2010 roku Prezes UOKiK wszczął z urzędu postępowanie antymonopolowe w sprawie nadużywania przez PGNiG S.A. pozycji dominującej na krajowym rynku hurtowej sprzedaży gazu ziemnego, polegającej na ograniczaniu zbytu ze szkodą dla kontrahentów lub konsumentów oraz przeciwdziałaniu ukształtowania się warunków niezbędnych do powstania bądź rozwoju konkurencji poprzez odmowę sprzedaży paliwa gazowego na zasadach umowy kompleksowej na rzecz przedsiębiorcy zamierzającego dokonywać dalszej odsprzedaży gazu ziemnego, tj. NowyGaz Sp. z o.o. w Warszawie. Prezes UOKiK decyzją z dnia 5 lipca 2012 roku uznał powyższe działania PGNiG S.A. za praktykę ograniczającą konkurencję, stwierdził zaniechanie przez PGNiG S.A. stosowania tych praktyk z dniem 30 listopada 2010 roku i nałożył na PGNiG S.A. karę pieniężną w wysokości 60.016.474,40 zł. 24 lipca 2012 roku PGNiG S.A. odwołała się od decyzji Prezesa UOKiK do Sądu Okręgowego w Warszawie – Sądu Ochrony Konkurencji i Konsumentów. Sąd Okręgowy w Warszawie wyrokiem z dnia 12 maja 2014 roku oddalił odwołanie PGNiG S.A. 4 czerwca 2014 roku PGNiG S.A. złożyła apelację do Sądu Apelacyjnego w Warszawie. Wyrokiem z 29 maja 2015 roku Sąd Apelacyjny zmienił decyzję Prezesa UOKiK w punkcie odnoszącym się do wysokości kary obniżając ją do kwoty 5.508.581 zł. Orzeczenie w tej sprawie jest prawomocne. Decyzję o ewentualnym wniesieniu skargi kasacyjnej PGNiG S.A. podejmie po zapoznaniu się z pisemnym uzasadnieniem wyroku Sądu Apelacyjnego w Warszawie.

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

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

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

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

Spór zbiorowy z pracodawcą

21 maja 2015 roku został wszczęty spór zbiorowy pomiędzy organizacjami związkowymi działającymi w PGNiG S.A. a Zarządem PGNiG S.A. Spór powstał wskutek odrzucenia przez Zarząd Spółki żądań organizacji związkowych w zakresie: przyrostu wynagrodzeń w 2015 r o 6%, wzrostu wartości bonów w skali roku do poziomu 2.000 zł i wypłaty premii rocznej za rok 2014 w wysokości 11,7% jej bazy, według zasad jakie stosowano przy wypłacie premii rocznej dla pracowników PGNiG S.A. za rok 2013.

Zgodnie z obowiązującym w Spółce Zakładowym Układem Zbiorowym Pracy (ZUZP) żądania odnoszące się do przyrostu wynagrodzeń i wzrostu wartości bonów nie mogą być przedmiotem sporu zbiorowego. Zapisy odnośnych artykułów ZUZP stanowią, iż w przypadku niezgodnienia wysokości przyrostu wynagrodzeń ze stroną społeczną, decyzję w tej sprawie podejmuje Pracodawca. Odnośnie określenia wartości bonów towarowych wyłączne kompetencje leżą po stronie Pracodawcy, który samodzielnie ustala ich wysokość. Przedmiotem sporu pozostaje więc wypłata premii rocznej za rok 2014 w wysokości 11,7% jej bazy, według zasad jakie stosowano przy wypłacie premii rocznej dla pracowników PGNiG S.A. za rok 2013.

W zakresie żądania wypłaty premii rocznej za 2014 rok Spółka nie zrealizowała oczekiwań strony społecznej z powodu:

- liberalizacji rynku gazu w Polsce oraz wzrostu konkurencji
- zmian w otoczeniu rynkowym (radikalny spadek ceny ropy naftowej na rynkach światowych)
- zmian w otoczeniu regulacyjnym.

W oparciu o powyższe przesłanki Zarząd PGNiG S.A. podjął decyzję o nieuwzględnieniu żądania organizacji związkowych działających w PGNiG S.A. Jednocześnie Zarząd PGNiG S.A. oświadcza, że dołoży wszelkich starań w celu wypracowania rozwiązań kończących spór, a zarazem uwzględniających możliwości finansowe Spółki.

Postępowania w sprawach o wartości co najmniej 10% kapitałów własnych

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

Rozdział XIV: Sytuacja finansowa

Skrócone śródroczne skonsolidowane sprawozdanie finansowe Grupy Kapitałowej PGNiG i Skrócone śródroczne jednostkowe sprawozdanie finansowe PGNiG S.A. za okres 6 miesięcy zakończony 30 czerwca 2015 roku zostały przygotowane zgodnie z Międzynarodowymi Standardami Sprawozdawczości Finansowej (MSSF), w kształcie zatwierdzonym przez Unię Europejską (UE) na dzień 30 czerwca 2015 roku. Zasady rachunkowości zastosowane przy sporządzaniu sprawozdań zostały ujęte w Skróconym śródrocznym skonsolidowanym sprawozdaniu finansowym GK PGNiG za okres 6 miesięcy zakończony 30 czerwca 2015 roku (Nota III.4.).

1. Dane finansowe jednostki dominującej

Syntetyczne dane w zakresie sytuacji finansowej PGNiG S.A. I półrocza 2015 roku zostały ujęte w zaprezentowanych poniżej zestawieniach.

Wybrane dane finansowe (w mln zł)

| | I półrocze 2015 | I półrocze 2014 |
|---|-----------------|-----------------|
| Przychody ze sprzedaży | 10 223 | 13 689 |
| Koszty operacyjne razem, w tym | (9 188) | (12 727) |
| Amortyzacja | (359) | (353) |
| Zysk z działalności operacyjnej | 1 035 | 962 |
| Zysk przed opodatkowaniem | 1 912 | 1 555 |
| Zysk netto | 1 703 | 1 366 |
| Przepływy pieniężne netto z działalności operacyjnej | 1 073 | 1 771 |
| Przepływy pieniężne netto na działalności inwestycyjnej | 557 | (167) |
| Przepływy pieniężne netto z działalności finansowej | 163 | (1 009) |
| Zmiana stanu środków pieniężnych netto | 1 793 | 595 |
| | 30 czerwca 2015 | 31 grudnia 2014 |
| Aktywa razem | 36 978 | 35 356 |
| Aktywa trwałe (długoterminowe) | 27 020 | 27 387 |
| Aktywa obrotowe (krótkoterminowe), w tym | 9 958 | 7 969 |
| Zapasy | 2 095 | 2 506 |
| Pozostałe aktywa | 86 | 20 |
| Kapitał własny razem | 24 475 | 23 780 |
| Zobowiązania długoterminowe razem | 7 021 | 7 385 |
| Zobowiązania krótkoterminowe razem | 5 482 | 4 191 |
| Zobowiązania razem | 12 503 | 11 576 |
| Zobowiązania i kapitał własny razem | 36 978 | 35 356 |

Sprawozdanie Zarządu z działalności Grupy Kapitałowej PGNiG i PGNiG S.A.
za I półrocze 2015 roku

Wskaźniki finansowe

Rentowność

| | I półrocze 2015 | 2014 rok |
|--|-----------------|----------|
| EBIT w mln zł zysk operacyjny | 1 035 | 962 |
| EBITDA w mln zł zysk operacyjny + amortyzacja | 1 394 | 1 315 |
| ROE zysk netto do stanu kapitałów własnych na koniec okresu | 7,0% | 5,7% |
| RENTOWNOŚĆ SPRZEDAŻY NETTO zysk netto odniesiony do przychodów ze sprzedaży | 16,7% | 10,0% |
| ROA zysk netto w relacji do stanu aktywów na koniec okresu | 4,6% | 3,9% |

Płynność

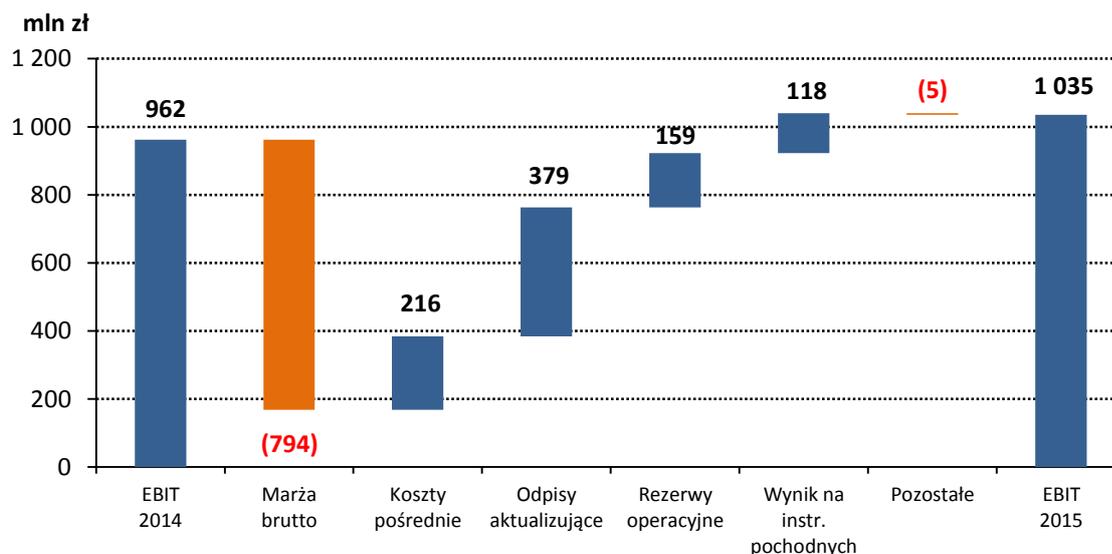
| | 30 czerwca 2015 | 31 grudnia 2014 |
|--|-----------------|-----------------|
| WSKAŹNIK BIEŻĄCEJ PŁYNNOŚCI aktywa obrotowe do zobowiązań krótkoterminowych (bez zobowiązań z tytułu świadczeń pracowniczych, rezerw i przychodów przyszłych okresów) | 2,0 | 2,2 |
| WSKAŹNIK SZYBKIEJ BIEŻĄCEJ PŁYNNOŚCI aktywa obrotowe minus zapasy do zobowiązań krótkoterminowych (bez zobowiązań z tytułu świadczeń pracowniczych, rezerw i przychodów przyszłych okresów) | 1,5 | 1,5 |

Zadłużenie

| | 30 czerwca 2015 | 31 grudnia 2014 |
|---|-----------------|-----------------|
| WSKAŹNIK OBCIĄŻENIA FIRMY ZOBOWIĄZANAMI OGÓŁEM suma zobowiązań w relacji do sumy pasywów | 33,8% | 32,7% |
| WSKAŹNIK OBCIĄŻENIA KAPITAŁU WŁASNEGO ZOBOWIĄZANAMI OGÓŁEM suma zobowiązań do kapitału własnego | 51,1% | 48,7% |

W relacji do analogicznego okresu roku ubiegłego PGNiG S.A. odnotowała wzrost zysku z działalności operacyjnej (EBIT) o 73 mln zł. Zmiany w EBIT pomiędzy wynikami za I półrocze 2014 i I półrocze 2015 roku zostały zaprezentowane na poniższym wykresie.

Zmiany w EBIT pomiędzy latami 2014-2015 za okres I półrocza



Spadek marży brutto (różnica pomiędzy przychodami ze sprzedaży a kosztami bezpośrednimi) na sprzedaży produktów i usług o 794 mln zł nastąpił w wyniku obniżenia się średnich cen sprzedaży gazu wysokometanowego, ropy naftowej i helu. Spadek średnich cen sprzedaży gazu wysokometanowego spowodowany został głównie przez wzrost wolumenu transakcji realizowanych na Towarowej Giełdzie Energii w konsekwencji przeniesienia w drugiej połowie 2014 roku z PGNiG S.A. do PGNiG Obrót Detaliczny Sp. z o.o. działalności związanej ze sprzedażą detaliczną. Ponadto na poziom cen sprzedaży gazu wpływ miała zatwierdzona przez Prezesa URE dwukrotnie (17 grudnia 2014 roku i 16 kwietnia 2015 roku) obniżka taryf na sprzedaż paliwa gazowego. Jednocześnie niższe notowania gazu na giełdzie *TTF (Title Transfer Facility)* i ropy naftowej Brent obniżyły jednostkowe koszty pozyskania paliwa gazowego, jednak nie na tyle, aby zniwelować efekt spadku cen sprzedaży. Ceny sprzedaży ropy naftowej i helu korelowały z poziomem notowań produktów ropopochodnych. Postępujący spadek notowań ropy naftowej Brent (od listopada 2014 roku) wpłynął negatywnie na przychody ze sprzedaży ropy naftowej. Różnica w notowaniach pomiędzy I półroczem 2014 roku a I półroczem 2015 roku wyniosła około 45%. Osłabienie złotówki zahamowało w pewnym stopniu wpływ tego procesu na przychody realizowane w walucie obcej. Marża na sprzedaży pozostałych produktów w porównaniu do analogicznego okresu roku ubiegłego utrzymywała się na zbliżonym poziomie.

Koszty pośrednie uległy obniżeniu o 216 mln zł. Spadek ten jest wynikiem przeniesienia w drugiej połowie 2014 roku z PGNiG S.A. do PGNiG Obrót Detaliczny Sp. z o.o. działalności związanej ze sprzedażą detaliczną.

Na wzrost zysku z działalności operacyjnej (EBIT) wpływ miały głównie następujące czynniki:

- niższy poziom odpisów aktualizujących wartości środków trwałych oraz środków trwałych w budowie związanych z poszukiwaniem i oceną zasobów
- rozwiązanie odpisów aktualizujących wartość zapasu gazu wysokometanowego (wskutek rynkowej wyceny zapasów gazu wysokometanowego sporządzonej w oparciu o prognozowane ceny sprzedaży)
- zmiana stanu rezerw operacyjnych (spowodowana w głównej mierze rozwiązaniem rezerw na likwidację odwiertów)
- poprawa wyniku w obszarze prowadzonej polityki zabezpieczeń.

Pomimo dokonanych odpisów działalność wydobywcza w dalszym ciągu zapewniała Spółce stabilną pozycję finansową.

Wynik na działalności finansowej w relacji do I półrocza 2014 roku wzrósł o 284 mln zł w rezultacie otrzymania wyższych o 304 mln zł dywidend od spółek zależnych.

Sytuacja finansowa Spółki odzwierciedlona została w podstawowych wskaźnikach charakteryzujących efektywność działalności gospodarczej. Wskaźniki rentowności kapitałów własnych (ROE), aktywów ogółem (ROA) i sprzedaży netto wzrosły odpowiednio z 5,7% do 7,0%, z 3,9% do 4,6% i z 10,0% do 16,7%.

2. Wyniki finansowe GK PGNiG

W I półroczu 2015 roku Grupa Kapitałowa PGNiG osiągnęła wynik netto na poziomie 1.865 mln zł, czyli o 345 mln zł wyższy niż w analogicznym okresie roku ubiegłego.

Syntetyczne dane w zakresie sytuacji finansowej GK PGNiG I półroczu 2015 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.

Sprawozdanie Zarządu z działalności Grupy Kapitałowej PGNiG i PGNiG S.A.
za I półrocze 2015 roku

Skrócone skonsolidowane sprawozdanie z sytuacji finansowej (mln zł)

| AKTYWA | 30 czerwca 2015 | 31 grudnia 2014 |
|--|-----------------|-----------------|
| Aktywa trwałe (długoterminowe) razem | 36 882 | 37 692 |
| Rzeczowe aktywa trwałe | 33 088 | 33 528 |
| Nieruchomości inwestycyjne | 8 | 9 |
| Wartości niematerialne | 1 121 | 1 113 |
| Inwestycje w jednostkach wycenianych metodą praw własności | 857 | 856 |
| Inne aktywa finansowe | 250 | 243 |
| Aktywa z tytułu podatku odroczonego | 1 401 | 1 783 |
| Pozostałe aktywa trwałe | 157 | 160 |
| Aktywa obrotowe (krótkoterminowe) razem | 11 546 | 11 234 |
| Zapasy | 2 651 | 3 189 |
| Należności z tytułu dostaw i usług oraz pozostałe należności | 2 414 | 4 236 |
| Należności z tytułu podatku bieżącego | 26 | 5 |
| Pozostałe aktywa | 402 | 132 |
| Aktywa z tytułu pochodnych instrumentów finansowych | 472 | 567 |
| Środki pieniężne i ich ekwiwalenty | 5 435 | 2 958 |
| Aktywa przeznaczone do sprzedaży | 146 | 147 |
| Aktywa razem | 48 428 | 48 926 |

Sprawozdanie Zarządu z działalności Grupy Kapitałowej PGNiG i PGNiG S.A.
za I półrocze 2015 roku

Skrócone skonsolidowane sprawozdanie z sytuacji finansowej (mln zł) – cd

| ZOBOWIĄZANIA I KAPITAŁ WŁASNY | 30 czerwca 2015 | 31 grudnia 2014 |
|---|-----------------|-----------------|
| Kapitał własny razem | 31 056 | 30 169 |
| Kapitał podstawowy (akcyjny) | 5 900 | 5 900 |
| Kapitał z emisji akcji powyżej ich wartości nominalnej | 1 740 | 1 740 |
| Skumulowane inne całkowite dochody | (66) | (270) |
| Zyski zatrzymane | 23 478 | 22 794 |
| Kapitał własny, przypisany akcjonariuszom jednostki dominującej | 31 052 | 30 164 |
| Kapitał własny, przypisany udziałom niekontrolującym | 4 | 5 |
| Zobowiązania długoterminowe razem | 11 630 | 12 384 |
| Kredyty, pożyczki i papiery dłużne | 4 800 | 5 069 |
| Zobowiązania z tytułu świadczeń pracowniczych | 532 | 604 |
| Rezerwy | 1 544 | 1 803 |
| Przychody przyszłych okresów | 1 559 | 1 581 |
| Zobowiązania z tytułu podatku odroczonego | 3 133 | 3 250 |
| Inne zobowiązania długoterminowe | 62 | 77 |
| Zobowiązania krótkoterminowe razem | 5 742 | 6 373 |
| Zobowiązania z tytułu dostaw i usług oraz inne zobowiązania | 3 791 | 3 589 |
| Kredyty, pożyczki i papiery dłużne | 390 | 769 |
| Zobowiązania z tytułu pochodnych instrumentów finansowych | 417 | 593 |
| Zobowiązania z tytułu podatku bieżącego | 9 | 191 |
| Zobowiązania z tytułu świadczeń pracowniczych | 368 | 284 |
| Rezerwy | 610 | 720 |
| Przychody przyszłych okresów | 157 | 227 |
| Zobowiązania razem | 17 372 | 18 757 |
| Zobowiązania i kapitał własny razem | 48 428 | 48 926 |

Sprawozdanie Zarządu z działalności Grupy Kapitałowej PGNiG i PGNiG S.A.
za I półrocze 2015 roku

Skrócony skonsolidowany rachunek zysków i strat (mln zł)

| | I półrocze 2015 | I półrocze 2014 |
|--|-----------------|-----------------|
| Przychody ze sprzedaży | 20 390 | 16 381 |
| Koszty operacyjne razem | (17 781) | (14 212) |
| Zużycie surowców i materiałów | (13 724) | (9 438) |
| Świadczenia pracownicze | (1 281) | (1 373) |
| Amortyzacja | (1 387) | (1 298) |
| Usługi obce | (1 278) | (1 400) |
| Koszt wytworzenia świadczeń na własne potrzeby | 435 | 375 |
| Pozostałe przychody i koszty operacyjne | (546) | (1 078) |
| Zysk z działalności operacyjnej | 2 609 | 2 169 |
| Przychody finansowe | 50 | 46 |
| Koszty finansowe | (108) | (152) |
| Udział w wyniku finansowym jednostek wycenianych metodą praw własności | - | - |
| Zysk przed opodatkowaniem | 2 551 | 2 063 |
| Podatek dochodowy | (686) | (543) |
| Zysk netto | 1 865 | 1 520 |
| Przypisany: | | |
| Akcjonariuszom jednostki dominującej | 1 864 | 1 519 |
| Udziałom niekontrolującym | 1 | 1 |
| Zysk netto i rozwodniony zysk netto na jedną akcję, przypisany zwykłym akcjonariuszom jednostki dominującej w zł | 0,32 | 0,26 |

Skrócone skonsolidowane sprawozdanie z przepływów pieniężnych (mln zł)

| | I półrocze 2015 | I półrocze 2014 |
|--|-----------------|-----------------|
| Przepływy pieniężne netto z działalności operacyjnej | 4 629 | 3 703 |
| Przepływy pieniężne netto z działalności inwestycyjnej | (1 510) | (1 239) |
| Przepływy pieniężne netto z działalności finansowej | (639) | (1 634) |
| Zmiana stanu środków pieniężnych netto | 2 480 | 830 |
| Środki pieniężne i ich ekwiwalenty na początku okresu | 2 956 | 2 826 |
| Środki pieniężne i ich ekwiwalenty na koniec okresu | 5 436 | 3 656 |

Sprawozdanie Zarządu z działalności Grupy Kapitałowej PGNiG i PGNiG S.A.
za I półrocze 2015 roku

Wskaźniki finansowe

Rentowność

| | I półrocze 2015 | 2014 |
|---|-----------------|-------|
| EBIT w mln zł zysk operacyjny | 2 609 | 2 169 |
| EBITDA w mln zł zysk operacyjny + amortyzacja | 3 996 | 3 467 |
| ROE zysk netto* do stanu kapitałów własnych na koniec okresu** | 6,0% | 5,0% |
| RENTOWNOŚĆ SPRZEDAŻY NETTO zysk netto* odniesiony do przychodów ze sprzedaży | 9,1% | 9,3% |
| ROA zysk netto* w relacji do stanu aktywów na koniec okresu | 3,8% | 3,1% |

* zysk netto za rok obrotowy przypisany akcjonariuszom jednostki dominującej

** kapitał własny przypisany akcjonariuszom jednostki dominującej

Płynność

| | 30 czerwca 2015 | 31 grudnia 2014 |
|--|-----------------|-----------------|
| WSKAŹNIK BIEŻĄCEJ PŁYNNOŚCI aktywa obrotowe do zobowiązań krótkoterminowych (bez zobowiązań z tytułu świadczeń pracowniczych, rezerw i przychodów przyszłych okresów) | 2,5 | 2,2 |
| WSKAŹNIK SZYBKIEJ BIEŻĄCEJ PŁYNNOŚCI aktywa obrotowe minus zapasy do zobowiązań krótkoterminowych (bez zobowiązań z tytułu świadczeń pracowniczych, rezerw i przychodów przyszłych okresów) | 1,9 | 1,6 |

Zadłużenie

| | 30 czerwca 2015 | 31 grudnia 2014 |
|--|-----------------|-----------------|
| WSKAŹNIK OBCIĄŻENIA FIRMY ZOBOWIĄZANAMI OGÓŁEM suma zobowiązań w relacji do sumy pasywów | 35,9% | 38,3% |
| WSKAŹNIK OBCIĄŻENIA KAPITAŁU WŁASNEGO ZOBOWIĄZANAMI OGÓŁEM suma zobowiązań do kapitału własnego* | 55,9% | 62,2% |

* kapitał własny przypisany akcjonariuszom jednostki dominującej

W I półroczu 2015 roku przychody ze sprzedaży Grupy Kapitałowej PGNiG wyniosły 20.390 mln zł i były wyższe o 4.009 mln zł (24%) niż w roku ubiegłym. Przy wzroście kosztów operacyjnych o 3.569 mln zł (25%) pozwoliło to Grupie na uzyskanie w I półroczu 2015 roku skonsolidowanego wyniku na działalności operacyjnej na poziomie 2.609 mln zł. Oznacza to wzrost o 440 mln zł (20%) w porównaniu do analogicznego okresu roku 2014.

Poszukiwanie i wydobywanie

Wynik operacyjny segmentu poszukiwanie i wydobywanie wyniósł 847 mln zł i był niższy o 469 mln zł (36%) niż w analogicznym okresie 2014 roku. Na poziomie EBITDA wypracowano wynik w wysokości 1.542 mln zł, który jest niższy od wyniku roku poprzedniego o 399 mln zł (21%).

W relacji do I półrocza 2014 roku przychody ze sprzedaży segmentu spadły o 893 mln zł (26%) do poziomu 2.533 mln zł pomimo wyższego o 9% wolumenu sprzedaży ropy naftowej (głównie ze złóż w Norwegii, gdzie wzrost sprzedaży wyniósł ok. 30%). Spadek przychodów w segmencie jest

skutkiem spadku cen ropy naftowej (średnia cena ropy Brent wyrażona w złotych była w I półroczu 2015 roku niższa o ok. 35% od wartości z analogicznego okresu roku poprzedniego). Koszty operacyjne segmentu spadły o 424 mln zł (20%) w efekcie niższego salda odpisów aktualizujących aktywa segmentu, które w I półroczu 2015 roku obciążały wynik segmentu kwotą 341 mln zł (w porównaniu do 541 mln zł w analogicznym okresie roku poprzedniego).

Na wynik segmentu wpłynęło również rozwiązanie rezerw na koszty likwidacji odwiertów. Zmiana stanu rezerw z tego tytułu zwiększyła wynik operacyjny segmentu o 139 mln zł w porównaniu z ujemnym wpływem na wynik w wysokości 21 mln zł w analogicznym okresie roku poprzedniego. Rezerwy na likwidację odwiertów zostały rozwiązane wskutek niższego średniego kosztu likwidacji oraz wyższej stopy dyskonta.

Obrót i magazynowanie

Wzrost efektywności nastąpił w segmencie obrót i magazynowanie, gdzie w I półroczu 2015 roku wynik operacyjny osiągnął poziom 741 mln zł i był wyższy o 661 mln zł w relacji do I półrocza roku poprzedniego. Na wyniki segmentu w I półroczu bieżącego roku wpływ miała przede wszystkim cena i struktura pozyskania paliwa gazowego.

W relacji do analogicznego okresu roku poprzedniego przychody ze sprzedaży wzrosły o 4.518 mln zł (34%), na co wpływ miał głównie wzrost przychodów z tytułu sprzedaży paliwa gazowego na Towarowej Giełdzie Energii (TGE). W I półroczu 2015 roku sprzedaż PGNiG S.A. na TGE wyniosła 4,4 mld m³, w stosunku do 0,2 mld m³ w roku poprzednim. Koszty operacyjne segmentu wzrosły o 3.857 mln zł (29%) w efekcie wzrostu kosztów operacyjnych z tytułu zakupu paliwa gazowego na TGE przez PGNiG Obrót Detaliczny Sp. z o.o. Sprzedaż na TGE realizowana przez PGNiG S.A. oraz zakupy dokonywane na TGE przez spółkę PGNiG Obrót Detaliczny Sp. z o.o., która rozpoczęła działalność operacyjną 1 sierpnia 2014 roku, nie podlegają eliminacji w sprawozdaniu skonsolidowanym.

Na wyniki segmentu wpływ miały także zmiany w strukturze pozyskania paliwa gazowego importowanego oraz jego cena (wolumen paliwa gazowego sprzedanego klientom zewnętrznym oraz import paliwa gazowego pozostały na porównywalnym poziomie do analogicznego okresu roku poprzedniego). Zmiany w strukturze pozyskania importowanego przez PGNiG S.A. paliwa gazowego w relacji do analogicznego okresu roku poprzedniego były następujące:

- zwiększenie udziału importu z kierunków innych niż kierunek wschodni do 1 mld m³ (wzrost o 73%); na tę część importowanego przez PGNiG S.A. paliwa gazowego składa się głównie paliwo gazowe sprowadzone z kierunku zachodniego, którego cena na giełdach zachodnioeuropejskich wyrażona w złotych spadła w I półroczu 2015 roku w stosunku do analogicznego okresu roku poprzedniego o około 3%
- zmniejszenie udziału importu paliwa gazowego z kierunku wschodniego do 4,1 mld m³ (spadek o 11%); na cenę paliwa gazowego sprowadzanego z kierunku wschodniego wpływ miała zarówno wysokość dziewięciomiesięcznej średniej ceny ropy naftowej, która wyrażona w złotych zmniejszyła się o 13,2%, jak i cena gazu na rynkach zachodnioeuropejskich, która zmniejszyła się w stosunku do analogicznego okresu roku poprzedniego o około 3%.

Oprócz opisanych powyżej czynników na wzrost wyniku operacyjnego w segmencie wpływ miało również rozwiązanie odpisów na zapasy (w głównej mierze na zapasy gazu). Zmiana salda odpisów wpłynęła na wzrost wyniku operacyjnego segmentu o 189 mln zł.

Stan zapasów gazu w podziemnych magazynach gazu na 30 czerwca 2015 roku wyniósł około 1,8 mld m³ i był o 12% niższy niż w analogicznym okresie roku poprzedniego.

Dystrybucja

Wynik operacyjny segmentu dystrybucja wyniósł 779 mln zł i był wyższy o 14% w stosunku do analogicznego okresu roku poprzedniego. Natomiast wynik operacyjny powiększony o amortyzację wyniósł 1.218 mln zł i był wyższy o 105 mln zł niż rok wcześniej. Na poprawę wyniku wpłynęły między innymi wyższe o 178 mln zł przychody ze sprzedaży. Wzrost przychodów ze sprzedaży nastąpił przede wszystkim w rezultacie zmiany taryfy na dystrybucję paliwa gazowego. W stosunku do poprzednio obowiązującej taryfy średnie stawki opłat za usługę dystrybucji wzrosły o 3%. Koszty operacyjne segmentu nieznacznie wzrosły (5%). Wynika to głównie z zawiązania w pierwszym kwartale 2015 roku rezerwy na koszty racjonalizacji zatrudnienia, która została wykorzystana w II kwartale 2015 roku. Obciążenie wyniku z tego tytułu wyniosło 96 mln zł.

Wytwarzanie

Wynik operacyjny segmentu za I półrocze 2015 roku wyniósł 251 mln zł i był wyższy o 118 mln zł niż wynik operacyjny w analogicznym okresie roku poprzedniego. Na poziomie EBITDA zrealizowano wynik w wysokości 412 mln zł, co oznacza wzrost o 43% w stosunku do I półrocza roku poprzedniego. Na znaczącą poprawę wyniku wpływ miały następujące czynniki:

- zwiększenie przychodów ze sprzedaży ciepła, spowodowane głównie wzrostem o 6% taryfy na ciepło
- spadek kosztów zakupu węgla, będącego głównym paliwem do produkcji ciepła w tym segmencie (średnia cena surowca w I półroczu 2015 roku była o 7% niższa od średniej ceny w analogicznym okresie roku poprzedniego).

Sprawozdanie Zarządu z działalności Grupy Kapitałowej PGNiG i PGNiG S.A.
za I półrocze 2015 roku

Wyniki operacyjne segmentów

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

| I półrocze 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 przed opodatkowaniem | | | | | | | 2 551 |
| Podatek dochodowy | | | | | | | (686) |
| Zysk netto | | | | | | | 1 865 |

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

| I półrocze 2014 roku | Poszukiwanie i wydobywanie | Obrót i magazynowanie | Dystrybucja | Wytwarzanie | Pozostała działalność | Eliminacje | Razem |
|--|----------------------------|-----------------------|-------------|-------------|-----------------------|------------|----------|
| Sprzedaż na rzecz klientów zewnętrznych | 2 484 | 13 120 | 78 | 608 | 91 | 0 | 16 381 |
| Sprzedaż między segmentami | 942 | 186 | 2 138 | 427 | 59 | (3 752) | 0 |
| Przychody segmentu ogółem | 3 426 | 13 306 | 2 216 | 1 035 | 150 | (3 752) | 16 381 |
| Koszty segmentu | (2 110) | (13 226) | (1 534) | (902) | (204) | 3 764 | (14 212) |
| Zysk/Strata z działalności operacyjnej | 1 316 | 80 | 682 | 133 | (54) | 12 | 2 169 |
| Koszty finansowe netto | | | | | | | (106) |
| Udział w wyniku finansowym jednostek wycenianych metodą praw własności | - | - | - | - | - | - | 0 |
| Zysk przed opodatkowaniem | | | | | | | 2 063 |
| Podatek dochodowy | | | | | | | (543) |
| Zysk netto | | | | | | | 1 520 |

Na wynik finansowy GK PGNiG wpłynął również wynik z działalności finansowej, który wzrósł o 48 mln zł (45%). Poprawa wyniku na działalności finansowej spowodowana została głównie obniżeniem kosztów odsetek w efekcie spadku finansowania zewnętrznego.

Sprawozdanie z sytuacji finansowej

Bilans na dzień 30 czerwca 2015 roku wykazuje po stronie aktywów i pasywów sumę bilansową w wysokości 48.428 mln zł, która jest niższa od wartości według stanu na koniec 2014 roku o 498 mln zł (1%).

Aktywa

Największą pozycję aktywów GK PGNiG stanowią rzeczowe aktywa trwałe, które na dzień 30 czerwca 2015 roku wyniosły 33.088 mln zł i były o 440 mln zł (1%) niższe od stanu na dzień 31 grudnia 2014 roku.

Aktywa z tytułu podatku odroczonego uległy obniżeniu o 382 mln zł (21%), głównie w efekcie realizacji aktywa z tytułu straty podatkowej w spółce zależnej PGNiG Upstream International AS, która rozliczana jest od momentu uruchomienia wydobycia gazu z posiadanych przez spółkę złóż na Norweskim Szelfie Kontynentalnym.

Należności z tytułu dostaw i usług oraz pozostałe należności uległy zmniejszeniu o 1.822 mln zł, osiągając wartość 2.414 mln zł. Spowodowane to zostało spłatą należności z tytułu sprzedaży gazu (sezonowości sprzedaży). Spadek stanu należności wpłynął też na wzrost stanu środków pieniężnych GK PGNiG, który na dzień 30 czerwca 2015 roku wyniósł 5.435 mln zł i był wyższy o 2.477 mln zł od stanu na koniec 2014 roku.

Poziom i struktura majątku obrotowego zapewniała GK PGNiG całkowitą zdolność do bieżącego regulowania zobowiązań. Wskaźnik płynności bieżącej osiągnął wartość 2,5 wobec poziomu 2,2 z końca grudnia 2014 roku, natomiast wskaźnik szybki płynności wzrósł w stosunku do końca ubiegłego roku z poziomu 1,6 do poziomu 1,9.

Kapitał własny i zobowiązania

Podstawowym źródłem finansowania aktywów Grupy Kapitałowej PGNiG jest kapitał własny, którego wartość w porównaniu do końca 2014 roku wzrosła o 887 mln zł (3%). Na zmianę poziomu kapitałów własnych wpływ miał przede wszystkim osiągnięty w bieżącym okresie zysk netto w wysokości 1.865 mln zł i uchwalona do wypłaty dywidenda za rok 2014 w wysokości 1.180 mln zł.

Stan zobowiązań długoterminowych na dzień 30 czerwca 2015 roku wyniósł 11.630 mln zł i był niższy od poziomu z końca grudnia 2014 roku o 754 mln zł. Natomiast stan zobowiązań krótkoterminowych na dzień 30 czerwca 2015 roku wyniósł 5.742 mln zł, co oznacza spadek o 631 mln zł (10%) w relacji do końca roku 2014. Na spadek zobowiązań, zarówno długoterminowych, jak i krótkoterminowych największy wpływ miały następujące czynniki:

- zmniejszenie rezerw na koszty likwidacji odwiertów wydobywczych, które zostały rozwiązane na skutek wyższej stopy dyskonta oraz niższego średniego kosztu likwidacji (w części długoterminowej spadek rezerw wyniósł 259 mln zł, tj. 14%, natomiast w części krótkoterminowej rezerwy spadły o 110 mln zł, tj. 15%)
- spłata kredytów oraz wykup papierów dłużnych, które miały miejsce w I półroczu 2015 roku (w części długoterminowej spadek zobowiązań z tytułu kredytów, pożyczek i papierów dłużnych wyniósł 269 mln zł, tj. 5%, natomiast w części krótkoterminowej pozycja ta spadła o 379 mln zł, tj. 49%).

W związku ze spadkiem finansowania zewnętrznego GK PGNiG zmianie uległy wskaźniki opisujące relacje pomiędzy kapitałami i pozostałymi pozycjami pasywów. Wskaźnik obciążenia kapitałów własnych zobowiązaniami ogółem spadł z poziomu 62,2% z końca 2014 roku do 55,9% na dzień 30 czerwca 2015 roku, natomiast wskaźnik obciążenia Grupy zobowiązaniami ogółem, stanowiący sumę zobowiązań w relacji do sumy pasywów, uległ obniżeniu z poziomu 38,3% do 35,9%.

Transakcje zawarte na innych warunkach niż rynkowe

W I półroczu 2015 roku pomiędzy jednostkami powiązаныmi GK PGNiG nie wystąpiły transakcje zawierane na innych warunkach niż rynkowe.

Gwarancje i poręczenia

W I półroczu 2015 roku jednostka dominująca oraz jej jednostki zależne nie udzieliły poręczeń kredytu, pożyczki oraz gwarancji, których łączna wartość w odniesieniu do jednego podmiotu stanowi równowartość co najmniej 10% kapitałów własnych.

Możliwości zrealizowania publikowanych prognoz wyników

5 lutego 2014 roku PGNiG S.A. opublikowała prognozę finansową odnoszącą się do skonsolidowanych wyników Grupy Kapitałowej PGNiG za 2015 rok. Zgodnie z jej założeniami osiągnięte w 2015 roku przychody GK PGNiG wyniosą około 40,9 mld zł, wynik EBITDA około 5,8 mld zł, a wskaźnik zadłużenia utrzyma się na poziomie nie wyższym niż dwukrotność wyniku EBITDA.

Przeprowadzona analiza osiągniętych w I półroczu 2015 roku wyników, uwzględniająca sezonowość oraz czynniki ryzyka działalności Grupy, nie wskazuje na istotne odchylenia od wcześniejszych założeń, które stanowiłyby zagrożenie zrealizowania powyższej prognozy.

3. Przewidywana sytuacja finansowa

Na wyniki finansowe Grupy Kapitałowej PGNiG w dalszym ciągu oddziaływać będzie duża zmienność cen węgłowodórów i kursów walut oraz ceny sprzedaży gazu ziemnego na rynku regulowanym i giełdach towarowych, a także deregulacja rynku gazu w Polsce. Wpływ powyższych czynników przełoży się głównie na wyniki segmentów poszukiwanie i wydobywanie oraz obrót i magazynowanie.

Notowania cen ropy naftowej, produktów ropopochodnych oraz gazu odgrywają zasadniczą rolę w kształtowaniu pozycji finansowej GK PGNiG. Po spadkach notowań cen ropy Brent do poziomu prawie 40 USD/bbl na początku 2015 roku, a następnie ich ustabilizowaniu na poziomie ok. 60 USD/bbl, oczekiwane są ponowne obniżki cen. Przesłanką do tych obniżek jest przewidywany wzrost eksportu ropy przez Iran (w wyniku podpisanego porozumienia w sprawie programu atomowego) i brak zapowiedzi ograniczenia wydobycia przez kraje zrzeszone w *OPEC (Organization of the Petroleum Exporting Countries)*. Wysoka podaż surowca powinna obniżyć ceny rynkowe, a niska cena ropy naftowej przełoży się na niższe przychody ze sprzedaży tego surowca i mniejszy popyt na usługi sejsmiczne i poszukiwawcze świadczone przez spółki GK PGNiG. Utrzymanie się niskich cen ropy naftowej w perspektywie najbliższych kwartałów może spowodować konieczność dokonania odpisów aktualizujących w zakresie majątku wydobywczego, co pogorszy wyniki realizowane przez segment poszukiwanie i wydobywanie. W przypadku segmentu obrót i magazynowanie utrzymanie się niskich poziomów cen ropy naftowej, z uwagi na powiązanie notowań ropy naftowej z ceną importowanego przez PGNiG S.A. gazu, może korzystnie oddziaływać na koszty pozyskania tego surowca i tym samym na wyniki GK PGNiG w tym segmencie.

Na wyniki finansowe GK PGNiG istotny wpływ ma również sytuacja na rynkach walutowych. Kształtujące się porozumienie na Ukrainie oraz pomiędzy Grecją a jej wierzycielami zmniejsza ryzyko deprecjacji złotego. W przypadku powstania tendencji sprzyjających umacnianiu się krajowej waluty względem walut obcych (głównie względem dolara amerykańskiego), wyniki segmentu obrót i magazynowanie powinny ulec poprawie przez zmniejszenie kosztu importu gazu ziemnego przez PGNiG S.A. Z uwagi na korelację wyników GK PGNiG z kursem złotego względem innych walut, spółki Grupy będą prowadziły politykę zabezpieczeń, dzięki której wpływ tego czynnika na wyniki GK PGNiG będzie optymalizowany.

Kolejnym czynnikiem wpływającym na wyniki finansowe Grupy Kapitałowej PGNiG jest wysokość stawek i opłat przewidzianych w taryfach dla paliw gazowych oraz giełdowe ceny sprzedaży gazu. W roku 2015 wystąpiły już dwie obniżki taryfy, które niekorzystnie wpływają na wynik segmentu obrót i magazynowanie. W przypadku utrzymania się tendencji do obniżek stawek taryfy, uzyskiwane marże na sprzedaży gazu mogą ulec zmniejszeniu.

Pogłębiająca się liberalizacja rynku gazu w Polsce i związana z nią m.in. dywersyfikacja dostaw u największych klientów GK PGNiG może przyczynić się do konieczności eksportu nadwyżek gazu po cenach niepokrywających faktycznego kosztu jego pozyskania w kontraktach długoterminowych. Spółki segmentu obrót i magazynowanie dążąc do zachowania wolumenu sprzedaży gazu do dotychczasowych klientów realizują programy rabatowe, które wpływają na obniżenie rentowności sprzedaży tego segmentu. Równolegle w GK PGNiG zostały uruchomione projekty poprawiające efektywność Grupy przy jednoczesnej redukcji kosztów jej funkcjonowania. Działania te skierowane na rynek oraz do wewnątrz organizacji powinny wpłynąć pozytywnie na wyniki GK PGNiG w przyszłości.

W kolejnych kwartałach Grupa Kapitałowa 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, dywersyfikacji źródeł dostaw gazu, działalności związanej z poszukiwaniem i rozpoznawaniem złóż ropy naftowej i gazu ziemnego oraz budowy sektora elektroenergetycznego. W dłuższej perspektywie czasowej w szczególności istotne dla rozwoju działalności GK PGNiG będą ewentualne akwizycje aktywów wydobywczych zlokalizowanych poza granicami Polski.

Członkowie Zarządu

Prezes Zarządu Mariusz Zawisza

.....

Wiceprezes Zarządu Jarosław Bauc

.....

Wiceprezes Zarządu Zbigniew Skrzypkiewicz

.....

Wiceprezes Zarządu Waldemar Wójcik

.....