

Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo S.A.

Sprawozdanie Zarządu z działalności PGNiG S.A. i Grupy Kapitałowej PGNiG

za I półrocze 2017 r.



Definicje

Ilekczo w niniejszym Sprawozdaniu Zarządu z działalności Grupy Kapitałowej PGNiG za I półrocze 2017 r. występują poniższe frazy i w treści sprawozdania nie jest wskazane inaczej, następujące skróty i wyrażenia należy interpretować odpowiednio: „**PGNiG**” lub „**Emitent**” – PGNiG S.A. jako podmiot dominujący grupy kapitałowej; „**GK PGNiG, Grupa**” – Grupa Kapitałowa PGNiG, w skład której wchodzi PGNiG S.A. jako podmiot dominujący oraz spółki zależne; „**PGNiG UN**” – PGNiG Upstream Norway AS; „**POGC Libya**” – Polish Oil and Gas Company – Libya B.V.; „**PSG**” – Polska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o.; „**PST**” – PGNiG Supply & Trading GmbH; „**PGNiG OD**” – PGNiG Obrót Detaliczny Sp. z o.o.; „**GSP**” – Gas Storage Poland Sp. z o.o.; „**PGNiG TERMIKA**” – PGNiG TERMIKA S.A.; „**PGNiG Technologie**” – PGNiG Technologie Sp. z o.o.; „**GEOFIZYKA Kraków**” – GEOFIZYKA Kraków Sp. z o.o. w likwidacji; „**GEOFIZYKA Toruń**” – GEOFIZYKA Toruń Sp. z o.o.; „**GEOVITA**” – GEOVITA S.A.; „**Gazoprojekt**” – Biuro Studiów i Projektów Gazownictwa Gazoprojekt S.A.; „**EXALO**” – EXALO Drilling S.A.; „**PEC**” – Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej S.A. w Jastrzębiu Zdroju; „**PGNiG TERMIKA EP**” – PGNiG TERMIKA Energetyka Przemysłowa S.A.; „**CLPB**” – Oddział Centralne Laboratorium Pomiarowo-Badawcze PGNiG S.A.; „**PGG**” – Polska Grupa Górnicza Sp. z o.o.; „**ECSW**” – Elektrociepłownia Stalowa Wola S.A.; „**URE**” – Urząd Regulacji Energetyki; „**TTF**” – Title Transfer Facility; „**TGE**” – Towarowa Giełda Energii S.A.; „**PMG**” – podziemny magazyn gazu; „**KPMG**” – kawernowy podziemny magazyn gazu; „**EC**” – elektrociepłownia; „**C**” – ciepłownia; „**IM**” – instalacje magazynowe; „**GIM**” – Grupa Instalacji Magazynowych; „**NZW**” – Nadzwyczajne Zgromadzenie Wspólników; „**ZW**” – Zgromadzenie Wspólników; „**ZWZ**” – Zwyczajne Walne Zgromadzenie; „**WZ**” – Walne Zgromadzenie; „**NWZ**” – Nadzwyczajne Walne Zgromadzenie; „**KRS**” – Krajowy Rejestr Sądowy; W zakresie stosowanych jednostek: kwoty wyrażone złotych oznaczone są skrótem „**zł**” lub „**PLN**”; kwoty wyrażone euro oznaczone są skrótem „**euro**” lub „**EUR**”; kwoty wyrażone dolarach amerykańskich oznaczone są skrótem „**dolar**” lub „**USD**”; kwoty wyrażone w koronie norweskiej oznaczone są skrótem „**NOK**”; kwoty wyrażone w koronie szwedzkiej oznaczone są skrótem „**SEK**”; ekwiwalent baryłki ropy naftowej oznaczony jest skrótem „**boe**”.

Przeliczniki

| Przeliczniki | 1 mld m ³ gazu ziemnego | 1 mln t ropy naftowej | 1 mln t LNG | 1 PJ | 1 mln boe | 1 TWh |
|------------------------------------|------------------------------------|-----------------------|-------------|------|-----------|-------|
| 1 mld m ³ gazu ziemnego | 1 | 0,90 | 0,73 | 38 | 6,45 | 10,97 |
| 1 mln t ropy naftowej | 1,113 | 1 | 0,81 | 42,7 | 7,33 | 11,65 |
| 1 mln t LNG | 1,38 | 1,23 | 1 | 55 | 8,68 | 14,34 |
| 1 PJ | 0,026 | 0,23 | 0,019 | 1 | 0,17 | 0,28 |
| 1 mln boe | 0,16 | 0,14 | 0,12 | 6,04 | 1 | 1,70 |
| 1 TWh | 0,091 | 0,086 | 0,07 | 3,6 | 0,59 | 1 |

SPIS TREŚCI

| | |
|---|-----------|
| Definicje | 2 |
| Przeliczniki | 2 |
| 1. Grupa Kapitałowa PGNiG w I półroczu 2017 roku..... | 4 |
| 1.1. Kluczowe wskaźniki finansowe i operacyjne | 4 |
| 1.2. Kalendarz wydarzeń | 5 |
| 1.3. Zdarzenia po zakończeniu okresu sprawozdawczego | 5 |
| 1.4. Spółki Grupy Kapitałowej PGNiG | 6 |
| 2. Strategia Grupy Kapitałowej PGNiG | 7 |
| 2.1. Misja, Wizja, Cel nadrzędny | 7 |
| 2.2. Wyzwania | 7 |
| 2.3. Strategia GK PGNiG | 8 |
| 2.4. Ryzyko | 9 |
| 2.5. Badania i Rozwój | 9 |
| 3. Otoczenie regulacyjne i rynkowe | 10 |
| 3.1. Otoczenie regulacyjne | 10 |
| 3.2. Ceny paliw i kursy walut..... | 12 |
| 4. Wyniki finansowe w I półroczu 2017 r..... | 17 |
| 4.1. Dane finansowe jednostki dominującej | 17 |
| 4.2. Skonsolidowane dane finansowe GK PGNiG | 18 |
| 4.3. Zmiana prezentacji segmentów Grupy Kapitałowej PGNiG | 20 |
| 4.4. Przewidywana sytuacja finansowa..... | 21 |
| 5. Wyniki działalności segmentów GK PGNiG | 22 |
| 5.1. Segment Poszukiwanie i wydobycie | 22 |
| 5.2. Segment Obrót i magazynowanie | 26 |
| 5.3. Segment Dystrybucja | 34 |
| 5.4. Segment Wytwarzanie | 36 |
| 5.5. Pozostałe segmenty..... | 39 |
| 6. Informacje uzupełniające dotyczące Grupy Kapitałowej PGNiG..... | 39 |
| 6.1. Organizacja Grupy Kapitałowej PGNiG | 39 |
| 6.2. Pozostałe powiązania organizacyjne lub kapitałowe | 41 |
| 6.3. Władze spółki | 42 |
| 6.4. Postępowania sądowe | 43 |
| 7. Akcjonariat oraz PGNiG na GPW | 45 |
| 7.1. Struktura akcjonariatu | 45 |
| 7.2. Dywidenda | 45 |

1. Grupa Kapitałowa PGNiG w I półroczu 2017 roku

1.1. Kluczowe wskaźniki finansowe i operacyjne

18,8 mld zł
 przychody ze sprzedaży

4,2 mld zł
 EBITDA

2,8 mld zł
 EBIT

2,1 mld zł
 zysk netto

45,1 mld zł
 suma bilansowa

4.
 największa spółka na GPW

36,5 mld zł
 kapitalizacja rynkowa

24,9 tys.
 liczba pracowników

6,4%
 ROE

4,7%
 ROA

8,4
 EV/EBITDA

17,4
 P/E

1,1
 P/BV

24,1 mln zł
 średnia dzienna wartość obrotów



0,6 mln ton
 wydobycie ropy naftowej,
 kondensatu i NGL

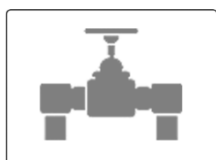
2,2 mld m³
 wydobycie gazu ziemnego

14,5 mld m³
 wolumen sprzedaży gazu

3,0 mld m³
 pojemności magazynów

4,8 mld m³
 wolumen sprzedaży gazu
 na TGE

6,6 mld m³
 wolumen importu gazu



6,4 mld m³
 wolumen dystrybucji gazu

132 tys. km
 długość gazowej sieci
 dystrybucyjnej bez
 przyłączy

24,4 PJ
 produkcja ciepła

2,2 TWh
 produkcja energii
 elektrycznej

1.2. Kalendarz wydarzeń

Styczeń 2017

- Przyjęcie 20 stycznia oferty złożonej przez zarząd Polimex Mostostal S.A. objęcia przez PGNiG Technologie w trybie subskrypcji prywatnej 37 500 000 akcji zwykłych na okaziciela serii T o wartości nominalnej 2 zł każda, emitowanych po cenie emisyjnej wynoszącej 2 zł za jedną akcję i za łączną cenę emisyjną 75 000 000 zł oraz wykonanie umowy zawartej z SPV Operator sp. z o.o., w związku ze ziszczeniem się warunków zawieszających zastrzeżonych w umowie inwestycyjnej z dnia 18 stycznia 2017 r., nabycia 1 500 000 akcji Polimex od SPV Operator w ramach pozasesyjnych transakcji pakietowych. > [Więcej informacji – pkt 6.2](#)
- Podpisanie 27 stycznia przez PGNiG Termika, wraz z PGE Polska Grupa Energetyczna S.A., ENEA S.A. oraz Energa S.A. porozumienia (ang. Memorandum of Understanding) z EDF dotyczącego prowadzenia negocjacji w sprawie zakupu aktywów EDF w Polsce oraz badania due diligence w tym zakresie. W marcu 2017 r. PGNiG odstąpiło od procesu negocjacji.

Luty 2017

- Terminowa spłata w dniu 13 lutego przez PGNiG pożyczki udzielonej przez PGNiG Finance AB w wysokości 500 mln EUR wraz z należnymi odsetkami. W dniu 14 lutego 2017 r. PGNiG Finance AB wykupiła euroobligacje o wartości nominalnej 500 mln EUR wraz z należnymi odsetkami oraz kodzie ISIN XS0746259323.

Marzec 2017

- Postanowienie w dniu 2 marca przez Sąd Rejonowy dla m. st. Warszawy w Warszawie, XII Wydział Gospodarczy Krajowego Rejestru Sądowego o umorzeniu akcji i rejestracji obniżenia kapitału zakładowego PGNiG oraz o rejestracji zmian Statutu PGNiG przyjętych uchwałami NWZ PGNiG z dnia 24 listopada 2016 r. > [Więcej informacji – pkt 7.1](#)
- Odwołanie ze składu Zarządu Pana Waldemara Wójcika w dniu 6 marca przez Radę Nadzorczą PGNiG i powołanie w skład Zarządu Pani Magdaleny Zegarskiej, kandydata wybranego w głosowaniu pracowników PGNiG.
- Ogłoszenie w dniu 13 marca nowej „Strategii GK PGNiG na lata 2017-2022 z perspektywą do 2026 r.”, której celem nadrzędnym jest wzrost wartości GK PGNiG oraz zapewnienie stabilności finansowej w oparciu o zrównoważony rozwój. > [Więcej informacji – pkt 2](#)
- Zawarcie w dniu 14 marca umowy dodatkowej do obowiązującej umowy długoterminowej z Qatargas, na mocy której Qatargas dostarczy dodatkową ilość LNG. Całkowity wolumen w ramach umów długoterminowych z Qatargas wzrośnie do 2,17 mln ton LNG rocznie (ok. 2,9 mld m³ gazu) w latach 2018-2020, i 2 mln ton LNG na rok (ok. 2,7 mld m³ gazu) w późniejszym okresie obowiązywania umów.
- Odstąpienie w dniu 15 marca 2017 PGNiG TERMIKA od procesu negocjacji w sprawie zakupu aktywów EDF w Polsce.
- Zgoda Zarządu z dnia 29 marca na objęcie przez PGNiG TERMIKA dodatkowych udziałów w kapitale spółki Polska Grupa Górnicza Sp. z o.o. o łącznej wartości nominalnej 300 milionów złotych. W dniu 31 marca 2017 r. PGNiG TERMIKA zawarła umowę inwestycyjną określającą warunki inwestycji finansowej. > [Więcej informacji – pkt 5.4.6](#)

Kwiecień 2017

- Opublikowanie w dniu 20 kwietnia 2017 r. przez agencję Fitch Ratings przyznanego PGNiG długoterminowego ratingu w walucie krajowej i walucie obcej na poziomie BBB- ze stabilną perspektywą oraz nadanego ratingu niezabezpieczonego zadłużenia w walucie obcej na tym samym poziomie. Ponadto agencja Fitch przyznała również Spółce długoterminowy rating krajowy A ze stabilną perspektywą.
- Przyjęcie Strategii Zrównoważonego Rozwoju GK PGNiG na lata 2017-2022

Maj 2017

- Agencja ratingowa Moody's utrzymała rating PGNiG na poziomie Baa3 z perspektywą stabilną.
- Rezygnacja Pana Ryszarda Wąsowicza z funkcji Członka Rady Nadzorczej PGNiG z dniem 30 maja.

Czerwiec 2017

- Rekomendacja Zarządu PGNiG z dnia 1 czerwca w sprawie dywidendy z zysku za 2016 rok w wysokości 0,20 zł/akcję.
- Zawarcie Kontraktów Indywidualnych z Grupą Azoty w dniu 21 czerwca do umowy ramowej sprzedaży paliwa gazowego z dnia 13 kwietnia 2016 r.
- Uchwalenie w dniu 28 czerwca przez ZWZ PGNiG uchwał dotyczących m.in. wysokości wypłaty dywidendy z zysku za 2016 rok zgodnie z rekomendacją Zarządu, zmian statutu PGNiG oraz zmian w składzie Rady Nadzorczej PGNiG. > [Więcej informacji – pkt 7.2](#)
- Uruchomienie w dniu 30 czerwca eksploatacji złoża „Gina Krog”, w którym PGNiG UN dysponuje 8% udziałów w koncesji.

1.3. Zdarzenia po zakończeniu okresu sprawozdawczego

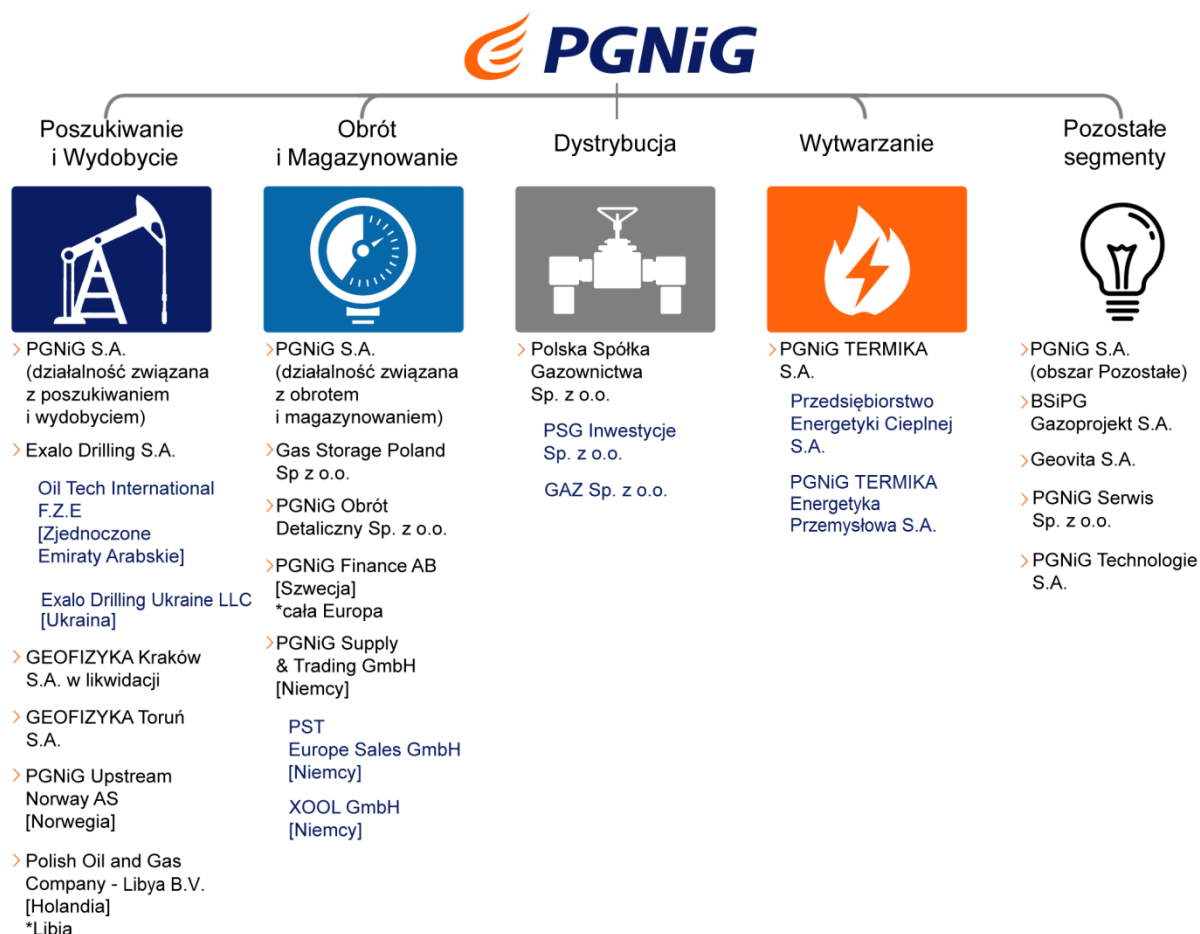
Lipiec 2017

- PGNiG złożyło wnioski w pierwszej fazie procedury rezerwacji mocy przesyłowych w gazociągach, które połączą złoża na Norweskim Szelfie Kontynentalnym przez Danię z Polską. Procedura rezerwacji mocy przesyłowych ogłoszona została przez operatorów gazociągów przesyłowych w Polsce i w Danii. Zgodnie z deklaracjami operatorów gazociągów, połączenie (w tym gazociąg z Danii do Polski) umożliwi dostawy do Polski około 10 mld m³ gazu ziemnego rocznie, a przesył gazu tym połączeniem będzie możliwy pod koniec 2022 r.
- PGNiG oraz KGHM Polska Miedź SA zawarły 27 lipca 2017 r. nową umowę na sprzedaż paliwa gazowego. Na podstawie podpisanych umowy ramowej i kontraktów indywidualnych PGNiG będzie dostarczać gaz ziemny zaazotowany do 2033 r.

1.4. Spółki Grupy Kapitałowej PGNiG

Na dzień 30 czerwca 2017 r. konsolidowane były spółki: PGNiG jako podmiot dominujący oraz 23 spółki zależne.

Wykaz spółek GK PGNiG podlegających konsolidacji



Nazwa spółki – spółka pośrednio zależna od PGNiG
 [nazwa kraju] - Kraj rejestracji jednostki (inny niż Polska)
 * Główne miejsce prowadzenia działalności (inne niż kraj rejestracji)

2. Strategia Grupy Kapitałowej PGNiG

2.1. Misja, Wizja, Cel nadrzędny

Misja: Jesteśmy zaufanym dostawcą energii dla domu i biznesu.

Wizja: Odpowiedzialnie i efektywnie dostarczamy innowacyjne rozwiązania energetyczne.

Cel nadrzędny: Wzrost wartości GK PGNiG oraz zapewnienie stabilności finansowej.

2.2. Wyzwania

Działalność GK PGNiG jest silnie związana z działaniem czynników zewnętrznych. Główne wyzwania, przed którymi stoi GK PGNiG to:

- zmiany na światowych rynkach paliwowo-energetycznych, w szczególności **spadek cen ropy naftowej i gazu ziemnego** oraz dynamiczny **rozwój rynku LNG**;

Zmianom na krajowym rynku gazu towarzyszył gwałtowny spadek cen gazu na rynkach europejskich, a ponadto od kilku lat słabnie korelacja rynkowych cen gazu i cen produktów ropopochodnych. Ponad 40% spadki rynkowych cen gazu w dostawach spotowych w Niemczech oraz na innych rynkach europejskich gwałtownie zwiększyły atrakcyjność cenową importu do Polski w stosunku do taryfy PGNiG.

Istotne implikacje dla GK PGNiG spowodowały również spadki cen ropy naftowej, tj.: z jednej strony odnotowano niższy koszt pozyskania gazu w ramach kontraktów długoterminowych, co zwiększyło atrakcyjność importu, ale z drugiej strony niższą ekonomikę zagranicznych projektów upstream z większym udziałem ropy w strukturze zasobów, a w konsekwencji niższą wycenę zagranicznego segmentu Poszukiwanie i Wydobywanie.

Ponadto, w ostatnich latach następuje intensywny rozwój infrastruktury LNG na globalnym rynku, w związku z realizacją projektów inwestycyjnych, zarówno służących zwiększeniu mocy eksportowych (terminale skraplające), w szczególności w Ameryce Północnej i Australii, jak i importowych (terminale regazyfikacyjne), w szczególności w Europie. Prowadzi to również do światowej nadpodaży LNG i w konsekwencji do spadku cen LNG oraz ich konwergencji na rynku globalnym.

Uczestnictwo PGNiG w globalnym rynku LNG umożliwi wykorzystanie sprzyjających warunków cenowych oraz pozwoli na uzupełnienie dostaw gazu do Polski. W obliczu rosnącej podaży wzrasta także znaczenie handlu LNG na bazie spot oraz krótko- i średnioterminowej, m.in. z powodu odstępowania od klauzuli destynacji w ramach kontraktów, wzrostu liczby uczestników rynku, a także większą dostępnością światowej floty LNG.

- **pogłębienie liberalizacji**

W wyniku wprowadzenia tzw. „obliga giełdowego”, PGNiG jest zobowiązane sprzedawać gaz ziemny wysokometanowy na giełdach towarowych lub innym rynku regulowanym. Proces liberalizacji rynku połączony z tym wymogiem niesie ryzyko utraty istotnej części klientów i ograniczenia przychodów z segmentu magazynowania.

Ponadto, PGNiG stanęło w obliczu konieczności liberalizacji umów z klientami w zakresie wielkości mocy umownej i ilości paliwa na dany rok gazowy oraz procedury zmiany sprzedawcy.

- **konieczność zmiany struktury portfela zakupu gazu z importu**

Portfel pozyskania gazu GK PGNiG zakładał pokrycie całego popytu na gaz w Polsce. Biorąc pod uwagę ryzyko utraty części rynku oraz niewystarczające zdywersyfikowanie dostaw istniało ryzyko niezbilansowania portfela. Obecny portfel pozyskania gazu GK PGNiG składa się w istotnej części z kontraktów, w których cena w części opiera się o notowania produktów ropopochodnych (kontrakt jamalski i katarski), a zróżnicowanie formuł cenowych PGNiG oraz jego konkurentów niesie za sobą ryzyko presji cenowej.

W związku z tym szczególnym obszarem aktywności GK PGNiG stało się zbadanie możliwości dywersyfikacji źródeł dostaw gazu ziemnego oraz analiza wspierających ją inwestycji. Zbliżająca się perspektywa wygaśnięcia kontraktu jamalskiego skutkuje koniecznością budowania elastycznej struktury pozyskania gazu ziemnego do Polski po 2022 r.

- **zmiany polityk i regulacji prawnych**

Otoczenie regulacyjne, w którym działa PGNiG ulega istotnym zmianom, w szczególności w obszarach opodatkowania wydobywania węglowodorów, realizowania oblige giełdowego oraz niepewności dotyczącej modelu wsparcia kogeneracji gazowej, co w efekcie może wpłynąć na obniżenie przychodów z segmentów działalności GK PGNiG.

2.3. Strategia GK PGNiG

Dnia 13 marca 2017 r. Rada Nadzorcza PGNiG przyjęła nową „Strategię GK PGNiG na lata 2017-2022 z perspektywą do 2026 r.”

Opracowanie nowej Strategii było podyktowane szeregiem zmian w otoczeniu zewnętrznym i wewnętrznym GK PGNiG. Wśród uwarunkowań zewnętrznych najistotniejsze to zmiany w otoczeniu makroekonomicznym (m.in. spadek cen ropy i gazu ziemnego) oraz pozostałe zmiany rynkowe, w tym istotne przyspieszenie rozwoju konkurencji na rynku gazu ziemnego w Polsce, potrzeba dywersyfikacji kierunków dostaw gazu z importu po 2022 r. (tj. wygaśnięciu kontraktu jamalskiego), jak też zmiana uwarunkowań regulacyjnych (stopniowe znoszenie taryf, brak przewidywalności wsparcia energetyki po 2018 r.). W wyniku przeprowadzonych prac analitycznych zaktualizowano kluczowe założenia makroekonomiczne będące podstawą opracowania założeń strategicznych, w tym dotyczące cen gazu ziemnego, ropy naftowej i energii elektrycznej. Opracowano również nowe cele strategiczne i wynikające z nich ambicje strategiczne Grupy do 2022 r.

Z punktu widzenia uwarunkowań wewnętrznych, istotną zmianą towarzyszącą przyjęciu Strategii jest zastosowanie nowego podejścia do zarządzania strategicznego w GK PGNiG - wdrożenie metodyki zrównoważonego zarządzania strategicznego, tzw. *Balanced Scorecard*, której wykorzystanie pozwoli na zrównoważenie celów finansowych, operacyjnych i rozwojowych Spółki w oparciu o 4 kluczowe perspektywy: finanse, klienci, procesy oraz zasoby i rozwój.

Efektom zastosowanego podejścia jest również zmiana sposobu definiowania podstawowych założeń strategicznych, który polega na wyznaczeniu celów i aspiracji na poziomie całej GK PGNiG, a następnie ich skaskadowaniu na kluczowe obszary działalności Grupy.

Założenia nowej Strategii na poziomie GK PGNiG

Strategia definiuje nowy cel nadrzędny dla Grupy, jakim jest „Wzrost wartości GK PGNiG oraz zapewnienie stabilności finansowej”. Jego realizacja będzie polegała na zrównoważonym rozwoju Grupy poprzez inwestowanie w obszary działalności cechujące się relatywnie wysoką stopą zwrotu, ale obciążone odpowiednio wyższym ryzykiem (ok. 45% łącznych planowanych nakładów przeznaczonych zostanie na obszar *upstream*), przy jednoczesnym inwestowaniu w obszary regulowane cechujące się znacznym bezpieczeństwem inwestycyjnym (ok. 42% łącznych nakładów alokowanych będzie w obszar dystrybucji gazu oraz elektroenergetyki i ciepłownictwa). Dodatkowo w Strategii zarezerwowano ok. 4 mld zł na inne projekty rozwojowe przede wszystkim w obszarach: dystrybucji, obrotu, elektroenergetyki i ciepłownictwa.

Założono, że na realizację polityki inwestycyjnej zostanie przeznaczonych łącznie ponad 34 mld zł w latach 2017-2022. Program inwestycyjny umożliwi wygenerowanie skumulowanego wyniku EBITDA Grupy na poziomie ok. 33,7 mld zł w latach 2017-2022 i perspektywiczny wzrost wyniku EBITDA Grupy do średniorocznego poziomu ok. 9,2 mld zł w latach 2023-2026. Jednocześnie, poziom zadłużenia netto w relacji do wyniku EBITDA powinien pozostać w całym okresie objętym Strategią na poziomie poniżej 2,0, przy utrzymaniu dotychczasowej polityki dywidendowej zakładającej wypłatę do 50% skonsolidowanego zysku netto Grupy.

Nowa Strategia określa 7 strategicznych obszarów działalności Grupy oraz definiuje dla nich cele i aspiracje na lata 2017-2022, które obejmują:

1. w obszarze poszukiwanie i wydobywanie – zwiększenie bazy udokumentowanych zasobów o ok. 35%, zwiększenie poziomu wydobywania węglowodorów o ok. 41%, istotne obniżenie jednostkowych kosztów poszukiwań i rozpoznania złóż, a także utrzymanie jednostkowych kosztów zagospodarowania złóż i wydobywania węglowodorów;
2. w obszarze obrotu hurtowego – budowę zdywersyfikowanego i konkurencyjnego portfela dostaw gazu ziemnego po 2022 r. oraz zwiększenie łącznego wolumenu sprzedaży gazu ziemnego o ok. 7%;
3. w obszarze obrotu detalicznego – maksymalizację marży w obrocie detalicznym, przy utrzymaniu łącznego wolumenu sprzedaży gazu ziemnego na rynku detalicznym na poziomie ok. 67-69 TWh rocznie;
4. w obszarze magazynowania – zabezpieczenie docelowych dostępnych pojemności magazynowych dostosowanych do popytu oraz poprawa efektywności obszaru magazynowania;
5. w obszarze dystrybucji – budowę łącznie ponad 300 tys. nowych przyłączy gazowych oraz zwiększenie wolumenu dystrybucji gazu o ok. 16%;
6. w obszarze energetyki i ciepłownictwa – zwiększenie wolumenu sprzedaży ciepła i energii elektrycznej o ok. 20%;
7. w obszarze centrum korporacyjnego – zwiększenie zaangażowania oraz efektywności w realizacji projektów badawczo-rozwojowych oraz innowacyjnych (łącznie planowane wydatki na ten obszar przewidziano na poziomie ok. 680 mln zł), poprawę efektywności operacyjnej GK PGNiG oraz budowa wizerunku Grupy.

Cele strategiczne w poszczególnych obszarach oraz podsumowanie ich realizacji w I półroczu zostały szczegółowo opisane w punktach 5.1-5.4.

2.4. Ryzyko

W I półroczu 2017 nie nastąpiły istotne zmiany w charakterze, sile oddziaływania i prawdopodobieństwa wystąpienia ryzyk w działalności GK PGNiG. Szczegółowy opis ryzyka w poszczególnych segmentach działalności został zamieszczony w pkt. 8 Sprawozdania Zarządu z działalności PGNiG S.A. i Grupy Kapitałowej PGNiG za rok 2016.

2.5. Badania i Rozwój

W dniu 30 stycznia 2017 r. odbyła się inauguracja i pierwsze posiedzenie robocze Naukowej Grupy Doradczej (NGD) II kadencji. Przedstawiono aktualne działania Departamentu Badań i Rozwoju w GK PGNiG w obszarze B+R, strategiczne zamiary i propozycje prac NGD.

Uruchomiono i zebrano oferty w ramach III edycji Konkursu Młodzi Innowacyjni dla PGNiG, konkurs będzie rozstrzygnięty w II połowie 2017 r. Pozyskano 69 ofert na prace badawczo-rozwojowe z 20 instytucji badawczych w ramach akcji ofertowej.

Zakończono fazę realizacji 10 projektów finansowanych przez Narodowe Centrum Badań i Rozwoju (NCBiR) w ramach programu Blue Gas I. W II półroczu 2017 r. zakłada się uruchomienie największego programu badawczego w historii GK PGNiG – Innowacyjne Gazownictwo (INGA) w formule Wspólnego Przedsięwzięcia z NCBiR. Formuła Wspólnego Przedsięwzięcia z NCBiR jest dedykowanym mechanizmem finansowania prac badawczo-rozwojowych, w ramach którego NCBiR wspólnie z wybranymi partnerami przemysłowymi wspiera realizację tzw. Agendy Badawczej. Agenda Badawcza zawiera najbardziej istotne dla GK PGNiG problemy badawczo-rozwojowe z obszarów: poszukiwania i wydobywania węgłowodorów, magazynowania gazu, sieci gazowych, użytkowania i nowych zastosowań paliw gazowych oraz ochrony środowiska.

3. Otoczenie regulacyjne i rynkowe

3.1. Otoczenie regulacyjne

Za wyjątkiem wymienionych poniżej, w I półroczu 2017 nie nastąpiły istotne zmiany w otoczeniu regulacyjnym GK PGNiG. Szczegółowy opis otoczenia regulacyjnego został zamieszczony w pkt. 4.1 Sprawozdania Zarządu z działalności PGNiG SA i GK PGNiG w 2016 roku.

3.1.1. Krajowe otoczenie regulacyjne

Ustawa – Prawo energetyczne

W I półroczu 2017 r. nie doszło do zmian w ustawie – Prawo energetyczne. W czerwcu 2017 r. został jednak skierowany do Sejmu RP rządowy projekt nowelizacji ustawy o zapasach, której przepisy zmieniają część uregulowań w ustawie – Prawo energetyczne. Projektowane zmiany dotyczą doprecyzowania zasad uzyskiwania koncesji na obrót gazem ziemnym z zagranicą. Zmiany te mają neutralny charakter dla Grupy.

Ustawa o zapasach

W czerwcu 2017 r. został skierowany do Sejmu RP rządowy projekt ustawy, która wprowadza zmiany w systemie bezpieczeństwa dostaw. Projekt ma na celu usunięcie wątpliwości integracyjnych zgłaszanych przez uczestników rynku oraz wprowadza szereg ułatwień o charakterze administracyjnym. Do głównych zmian należą doprecyzowanie zasad świadczenia tzw. usługi biletowej, wprowadzenie przejrzystych i transparentnych zasad uruchamiania zapasów obowiązkowych, w tym rozliczeń z tego tytułu, doprecyzowanie informacji przekazywanych pomiędzy operatorem systemu przesyłowego a operatorem system magazynowania. Dodatkowo, projekt potwierdza, że wielkość zapasów obowiązkowych gazu ziemnego liczona jest od przywozu netto. Projektowane zmiany mają pozytywny charakter dla PGNiG, ponieważ wyjaśniają wątpliwości interpretacyjne dotyczące niektórych przepisów ustawy oraz zmniejszają obciążenia administracyjne.

Ustawa Prawo geologiczne i górnictwo

W dniu 25 maja 2017 r. uchwalona została ustawa o zmianie ustawy – Prawo geologiczne oraz niektórych innych ustaw, która implementuje do polskiego porządku prawnego dyrektywę Parlamentu Europejskiego i Rady 2013/30/UE z dnia 12 czerwca 2013 r. w sprawie bezpieczeństwa działalności związanej ze złożami ropy naftowej i gazu ziemnego na obszarach morskich oraz zmiany dyrektywy 2004/35/WE (Dz. U. UE L 178 z dnia 28 czerwca 2013 r.). Zmiana ma charakter neutralny, ponieważ Grupa nie prowadzi działalności w tym zakresie.

Rozporządzenie dywersyfikacyjne

W dniu 24 kwietnia 2017 r. wydane zostało nowe rozporządzenie Rady Ministrów w sprawie minimalnego poziomu dostaw gazu z zagranicy (Dz. U., poz. 902). Przewidziane w akcie wykonawczym rozwiązania zapewniają możliwość realizacji przez PGNiG długoterminowych kontraktów importowych. Zmiana ma charakter pozytywny.

Rozporządzenie taryfowe

W I półroczu 2017 r. PGNiG obowiązywały następujące taryfy:

- od dnia 1 stycznia 2017 r. do dnia 31 marca 2017 r. – „Taryfa w zakresie dostarczania paliw gazowych nr 13/2017 PGNiG S.A.” zatwierdzona decyzją z dnia 16 grudnia 2016 r.; średnia cena paliwa gazowego w przypadku gazu wysokometanowego została zwiększona o 12,2 %, natomiast w przypadku gazu zaazotowanego o 13,4%;
- od dnia 1 kwietnia 2017 r. – „Taryfa w zakresie dostarczania paliw gazowych nr 14/2017 PGNiG S.A.” zatwierdzona decyzją z dnia 17 marca 2017 r. Średnia cena paliwa gazowego w przypadku gazu wysokometanowego została zwiększona o 8,0%, natomiast w przypadku gazu zaazotowanego o 7,9%.

W I półroczu 2017 r. PGNiG OD obowiązywały następujące taryfy:

- od dnia 1 stycznia 2017 r. do dnia 18 lutego 2017 r. – „Taryfa PGNiG Obrót Detaliczny Sp. z o.o. w zakresie obrotu paliwami gazowymi Nr 4”;

- od dnia 18 lutego 2017 r. – „Taryfa PGNiG Obrót Detaliczny Sp. z o.o. w zakresie obrotu paliwami gazowymi Nr 5”. Obniżka ceny za paliwo gazowe w Taryfie w stosunku do dotychczasowej taryfy PGNiG OD dla wszystkich grup taryfowych wyniosła średnio 7%, w tym:
 - dla odbiorców z grup taryfowych zużywających paliwo gazowe do 110 kWh/h – obniżka ceny za paliwo gazowe wyniosła 6,0%,
 - dla odbiorców z grup taryfowych zużywających paliwo gazowe powyżej 110 kWh/h – obniżka ceny za paliwo gazowe wyniosła średnio 8,6%.

W I półroczu 2017 r. GSP obowiązywały następujące taryfy:

- od dnia 1 stycznia 2017 r. do dnia 31 maja 2017 r. – „Taryfa w zakresie usług magazynowania paliwa gazowego Nr 1/2016”, zatwierdzoną decyzją Prezesa URE z dnia 22 kwietnia 2016 r.;
- od dnia 1 czerwca 2017 r. – „Taryfa w zakresie usług magazynowania paliwa gazowego Nr 1/2017”. Wprowadzenie do stosowania nowej Taryfy 1/2017 oznacza obniżenie średniej stawki za świadczenie usługi magazynowania w stosunku do Taryfy 1/2016 o -0,3%. Zmiana płatności została wyznaczona w oparciu o średnie stawki ustalone z uwzględnieniem wielkości zamówień zdolności magazynowych złożonych na rok magazynowy 2017/2018.

W I półroczu 2017 r. PSG obowiązywała Taryfa Nr 3 dla usług dystrybucji paliw gazowych i usług regazyfikacji skroplonego gazu ziemnego zatwierdzona decyzją z dnia 17 grudnia 2014 r.

W I półroczu 2017 r. PGNiG TERMIKA obowiązywały m.in. taryfy:

- od dnia 1 stycznia 2017 r. do dnia 16 marca 2017 r. taryfa dla ciepła wytworzonego w źródłach wytwórczych PGNiG TERMIKA, tj. Ec Żerań, Ec Siekierki, Ec Pruszków, C Wola i C Kawęczyn oraz przesyłu i dystrybucji ciepła za pomocą sieci ciepłowniczej zasilanej z EC Pruszków zatwierdzona decyzją z dnia 29 lipca 2015 r.;
- taryfa dla Ciepłowni Regaty, do czasu zbycia tego systemu ciepłowniczego do NYSAGAZ, zatwierdzona decyzją z dnia 13 maja 2015 r.;
- taryfy na przesył ciepła sieciami ciepłowniczymi w rejonach: Marsa Park, Annapol, Marynarska, Chełmżyńska i Jana Kazimierza, zatwierdzone decyzją z dnia 18 listopada 2014 r.;
- od dnia 17 marca – Taryfa dla ciepła PGNiG TERMIKA wytworzonego w źródłach wytwórczych PGNiG TERMIKA, tj. EC Żerań, EC Siekierki, EC Pruszków, C Wola i C Kawęczyn. Dodatkowo taryfa zawiera stawki opłat za usługi przesyłu i dystrybucji ciepła za pomocą sieci ciepłowniczych zlokalizowanych w rejonach: Pruszkowa, Piastowa, Michałowic oraz ulic w Warszawie: Marsa (zespół budynków Marsa Park), Annapol, Marynarska, Chełmżyńska i Jana Kazimierza. Zmiana średniej jednokładnikowej ceny sprzedawanego ciepła (wytworzenie z dystrybucją) w nowej zatwierdzonej taryfie PGNiG TERMIKA wyniosła -0,26%.

W I półroczu 2017 r. PEC obowiązywała taryfa na przesył i dystrybucję ciepła z dnia 15 listopada 2016 r. W porównaniu do poprzednio stosowanej taryfy dla ciepła uśrednione ceny i stawki opłat dotyczące wytwarzania ciepła wzrosły o 1,7%, w przypadku przesyłu ciepła wzrosły o 1,6%. Ogółem odnotowano wzrost uśrednionych cen i stawek opłat o 1,7%.

W I półroczu 2017 r. PGNiG TERMIKA Energetyka Przemysłowa (dawniej SEJ) obowiązywały taryfy na wytwarzanie i dystrybucję ciepła z dnia 10 października 2016 r. Średnioważony wzrost stawek i opłat za ciepło oraz przesył w obowiązującej taryfie wyniósł 0,7% w odniesieniu do poprzedniej taryfy.

W czerwcu 2017 r. zostały zainicjowane prace legislacyjne zmierzające do zmiany rozporządzenia w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz rozliczeń w obrocie paliwami gazowymi. GK PGNiG aktywnie uczestniczy w procesie legislacyjnym w celu ochrony interesów swoich odbiorców.

3.1.2. Europejskie otoczenie regulacyjne

Trzeci Pakiet Energetyczny

W drugim kwartale 2017 r. opublikowane zostały Sprawozdania oraz Opinie wybranych Komisji Parlamentu Europejskiego w sprawie poszczególnych projektów aktów prawnych wchodzących w skład pakietu „Czysta energia dla Europejczyków”. PGNiG przedstawiło swoje kluczowe postulaty wybranym posłom indywidualnie oraz poprzez The International Association of Oil & Gas Producers (IOGP), jak również śledzi przebieg debat na forum Parlamentu Europejskiego.

Ponadto, w czerwcu 2017 r. opublikowany został wstępny raport (Preliminary report) konsultantów ze studiów Quo vadis. Konsultanci zaproponowali w tym raporcie trzy główne oraz kilka pobocznych scenariuszy dla rynku gazu w Unii Europejskiej. Na początku lipca 2017 r. PGNiG przekazało stanowisko do zaprezentowanego projektu raportu.

Rozporządzenie SoS

Pod koniec maja 2017 r. osiągnięte zostało porozumienie międzyinstytucjonalne w sprawie treści Rozporządzenia w sprawie środków zapewniających bezpieczeństwo dostaw gazu ziemnego (Rozporządzenie SoS). Kwestią sporną najdłużej pozostawał ostateczny kształt mechanizmu transparentności – tzn. obowiązku przedsiębiorstw gazowych do przedstawiania informacji dotyczących kontraktów gazowych. Ostateczna debata nad Rozporządzeniem oraz głosowanie w sprawie jego przyjęcia zostały zaplanowane w Parlamencie Europejskim na 12 września 2017 r. Nie należy spodziewać się żadnych zmian w treści rozporządzenia SoS.

Rozporządzenie TAR NC

Pod koniec czerwca 2017 r. zakończyły się konsultacje publiczne dokumentu ENTSO-G (European Network of Transmission System Operators for Gas) zawierającego propozycję wykładni przepisów Rozporządzenia Komisji (UE) 2017/460 z dnia 16 marca 2017 r. ustanawiającego kodeks sieci dotyczący zharmonizowanych struktur taryf przesyłowych dla gazu (TAR NC). Po analizie opublikowanego przez ENTSO-G dokumentu, PGNiG podjęło decyzję o braku przesłania stanowiska spółki w tej sprawie. Decyzja ta wynikała z faktu, że w procesie uzgadniania brzmienia TAR NC, najistotniejsze postulaty Spółki zostały uwzględnione w ostatecznej treści rozporządzenia.

Rozporządzenie NC CAM

W I półroczu 2017 roku wszedł w życie nowy kodeks sieci. Obecnie prowadzone są prace związane z dostosowaniem istniejących krajowych ram regulacyjnych do wymogów nowego rozporządzenia Komisji Europejskiej. W 2017 r. oraz na początku 2018 r. trwać będą prace związane z implementacją nowego kodeksu sieci oraz prace nad dokumentami związanymi ze stosowaniem NC CAM. PGNiG będzie brało udział w prowadzonych konsultacjach.

EU ETS

W I kwartale 2017 r. Parlament Europejski oraz Rada UE uzgodniły swoje stanowiska w sprawie reformy EU ETS. Obecnie trwają negocjacje międzyinstytucjonalne (tzw. trilogue), podczas których Parlament Europejski, Rada UE oraz Komisja Europejska uzgadniają ostateczny kształt reformy. Obecnie instytucje zgadzają się m.in. w sprawie podniesienia współczynnika liniowego redukcji uprawnień EU ETS na poziomie 2,2%, udziału uprawnień w aukcjach na poziomie 57% (z czego nie więcej niż 2% przeznaczone dla przemysłu narażonego na ryzyko ucieczki). PGNiG monitoruje przebieg negocjacji w ramach prac IOGP.

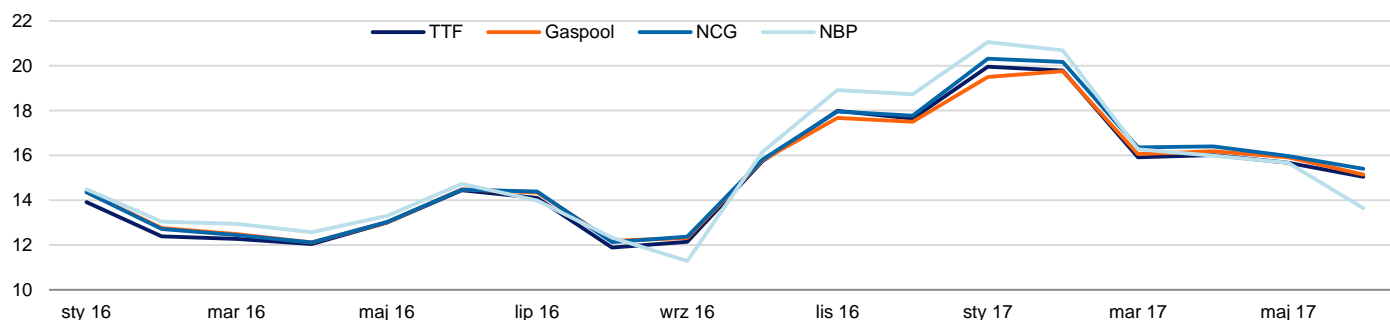
3.2. Ceny paliw i kursy walut

3.2.1. Tendencje na rynku gazu ziemnego

Gaz ziemny w Europie

W I półroczu 2017 r. odnotowano wzrost cen gazu ziemnego średnio o 30% w porównaniu do I półrocza 2016 r. Największa dynamika wzrostu nastąpiła na niemieckiej platformie handlu NCG – o 32%, podczas gdy najmniejszy wzrost spośród obserwowanych rynków nastąpił na Towarowej Giełdzie Energii, średnio o 27%. Średnia cena gazu na kluczowych europejskich rynkach wyniosła 17,46 EUR/MWh, podczas gdy w analogicznym okresie ubiegłego roku wynosiła 13,50 EUR/MWh. Początek 2017 r. był okresem, w którym nastąpiły liczne ograniczenia w dostawach gazu z kierunku północnego. Zmniejszenie przepływów nastąpiło w wyniku nieprzewidzianych awarii w instalacjach na polach Kollsness oraz Troll w Norwegii. Do awarii doszło również na polu Gronningen w Holandii. Zwyżka na brytyjskim rynku NBP w okresie październik 2016 – luty 2017 wynikała z problemów eksploatacyjnych magazynu Rough. Odwrócenie *spreadu* na koniec analizowanego okresu pomiędzy NBP, a centrami handlu gazem w kontynentalnej części Europy było następstwem prac remontowych na gazociągu Interconnector – jedynego połączenia pozwalającego na przesył gazu z Wielkiej Brytanii na kontynent.

Średnie miesięczne ceny spot gazu ziemnego na wybranych rynkach europejskich w EUR/MWh



Opracowanie własne na podstawie danych z ICE oraz EEX.

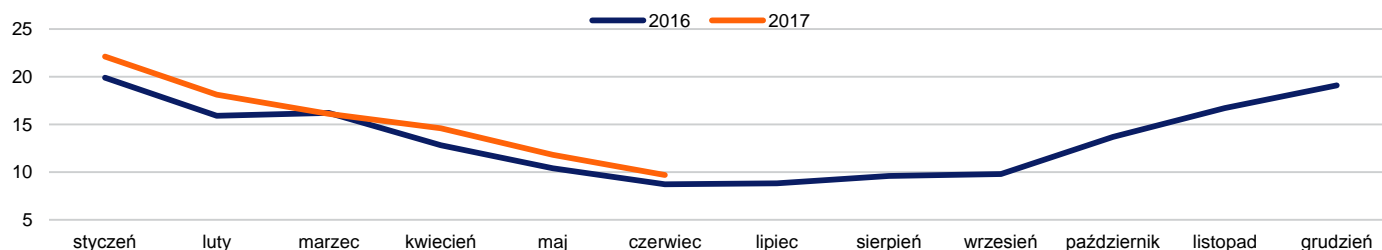
LNG

Prognozowane wystąpienie nadwyżki podaży nad popytem na rynku LNG nie zrealizowało się w I półroczu 2017 r. Wpływ na to miało kilka czynników, przede wszystkim zwiększone zapotrzebowanie na LNG w Azji Północno-Wschodniej w I kwartale 2017 r. w związku z chłodną zimą, jak również nieplanowane przerwy w produkcji kilku ciągów skraplających LNG (np. w zakładzie Gorgon w Australii). Nieznacznie zwiększyły się dostawy LNG do Europy, przede wszystkim do importerów z południa kontynentu. Spadł natomiast popyt na LNG w Ameryce Południowej. Ceny LNG na rynku spot w Azji wzrosły w styczniu 2017 r. nawet do 9 – 10 USD/MMBtu, a *spread* pomiędzy cenami w Europie i Azji, który w ostatnim czasie odzwierciedla jedynie różnice w transporcie pomiędzy Europą i Azją, zwiększył się do ok. 2,5 – 3 USD/MMBtu. W II kwartale 2017 r. ceny wróciły do poziomów notowanych w podobnym okresie ubiegłego roku (ok. 4,5 – 5,5 USD/MMBtu). Czynnikiem ograniczającym wzrost cen LNG był przyrost mocy skraplających, szczególnie w Australii i USA. Zwiększenie eksportu zanotowały także Nigeria, Peru i Gwinea Równikowa. LNG z USA (obecnie jedynie z zakładu Sabine Pass, ale pod koniec 2017 r. planowane jest uruchomienie eksportu z Cove Point, a w latach 2018 i 2019 – z kolejnych zakładów skraplania), sprzedawane przy elastycznych warunkach w odniesieniu do portu docelowego, trafiało głównie do odbiorców w Azji i Ameryce Łacińskiej; kilka ładunków wyeksportowano także do Europy (głównie Południowej). Stabilizacja a następnie spadek cen ropy naftowej na świecie (Brent w granicach 55-45 USD/bbl) ograniczał w I półroczu 2017 r. wzrost cen LNG w kontraktach importowych indeksowanych do cen ropy. Obecnie prognozy wskazują na nadwyżkę podaży nad popytem na rynku LNG w latach 2018 - 2022.

Polska

W Polsce I półroczu 2017 r. w stosunku do analogicznego półrocza w 2016 r. charakteryzowało się zwiększoną konsumpcją gazu wysokometanowego sieciowego, spowodowanego w dużej mierze przez warunki pogodowe – wszystkie miesiące z wyjątkiem marca okazały się chłodniejsze niż w 2016 r. Jednak przyczyn wzrostu zapotrzebowania należy upatrywać także w czynnikach fundamentalnych.

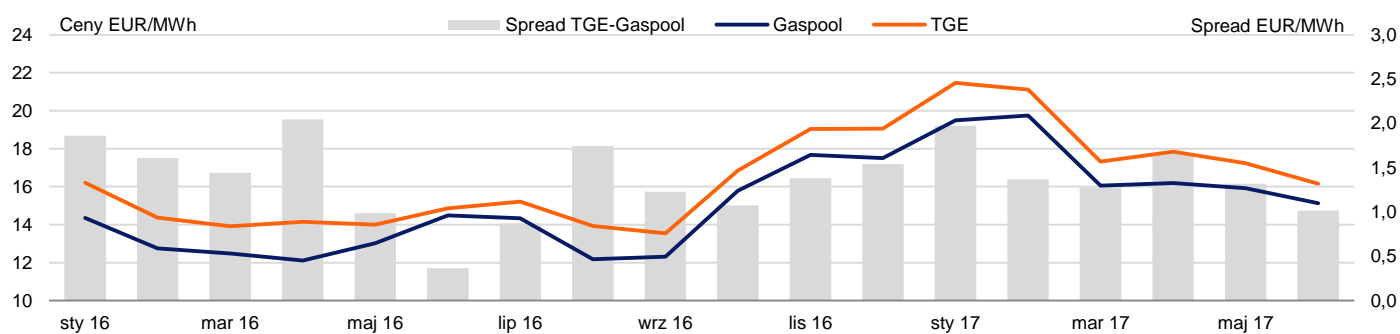
Konsumpcja gazu wysokometanowego sieciowego w Polsce w I półroczu 2016 r. i 2017 r. w TWh



Opracowanie własne na podstawie danych o przesyłach gazu wysokometanowego w punktach wyjścia do odbiorców końcowych według OGP GAZ-SYSTEM S.A.

Ceny gazu były silnie skorelowane z cenami gazu w Niemczech i szerzej, na rynkach europejskich. W I półroczu 2017 r. *spotowa* cena gazu w Polsce wyniosła średnio 79,19 PLN/MWh, o 24% więcej niż w analogicznym okresie 2016 r., podczas gdy średnia cena kontraktu spot na niemieckim Gaspool wzrosła o 27% do średniego poziomu 73,05 PLN/MWh. Jednocześnie *spread*, liczony w odniesieniu do notowań na TGE, zmalał z poziomu 9,5% w I połowie 2016 r., do 7,7% w I połowie 2017 r.

Średnie miesięczne ceny spot gazu ziemnego w Polsce i w Niemczech (platforma handlowa Gaspool)

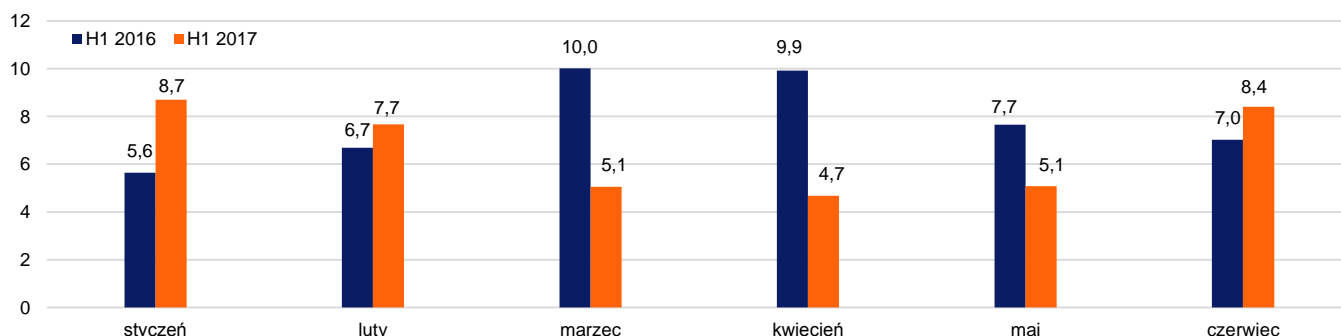


Opracowanie własne na podstawie danych z TGE oraz EEX.

Towarowa Giełda Energii

PGNiG jest liderem rynku gazu w obrocie giełdowym na Towarowej Giełdzie Energii. Zgodnie z informacjami opublikowanymi przez TGE, całkowity wolumen obrotu gazem w I półroczu 2017 r. wyniósł 54,3 TWh, z czego 39,6 TWh stanowił obrót na rynku kontraktów terminowych (RTT). Oznacza to, że blisko 75% transakcji na gaz zawieranych na giełdzie w I połowie roku stanowiły kontrakty: roczne, sezonowe (lato, zima), kwartalne, miesięczne oraz tygodniowe.

Wolumen obrotu na kontraktach terminowych (RTT) na TGE w I półroczu 2016 r. i I półroczu 2017 r. w TWh

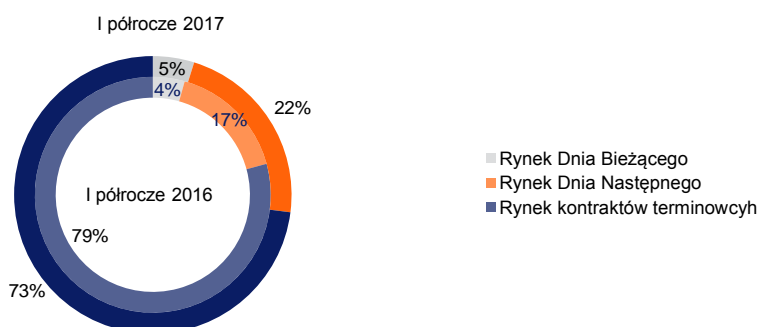


Opracowanie własne na podstawie danych z TGE.

W I półroczu 2017 r. odnotowano o około 16% niższy wolumen obrotu na kontraktach terminowych w odniesieniu do analogicznego okresu w roku ubiegłym. Wzrosła z kolei liczba zawieranych transakcji na rynku RTT – łącznie w I półroczu 2017 r. zrealizowano ich 39,6 tys., a w I półroczu 2016 r.: 23,1 tys. Całkowity wolumen obrotu, uwzględniający poza kontraktami terminowymi również kontrakty typu spot (Rynek Dnia Następnego oraz Rynek Dnia Bieżącego), również uległ obniżeniu – w I półroczu 2017 r. wyniósł on 59,3 TWh, z kolei w I półroczu 2016 r.: 54,3 TWh. Oznacza to spadek na poziomie ponad 8% rok do roku.

Jednocześnie można zaobserwować zwiększony popyt na kontrakty krótkoterminowe, w szczególności kontrakty zawierane na Rynku Dnia Następnego. W przypadku I półroczu 2017 r. wolumen transakcji na tych instrumentach wzrósł o 24% r/r. Tym samym udział kontraktów typu spot na rynku TGE uległ istotnej zmianie (wzrost łącznie o 6 p.p.).

Struktura kontraktów na TGE w I półroczu 2016 r. i 2017 r.



Opracowanie własne na podstawie danych z TGE.

Magazyny gazu

Na dzień 30 czerwca 2017 r. stan wypełnienia europejskich magazynów gazu wzrósł do poziomu 63%. W analogicznym okresie w 2016 r. stan magazynów oscylował w granicach 61%. Wskaźnik wypełnienia dostępnych pojemności magazynowych w Polsce wyniósł 57%.

3.2.2. Tendencje na rynku ropy naftowej

Cena ropy Brent, kontrakt month Ahead w USD/bbl



źródło: ICE - Intercontinental Exchange

Cena ropy na początku 2017 r. pozostawała stabilna. Wysokie ceny z grudnia 2016 r. zostały utrzymane przez I kwartał 2017 r., ponieważ państwa biorące udział w inicjatywie ograniczenia produkcji ropy (kraje OPEC oraz Rosja i inne kraje nienależące do grupy) stopniowo realizowały swoje zobowiązania. Najwyższa cena odnotowana w tym okresie wyniosła 57,10 USD za baryłkę. W marcu nastąpił spadek ceny ropy, wynikający z obawy inwestorów o pełną realizację limitów wydobycia. Ze swoich zobowiązań wywiązały się w pełni Arabia Saudyjska, Kuwejt i Angola, natomiast Zjednoczone Emiraty Arabskie oraz Wenezuela pozostawały daleko od osiągnięcia wyznaczonych celów. Ostatecznie wypracowano spadek produkcji na poziomie 90% ustalonego łącznego limitu 1,8 mln baryłek dziennie, jednak inwestorzy zwracali uwagę na możliwą nietrwałość porozumienia w obliczu braku solidarności w grupie. Co więcej, przyspieszająca produkcja ropy łupkowej w Ameryce Północnej oraz sukcesywne zwiększanie zapasów surowca w Stanach Zjednoczonych niwelowały wpływ ograniczenia podaży przez OPEC na cenę ropy. Krótkotrwałe odbicie odnotowano w kwietniu, gdy Departament Energii Stanów Zjednoczonych poinformował o pierwszym tygodniowym spadku zapasów ropy od początku roku. Pomimo tego, zapasy wciąż były rekordowo wysokie i cena ropy wróciła do trendu spadkowego.

Pomimo niepełnej realizacji zobowiązań ograniczenia produkcji oraz braku solidarności wśród państw deklarujących cięcia wydobycia, grupa OPEC wraz z krajami partnerskimi zdecydowała się na przedłużenie programu o kolejne 9 miesięcy do marca 2018 r. Rynek zareagował gwałtownym wzrostem ceny, jednak już po kilku dniach optymizm został ostudzony przez dane o rosnącym wydobyciu w Libii i Nigerii. W Libii produkcja przekroczyła 1 mln baryłek dziennie, po raz pierwszy od 4 lat. Oba państwa były zwolnione z udziału w programie, ponieważ ich wydobycie w ostatnich latach było mocno ograniczone w wyniku wojen domowych. Tempo wzrostu wydobycia w wymienionych wyżej krajach, w połączeniu z rekordowo wysokimi zapasami ropy w Stanach Zjednoczonych, spowodowały, że decyzja o przedłużeniu cięć produkcji o kolejne 9 miesięcy nie została przyjęta przez rynek z optymizmem. W efekcie cena ropy spadła do tegorocznego minimum, wynoszącego 44,82 dolarów za baryłkę w dniu 21 czerwca.

Pomimo trendu spadkowego w II kwartale średnia cena ropy w I półroczu 2017 była wyższa od średniej ceny w I półroczu 2016 roku o 31%.

3.2.3. Perspektywy rynku ropy naftowej i gazu ziemnego

Państwa OPEC i nie należące do kartelu uzgodniły dalsze ograniczenie łącznego wydobycia o 1,8 mln baryłek dziennie w okresie od początku lipca 2017 r. do końca marca 2018 r., jednak dane o rosnącym wydobyciu w Libii i Nigerii każą wątpić w skuteczność nakładanych ograniczeń. Poza tym ograniczenie wydobycia przez państwa OPEC jest efektywnie zastępowane przez wydobycie z konkurencyjnych złóż, a w szczególności przez ropę łupkową pochodzącą ze Stanów Zjednoczonych, gdzie obserwujemy rekordową liczbę odwiertów.

Warto również zaznaczyć, że poziom zapasów surowca jest bardzo wysoki. Obserwowany obecnie niedobór podaży względem popytu musiałby się utrzymywać przez dłuższy czas, żeby zapasy uległy istotnemu zmniejszeniu. Widać jednak, że rynek wraca do równowagi po długim okresie nadpodaży. W związku z tymi informacjami ceny ropy w II połowie 2017 r. powinny być na zbliżonym, lecz nieznacznie niższym poziomie względem pierwszego półrocza – utrzymując się w granicy 40-50 USD za baryłkę. W tym okresie będzie można zaobserwować dalsze zwiększanie zapasów surowca.

Od 2018 r. zapasy będą wykorzystywane do zbilansowania popytu. W ciągu najbliższych 3-4 lat prognozowany jest wzrost ceny ropy naftowej, w skutek zmniejszonej podaży surowca na globalnym rynku. Wynikać ona będzie ze zmniejszonych nakładów inwestycyjnych w sektorze wydobywczym.

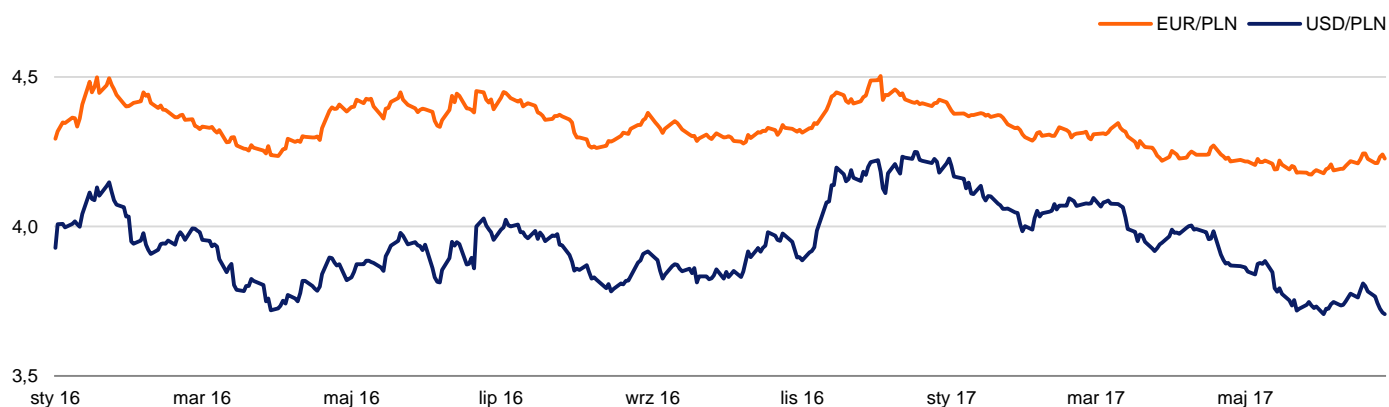
Cena gazu ziemnego w Europie będzie stopniowo spadać w ciągu najbliższych lat w wyniku nadpodaży LNG na globalnym rynku. Wpłynie na to przede wszystkim zwiększone wydobycie gazu łupkowego w Ameryce Północnej i Australii oraz otwarcie nowych instalacji skraplających gaz ziemny, które zwiększą konkurencyjność na rynku LNG. Zapotrzebowanie na LNG najmocniej wzrośnie w krajach azjatyckich, natomiast Europa stanie się rynkiem bilansującym ze stale rosnącym popytem.

3.2.4. Kursy walut EUR/PLN, USD/PLN

I połowa 2017 r. na rynku walutowym charakteryzowała się konsekwentnym umacnianiem się złotego w relacji do euro i dolara. W przypadku amerykańskiej waluty, porównując początek 2017 r. oraz koniec II kwartału, zaobserwować można aż 12% spadek kursu dolara względem złotego. Osłabienie euro wobec złotego również miało miejsce, jednak już znacznie mniejsze – odnotowano spadek na poziomie 4%. Analizy rynkowe wskazują, że umacnianie się polskiej waluty związane było ze stosunkowo silnym odbiciem w polskiej gospodarce oraz lepszym nastrojem inwestorów względem bardziej ryzykownych aktywów, do których nadal zalicza się instrumenty dostępne na polskim rynku.

W przypadku euro sytuacja w najbliższej przyszłości może ulec zmianie – na skutek oczekiwanego zaostrzenia polityki pieniężnej przez Europejski Bank Centralny w II połowie 2017 r. możliwe jest ponowne umocnienie się europejskiej waluty. W związku z nadal utrzymującą się ostrożnością wobec wizji planowanej polityki prezydenta Stanów Zjednoczonych, analizy rynkowe nie wskazują jednoznacznie, w jaki sposób będzie zachowywał się dolar wobec złotego w II połowie 2017 r. Z uwagi na bardzo silną deprecjację amerykańskiej waluty w I połowie 2017 r. polskie aktywa mogą znaleźć się pod presją w II połowie roku.

Kurs EUR/PLN oraz USD/PLN w I półroczu 2016 r. i I półroczu 2017 r.



źródło: Narodowy Bank Polski

4. Wyniki finansowe w I półroczu 2017 r.

Syntetyczne dane w zakresie sytuacji finansowej GK PGNiG oraz jednostki dominującej w I półroczu 2017 r. zostały ujęte w zaprezentowanych poniżej zestawieniach.

4.1. Dane finansowe jednostki dominującej

4.1.1. Wybrane dane finansowe (w mln zł)

| | I półrocze 2017 | I półrocze 2016 |
|---|------------------------|------------------------|
| Przychody ze sprzedaży | 9 645 | 8 864 |
| Koszty operacyjne razem, w tym | (8 786) | (8 419) |
| Amortyzacja | (374) | (396) |
| Zysk z działalności operacyjnej (EBIT) | 859 | 445 |
| Zysk przed opodatkowaniem | 2 033 | 2 080 |
| Zysk netto | 1 827 | 1 974 |
| Przepływy pieniężne netto z działalności operacyjnej | 689 | 1 011 |
| Przepływy pieniężne netto na działalności inwestycyjnej | (942) | (859) |
| Przepływy pieniężne netto z działalności finansowej | (4 399) | 599 |
| Zmiana stanu środków pieniężnych netto | (4 652) | 751 |
| | 30 czerwca 2017 | 31 grudnia 2016 |
| Aktywa razem | 33 338 | 35 769 |
| Aktywa trwale (długoterminowe) | 26 136 | 25 759 |
| Aktywa obrotowe (krótkoterminowe), w tym | 7 202 | 10 010 |
| Zapasy | 1 652 | 1 942 |
| Pozostałe aktywa | 595 | 578 |
| Kapitał własny razem | 25 784 | 25 228 |
| Zobowiązania długoterminowe razem | 2 188 | 2 144 |
| Zobowiązania krótkoterminowe razem | 5 366 | 8 397 |
| Zobowiązania razem | 7 554 | 10 541 |
| Zobowiązania i kapitał własny razem | 33 338 | 35 769 |

4.1.2. Wskaźniki Finansowe PGNiG S.A.

Rentowność

| | I półrocze 2017 r. | 31 grudnia 2016 r. |
|---|--------------------|--------------------|
| EBIT w mln zł | 859 | 1 281 |
| zysk operacyjny | | |
| EBITDA w mln zł | 1 233 | 2 048 |
| zysk operacyjny + amortyzacja | | |
| ROE | 7,1% | 10,2% |
| zysk netto do stanu kapitałów własnych na koniec okresu | | |
| Rentowność sprzedaży netto | 18,9% | 15,0% |
| zysk netto odniesiony do przychodów ze sprzedaży | | |
| ROA | 5,5% | 7,2% |
| zysk netto w relacji do stanu aktywów na koniec okresu | | |

Płynność

| | I półrocze 2017 r. | 31 grudnia 2016 r. |
|--|--------------------|--------------------|
| Wskaźnik bieżącej płynności | | |
| aktywa obrotowe do zobowiązań krótkoterminowych (bez zobowiązań z tytułu świadczeń pracowniczych, rezerw i przychodów przyszłych okresów) | 1,5 | 1,3 |
| Wskaźnik szybki płynności | | |
| aktywa obrotowe minus zapasy do zobowiązań krótkoterminowych (bez zobowiązań z tytułu świadczeń pracowniczych, rezerw i przychodów przyszłych okresów) | 1,1 | 1,0 |

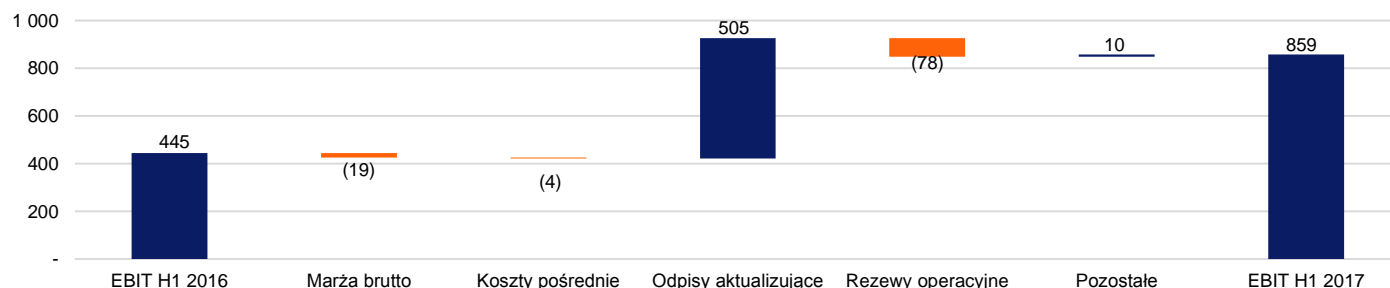
Zadłużenie

| | I półrocze 2017 r. | 31 grudnia 2016 r. |
|--|--------------------|--------------------|
| Wskaźnik obciążenia zobowiązaniami ogółem | | |
| suma zobowiązań w relacji do sumy pasywów | 22,7% | 29,5% |
| Wskaźnik obciążenia kapitału własnego zobowiązaniami ogółem | | |
| suma zobowiązań do kapitału własnego | 29,3% | 41,8% |

4.1.3. Omówienie sytuacji finansowej PGNiG S.A.

W I półroczu 2017 r. PGNiG S.A. odnotowało zysk z działalności operacyjnej (EBIT) na poziomie 859 mln zł, a więc wyższy o 414 mln zł niż w ubiegłym roku w analogicznym okresie. Zmiany w EBIT pomiędzy wynikami za I półrocze 2016 i 2017 zostały zaprezentowane na poniższym wykresie.

Zmiany w EBIT pomiędzy I półroczem 2016 r. i 2017 r. w mln zł



Na wzrost zysku z działalności operacyjnej (EBIT) o 414 mln zł w stosunku do I kwartału 2016 r. wpływ miał przede wszystkim niższy o 505 mln zł poziom odpisów aktualizujących:

- w szczególności środków trwałych i środków trwałych w budowie,
- częściowo zrekompensovany wyższym poziomem odpisów aktualizujących zapasy.

Powyższy wzrost został częściowo zniwelowany przez wyższy poziom rezerw operacyjnych. Na spadek marży brutto (różnica pomiędzy przychodami ze sprzedaży a kosztami bezpośrednimi) wpływ miała przede wszystkim niższa marża na sprzedaży gazu wysokometanowego, spowodowana wyższą ceną zakupu surowca importowanego. Powyższy wzrost został częściowo zniwelowany przez:

- wzrost marży brutto na sprzedaży ropy w wyniku wyższych średnich cen sprzedaży tego surowca; różnica średnich notowań giełdowych ropy naftowej Brent pomiędzy I półroczem 2016 i analogicznym okresem 2017 r. wyniosła 31%;
- wyższą marżę na sprzedaży gazów zaazotowanych, głównie ze względu na wzrost sprzedanego wolumenu surowca.

Zmiany dotyczące kosztów pośrednich oraz pozostałych kosztów miały nieznaczny wpływ na poziom EBIT. Wynik na działalności finansowej w relacji do I półrocza 2016 r. spadł o 461 mln zł w rezultacie otrzymania niższych o 432 mln zł dywidend od spółek zależnych.

4.2. Skonsolidowane dane finansowe GK PGNiG

4.2.1. Wybrane dane finansowe GK PGNiG

| | I półrocze 2017 | I półrocze 2016 |
|---|------------------------|------------------------|
| Przychody ze sprzedaży | 18 817 | 17 349 |
| Koszty operacyjne razem, w tym | (15 975) | (15 555) |
| Amortyzacja | (1 335) | (1 337) |
| Zysk z działalności operacyjnej (EBIT) | 2 842 | 1 794 |
| Zysk przed opodatkowaniem | 2 859 | 1 733 |
| Zysk netto | 2 098 | 1 271 |
| Przepływy pieniężne netto z działalności operacyjnej | 3 932 | 3 776 |
| Przepływy pieniężne netto na działalności inwestycyjnej | (2 076) | (1 821) |
| Przepływy pieniężne netto z działalności finansowej | (4 976) | (65) |
| Zmiana stanu środków pieniężnych netto | (3 120) | 1 890 |
| | 30 czerwca 2017 | 31 grudnia 2016 |
| Aktywa razem | 45 083 | 49 672 |
| Aktywa trwale (długoterminowe) | 36 265 | 36 236 |
| Aktywa obrotowe (krótkoterminowe), w tym | 8 818 | 13 436 |
| Zapasy | 2 101 | 2 510 |
| Pozostałe aktywa | 838 | 679 |
| Kapitał własny razem | 32 811 | 32 016 |
| Zobowiązania długoterminowe razem | 7 037 | 7 303 |
| Zobowiązania krótkoterminowe razem | 5 235 | 10 353 |
| Zobowiązania razem | 12 272 | 17 656 |
| Zobowiązania i kapitał własny razem | 45 083 | 49 672 |

4.2.2. Wskaźniki finansowe GK PGNiG

Rentowność

| | I półrocze 2017 | 2016 rok |
|--|-----------------|----------|
| EBIT w mln zł | | |
| zysk operacyjny | 2 842 | 3 360 |
| EBITDA w mln zł | | |
| zysk operacyjny + amortyzacja | 4 177 | 5 974 |
| ROE | | |
| zysk netto* do stanu kapitałów własnych na koniec okresu** | 6,4% | 7,3% |
| Rentowność sprzedaży netto | | |
| zysk netto* odniesiony do przychodów ze sprzedaży | 11,1% | 7,1% |
| ROA | | |
| zysk netto* w relacji do stanu aktywów na koniec okresu | 4,7% | 4,7% |
| *zysk netto przypisany akcjonariuszom jednostki dominującej | | |
| **kapitał własny przypisany akcjonariuszom jednostki dominującej | | |

Płynność

| | 30 czerwca 2017 | 31 grudnia 2016 |
|--|-----------------|-----------------|
| Wskaźnik bieżącej płynności | | |
| aktywa obrotowe do zobowiązań krótkoterminowych (bez zobowiązań z tytułu świadczeń pracowniczych, rezerw i przychodów przyszłych okresów) | 2,14 | 1,45 |
| Wskaźnik szybkiej płynności | | |
| aktywa obrotowe minus zapasy do zobowiązań krótkoterminowych (bez zobowiązań z tytułu świadczeń pracowniczych, rezerw i przychodów przyszłych okresów) | 1,63 | 1,18 |

Zadłużenie

| | 30 czerwca 2017 | 31 grudnia 2016 |
|--|-----------------|-----------------|
| Wskaźnik obciążenia zobowiązaniami ogółem | | |
| suma zobowiązań w relacji do sumy pasywów | 27,2% | 35,6% |
| Wskaźnik obciążenia kapitału własnego zobowiązaniami ogółem | | |
| suma zobowiązań do kapitału własnego* | 37,4% | 55,1% |
| *kapitał własny przypisany akcjonariuszom jednostki dominującej | | |

4.2.3. Omówienie sytuacji finansowej GK PGNiG

W I półroczu 2017 r. przychody GK PGNiG wyniosły 18 817 mln zł i były o 1 468 mln zł (8,5%) wyższe niż w analogicznym okresie roku poprzedniego, w którym osiągnęły poziom 17 349 mln zł. Przy wyższych o 2,7% kosztach operacyjnych wynoszących 15 975 mln zł, GK PGNiG wypracowała skonsolidowany wynik na działalności operacyjnej (EBIT) w wysokości 2 842 mln zł (wzrost o 58,4%). Wynik z działalności operacyjnej powiększony o amortyzację (EBITDA) wyniósł 4 177 mln zł, i był o 1 046 mln zł (33,4%) wyższy w stosunku do analogicznego okresu roku poprzedniego. Podobną tendencję odnotowano w przypadku zysku netto, który wyniósł 2 098 mln zł i był wyższy o 827 mln zł (65% r/r) w porównaniu do I półrocza 2016 r. Wynik ten osiągnięto w warunkach rosnących cen ropy naftowej na rynkach światowych oraz gazu w regionie Europy Środkowej przy jednocześnie postępującej liberalizacji rynku gazu w Polsce.

W rezultacie prowadzonych działań sprzedażowych i wpływu niższych temperatur, zwiększył się wolumen gazu sprzedanego przez GK PGNiG z 148,2 TWh w I półroczu 2016 r. do poziomu 171,9 TWh w I półroczu 2017 r. Przełożyło się to na wzrost przychodów w dwóch kluczowych obszarach działalności GK PGNiG: Poszukiwanie i Wydobywanie oraz Obrót i Magazynowanie. W pierwszym segmencie odnotowano wzrost przychodów ze sprzedaży gazu wyższy o 285 mln zł (19%) w porównaniu do analogicznego okresu w roku ubiegłym, natomiast w drugim segmencie: przychody ze sprzedaży gazu wzrosły o 8% r/r.

O blisko 32% wzrosły przychody ze sprzedaży ropy naftowej oraz kondensatu, głównie za sprawą rosnących cen ropy naftowej wyrażonych w polskiej walucie (31% r/r). Wolumen sprzedaży wyniósł 705 tys. ton w I półroczu 2017 r. i był niższy o ponad 29 tys. ton względem roku poprzedniego. Natomiast w segmencie Dystrybucja odnotowano 6% wzrost przychodów segmentu rok do roku – do poziomu 2 610 mln zł, w wyniku wyższych wolumenów (15%). Także w segmencie Wytwarzanie uzyskano wyższy poziom przychodów ze sprzedaży – 1 267 mln (13% r/r), co wynikało z wyższych wolumenów sprzedaży ciepła i energii elektrycznej (z produkcji) r/r w I półroczu 2017 r.

Wyniki finansowe poszczególnych segmentów zostały szczegółowo omówione w [punktach 5.1-5.4.](#)

Sprawozdanie z sytuacji finansowej

Bilans na dzień 30 czerwca 2017 r. wykazuje sumę bilansową w wysokości 45 083 mln zł, która jest niższa od wartości na koniec 2016 r. o 4 589 mln zł (9,2%).

Aktywa

Największą pozycję aktywów Grupy stanowią rzeczowe aktywa trwałe, których wartość na koniec I półrocza 2017 r. wyniosła 32 747 mln zł i była o 402 mln zł (1,2%) niższa od stanu na dzień 31 grudnia 2016 r., głównie z powodu dokonanych odpisów amortyzacyjnych. W zakresie aktywów trwałych istotny wzrost (356 mln zł, czyli 28,9%) nastąpił w pozycji „Inwestycje w jednostkach wycenianych metodą praw własności”, co jest skutkiem zwiększenia zaangażowania w PGG oraz inwestycji w akcje spółki Polimex-Mostostal S.A. (która miała miejsce w styczniu 2017 r.).

Aktywa obrotowe Grupy na koniec I półrocza 2017 roku wynosiły 8 818 mln i były o 4 618 mln (34,4%) niższe niż na koniec roku 2016. Największy wpływ na spadek aktywów obrotowych miał spadek wartości w pozycji „Należności” (o 1 016 mln, czyli o 23,7% w stosunku do końca 2016 roku), co jest efektem niższych należności z tytułu sprzedaży produktów sezonowych, czyli głównie paliwa gazowego zużywanego na cele grzewcze (wyższe zapotrzebowanie na koniec roku, czyli w miesiącach zimowych). Oprócz tego w obrębie aktywów obrotowych w pierwszym półroczu 2017 roku odnotowano spadek na pozycji „Środki pieniężne i ich ekwiwalenty”(spadek o 3 124 mln, czyli 53,6%), co jest głównie efektem spłaty części zadłużenia z tytułu obligacji i kredytów (co widoczne jest w pozycji sprawozdania z przepływów pieniężnych, w którym na koniec czerwca 2017 roku w pozycji „Wydatki z tytułu zadłużenia” wykazano kwotę 5 139 mln zł.

Kapitał własny i zobowiązania

Podstawowym źródłem finansowania aktywów Grupy jest kapitał własny, którego wartość na koniec I półrocza 2017 r. wynosiła 32 811 mln zł, co oznacza wzrost o 795 mln zł (2,5%) w relacji do końca 2016 r. Na zmianę poziomu kapitałów własnych wpływ miał przede wszystkim osiągnięty w bieżącym okresie zysk netto, w wysokości 2 098 mln zł, skorygowany o uchwaloną do wypłaty dywidendę za rok poprzedni w wysokości 1 156 mln zł. Pozostała zmiana w pozycji kapitałów własnych wynika z innych całkowitych dochodów netto, których ujemne saldo dotyczące I półrocza 2017 r. ukształtowało się na poziomie 147 mln zł. Stan zobowiązań długoterminowych na dzień 30 czerwca 2017 r. wyniósł 7 037 mln zł, czyli pozostał na prawie niezmiennym poziomie w stosunku do końca poprzedniego roku, kiedy stan zobowiązań długoterminowych wyniósł 7 303 mln zł (spadek o 3,6%). Na dzień 30 czerwca 2017 r. Grupa posiadała zobowiązania krótkoterminowe na poziomie 5 235 mln zł, co oznacza spadek o 5 118 mln zł (49,4%) w relacji do końca 2016 r. Na spadek zobowiązań krótkoterminowych wpłynęła spłata części zadłużenia z tytułu obligacji i kredytów, o której mowa powyżej.

W związku ze spadkiem poziomu zobowiązań krótkoterminowych przy jednoczesnym utrzymywaniu się poziomu kapitałów własnych oraz zobowiązań długoterminowych na porównywalnym poziomie, poprawie uległy wskaźniki obciążenia kapitału własnego zobowiązaniami ogółem i obciążenia zobowiązaniami ogółem. Wskaźniki obniżyły się odpowiednio z 55,1% do 37,4% i z 35,6% do 27,2%.

Na skutek spadku poziomu zobowiązań krótkoterminowych, który był stosunkowo silniejszy od spadku aktywów obrotowych wpływających na wskaźniki płynności, poprawie uległy następujące wskaźniki płynności: wskaźnik bieżącej płynności, który osiągnął wartość 2,14 wobec poziomu 1,45 z końca grudnia 2016 r. oraz wskaźnik szybki płynności, który wyniósł w bieżącym okresie 1,63 w stosunku do poziomu 1,18 z końca poprzedniego roku.

Transakcje zawarte na innych warunkach niż rynkowe

W I półroczu 2017 r. pomiędzy jednostkami powiązаныmi Grupy Kapitałowej PGNiG nie wystąpiły transakcje zawierane na innych warunkach niż rynkowe.

Możliwość zrealizowania publikowanych prognoz wyników

Zarząd PGNiG S.A. nie publikował prognoz wyników Grupy Kapitałowej PGNiG na 2017 r.

Gwarancje i poręczenia

W I półroczu 2017 r. spółka PGNiG 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.

4.3. Zmiana prezentacji segmentów Grupy Kapitałowej PGNiG

W 2017 r. nastąpiły istotne zmiany w raportowaniu segmentów sprawozdawczych GK PGNiG, obejmujące w szczególności:

1. W zakresie przekazania gazu wydobytego ze złóż w Polsce pomiędzy segmentami Poszukiwanie i wydobywanie a Obrót i magazynowanie zastosowano następujący sposób ustalenia ceny rozliczeniowej: przekazanie gazu pomiędzy segmentem Poszukiwanie i wydobywanie a Obrót i magazynowanie następuje po cenie kalkulowanej jako średnia miesięczna notowań TGE RDN (Rynek Dnia Następnego) pomniejszona o dyskonto gwarantujące segmentowi Obrót i magazynowanie pokrycie uzasadnionej części kosztów magazynowania gazu wysokometanowego oraz marżę. Zmieniono również cenę

rozliczeniową dla przekazania gazu pomiędzy innymi segmentami, w szczególności na potrzeby zużycia, która obecnie ustalona została na poziomie średniej miesięcznej notowań TGE RDN (Rynek Dnia Następnego).

Poprzednio przekazanie gazu z wydobycia w Polsce do sprzedaży przez segment Obrót i magazynowanie następowało po technicznym koszcie wytworzenia.

2. W ramach prowadzonych prac uporządkowano również inne pozycje kosztów operacyjnych, kierując się rodzajem prowadzonej działalności.
3. Z segmentu sprawozdawczego Obrót i magazynowanie wyodrębniono Centrum korporacyjne PGNiG S.A. oraz spółkę PGNiG Finance AB, spółki te zostały zaprezentowane w ramach segmentu „Pozostałe segmenty”. Zarząd PGNiG zdecydował o skorygowaniu wyników finansowych segmentu Obrót i magazynowanie o przychody i koszty generowane przez Centralę PGNiG oraz PGNiG Finance AB, które pełnią funkcje wsparcia dla innych segmentów GK PGNiG.

4.4. Przewidywana sytuacja finansowa

Na sytuację finansową GK PGNiG w przyszłych okresach będą w istotnym stopniu oddziaływać zewnętrzne czynniki, takie jak zmiany cen węglowodorów na rynkach surowców, zmiany kursów walut oraz czynniki pogodowe. Wśród czynników wewnętrznych należy wskazać realizację celów strategicznych Grupy jako czynnik, który w założeniu powinien przełożyć się na poprawę osiąganych wyników finansowych w długim terminie.

Zmiana cen ropy naftowej przekłada się na wahania przychodów ze sprzedaży osiąganych przez podmioty GK PGNiG m.in. z tytułu wydobycia i sprzedaży ropy naftowej oraz usług sejsmicznych i poszukiwawczych, co w efekcie negatywnie wpływa na wyniki w segmencie Poszukiwanie i Wydobycie. Ewentualne obniżenie poziomu cen ropy naftowej może również spowodować konieczność dokonania odpisów aktualizujących wartość majątku wydobywczego. Z drugiej strony powiązanie cen węglowodorów z ceną gazu importowanego w ramach kontraktów długoterminowych z OOO „Gazprom eksport” oraz Qatar Liquefied Gas Company Limited (3), oddziałuje na koszt pozyskania gazu i na wyniki GK PGNiG w segmencie Obrót i Magazynowanie.

Istotny wpływ na wyniki GK PGNiG będzie mieć także sytuacja na krajowym rynku walutowym. Umacnianie się złotego względem walut obcych (głównie względem dolara amerykańskiego) będzie oddziaływać pozytywnie na wyniki segmentu Obrót i Magazynowanie, obniżając koszt importu. W wyniku prowadzonej przez spółki GK PGNiG polityki zabezpieczeń, wpływ zmian kursów walutowych na wyniki jest optymalizowany.

Na sytuację finansową GK PGNiG wpływ ma także stanowisko Prezesa URE odnośnie poziomu taryf sprzedaży i dystrybucji paliw gazowych oraz sprzedaży ciepła. Dodatkowo, postępująca liberalizacja rynku gazu w Polsce będzie w dalszym ciągu wywoływać presję na wyniki realizowane przez spółki GK PGNiG w segmencie Obrót i magazynowanie. Wprowadzone programy rabatowe oraz uelastycznianie cen wpływają na obniżenie rentowności segmentu poprzez zmniejszenie uzyskiwanych marż na sprzedaży.

Czynniki pogodowe przekładają się również na wyniki osiągane w segmentach Dystrybucja oraz Wytwarzanie. Niższe temperatury korzystnie wpływają na wolumen dystrybucji gazu oraz produkcję ciepła. W przypadku segmentu Wytwarzanie ważnym z punktu widzenia działalności GK PGNiG będzie kształt programów wsparcia wytwarzania energii elektrycznej w wysokosprawnej kogeneracji oraz ze źródeł odnawialnych. Istotnym elementem kształtującym wyniki segmentu Wytwarzanie będzie poziom cen paliw produkcyjnych wykorzystywanych na potrzeby produkcji ciepła i energii elektrycznej.

W kolejnych kwartałach GK PGNiG zamierza utrzymać wysoki poziom nakładów finansowych na działalność inwestycyjną, w tym głównie na realizację celów strategicznych: zwiększenia zdolności wydobywczych, działalności związanej z poszukiwaniem i rozpoznawaniem złóż ropy naftowej i gazu ziemnego, rozbudową sieci dystrybucyjnej oraz potencjalnych akwizycji w segmentach Poszukiwanie i wydobycie oraz Wytwarzanie. Należy jednak dodać, iż spółki Grupy realizują inicjatywy poprawiające efektywność ich funkcjonowania m.in. w zakresie optymalizacji kosztów działalności, co w pozytywny sposób przełoży się na wyniki GK PGNiG.

5. Wyniki działalności segmentów GK PGNiG

5.1. Segment Poszukiwanie i wydobywanie

Podstawową działalnością segmentu jest pozyskanie węglowodorów ze złóż i przygotowanie produktów do sprzedaży. Segment obejmuje cały proces poszukiwania oraz wydobywania gazu ziemnego i ropy naftowej ze złóż, poczynając od przeprowadzenia analiz geologicznych, badań geofizycznych i wierceń, po zagospodarowanie i eksploatację złóż. Prace te segment prowadzi we własnym zakresie oraz we współpracy z partnerami na podstawie umów o wspólnych operacjach. Głównymi obszarami działalności są Polska, Norwegia oraz Pakistan.

5.1.1. Strategia w segmencie

Zwiększenie bazy udokumentowanych zasobów węglowodorów

W ramach obszaru poszukiwań i wydobywania jednym z kluczowych celów jest zwiększenie bazy udokumentowanych zasobów węglowodorów o 35%. Cel ten będzie realizowany poprzez podjęcie stosownych działań w Polsce i za granicą, mimo, iż w okresie 2010-2015 łączna baza zasobów węglowodorów GK PGNiG kurczyła się średniorocznie o około 2%.

W Polsce - w latach 2017-2022 - zakładana jest intensyfikacja poszukiwań złóż węglowodorów, co umożliwi utrzymanie wysokiego poziomu nowych odkryć. W 2016 r. nastąpił przełom w efektywności prac poszukiwawczych, co zaowocowało istotnym przyrostem nowych odkryć zasobów węglowodorów (przyrost zasobów w 2016 r. o ok. 35 mln boe vs. przyrost zasobów w 2015 r. o ok. 16 mln boe). W latach 2017-2022 planowane jest utrzymanie rocznego przyrostu brutto odkrytych krajowych zasobów węglowodorów (bez pomniejszenia o wydobywanie) na poziomie zbliżonym do 2016 r. - w przedziale od ok. 27 do ok. 34 mln boe rocznie.

Dla osiągnięcia zamierzonego celu realizowane będą działania:

- weryfikacji posiadanych koncesji pod kątem oceny efektywności kontynuacji prac i zbycia koncesji nieperspektywicznych,
- weryfikacji planów poszukiwań krajowych pod kątem maksymalizacji prawdopodobieństwa odkrycia i udokumentowania nowych złóż węglowodorów,
- weryfikacji planów inwestycyjnych w zakresie zagospodarowania złóż węglowodorów m.in. pod kątem skrócenia terminów realizacji projektów inwestycyjnych,
- zmianę podejścia do przygotowywania koncepcji zagospodarowania złóż oraz prowadzenia prac przygotowawczych (np. pozyskanie wstępnych/warunkowych zgód właścicieli działek) na okres przed rozpoczęciem wierceń poszukiwawczych,
- standaryzację i dostosowanie wymagań technicznych dotyczących budowy infrastruktury naziemnej do rzeczywistych potrzeb technologicznych i eksploatacyjnych.

Z uwagi na ograniczoną dynamikę nowych odkryć krajowych złóż węglowodorów, a także niewielkie perspektywy udokumentowania złóż niekonwencjonalnych w Polsce, zakładane jest poszukiwanie możliwości dalszego wzrostu bazy zasobów węglowodorów oraz rozwoju działalności produkcyjnej poza granicami kraju (przewidywany łączny przyrost brutto zasobów w latach 2017-2022 na poziomie ok. 442 mln boe). Jednocześnie ważnym celem dla Grupy jest realizacja projektów wydobywczych gwarantujących tzw. *equity gas* na szelfie norweskim, czyli umożliwiających „fizyczny” transport gazu do kraju.

Zwiększenie wolumenu rocznego wydobywania węglowodorów

Celem strategicznym obszaru jest zwiększenie wolumenu rocznego wydobywania węglowodorów z poziomu ok. 39 mln boe w 2017 r. do poziomu blisko 55 mln boe w 2022 r. (+15,9 mln boe, CAGR 6%) poprzez utrzymanie wolumenu wydobywania węglowodorów w kraju na poziomie 30-33 mln boe rocznie i istotny wzrost produkcji węglowodorów za granicą - w Pakistanie i Norwegii - do poziomu ok. 22 mln boe rocznie.

W tym celu prowadzone będą następujące działania:

1. w Polsce: intensyfikacja wydobywania z obecnie eksploatowanych złóż węglowodorów w oddziałach wydobywczych;
2. za granicą:
 - udział w postępowaniach koncesyjnych w priorytetowych regionach/krajach;
 - realizacja projektów M&A w priorytetowych regionach/krajach;
 - realizacja programu przyspieszanego zagospodarowania złóż na koncesjach posiadanych w Pakistanie.

Wzrost rentowności działalności poszukiwawczo-wydobywczej

Dotychczas, w szczególności w latach 2013-2015, jednostkowe koszty poszukiwań i rozpoznania złóż ponoszone przez PGNiG kształtowały się na poziomie wyższym od średniej światowej. Wynikało to m.in. z niskiej trafności poszukiwań oraz nieefektywnego podejścia do realizacji projektów poszukiwawczych. Aspiracją strategiczną obszaru poszukiwań i wydobywania jest istotne obniżenie jednostkowych wydatków na poszukiwanie i rozpoznanie złóż węglowodorów w Polsce. Zakłada się koncentrację prac poszukiwawczych na projektach posiadających największy potencjał pozytywnego wyniku ekonomicznego. Dodatkowo zakłada się skrócenie średniego czasu rozpoznania i zagospodarowania złóż.

Realizacja strategii GK PGNiG w obszarze poszukiwań i wydobycia przyniesie wzrost wyniku EBITDA w perspektywie 2022 r., który będzie rezultatem wymienionych wyżej działań strategicznych, a także optymalizacji kosztów operacyjnych spółek serwisowych i rozwoju działalności serwisowej na rzecz podmiotów spoza GK PGNiG, również na nowych rynkach, optymalizacji zagranicznego portfela aktywów *upstream* oraz intensyfikacji zagranicznych projektów poszukiwawczych (Norwegia i Pakistan) i wykorzystywania innowacyjnych technologii w procesach biznesowych (m.in. zarządzanie eksploatacją kopalń).

5.1.2. Wyniki wolumenowe segmentu

| Wydobycie gazu ziemnego GK PGNiG mln m ³ | 1H 2017 | 1H 2016 | 2016 | 2015 | 2014 | 2013 |
|--|---------|---------|-------|-------|-------|-------|
| Gaz wysokometanowy (E) | 944 | 992 | 1 918 | 2 027 | 1 876 | 1 890 |
| w Polsce | 656 | 708 | 1 401 | 1 454 | 1 457 | 1 550 |
| w Norwegii | 288 | 284 | 517 | 573 | 419 | 340 |
| Gaz zaazotowany (Ls/Lw przeliczony na E) | 1 279 | 1 266 | 2 540 | 2 564 | 2 627 | 2 692 |
| w Polsce | 1 213 | 1 241 | 2 481 | 2 513 | 2 569 | 2 667 |
| w Pakistanie - Oddział PGNiG w Pakistanie | 66 | 25 | 59 | 52 | 58 | 25 |
| RAZEM (przeliczony na E) | 2 222 | 2 258 | 4 458 | 4 591 | 4 503 | 4 582 |

| Sprzedaż gazu ziemnego z segmentu poza GK PGNiG mln m ³ | 1H 2017 | 1H 2016 | 2016 | 2015 | 2014 | 2013 |
|--|---------|---------|------|------|------|------|
| Gaz wysokometanowy (E) | 18 | 51 | 77 | 54 | 33 | 36 |
| w Polsce | 18 | 29 | 53 | 52 | 33 | 36 |
| w Norwegii | - | 22 | 24 | 1 | - | - |
| Gaz zaazotowany (Ls/Lw przeliczony na E) | 385 | 371 | 703 | 684 | 738 | 683 |
| w Polsce | 320 | 348 | 645 | 633 | 682 | 658 |
| w Pakistanie | 65 | 23 | 58 | 51 | 56 | 25 |
| RAZEM (przeliczony na E) | 403 | 422 | 780 | 737 | 771 | 719 |

| Ropa naftowa* w GK PGNiG tys. ton | 1H 2017 | 1H 2016 | 2016 | 2015 | 2014 | 2013 |
|--------------------------------------|---------|---------|-------|-------|-------|-------|
| Wydobycie ropy naftowej* | 616 | 676 | 1 318 | 1 428 | 1 207 | 1 099 |
| w Polsce | 365 | 379 | 763 | 765 | 789 | 815 |
| w Norwegii | 251 | 297 | 555 | 664 | 418 | 283 |
| Sprzedaż ropy naftowej* | 705 | 734 | 1 347 | 1 391 | 1 169 | 1 106 |
| z wydobycia w Polsce | 379 | 377 | 754 | 772 | 780 | 809 |
| z wydobycia w Norwegii | 326 | 357 | 593 | 619 | 389 | 297 |

* razem z kondensatem i NGL

| Wydobycie pozostałych produktów tys. ton | 1H 2017 | 1H 2016 | 2016 | 2015 | 2014 | 2013 |
|---|---------|---------|------|------|------|------|
| Gaz propan-butan | 17 | 19 | 37 | 35 | 32 | 30 |
| LNG | 11 | 14 | 26 | 25 | 30 | 32 |

| mln m ³ | 1H 2017 | 1H 2016 | 2016 | 2015 | 2014 | 2013 |
|--------------------|---------|---------|------|------|------|------|
| Hel | 2 | 1 | 3 | 3 | 3 | 3 |

5.1.3. Omówienie wyników finansowych segmentu

| Wybrane dane finansowe segmentu | 1H 2017 | 1H 2016 przekształcone | 2016 przekształcone | 2016* | 2015* | 2014* | 2013* |
|--|---------|---------------------------|------------------------|-------|-------|-------|-------|
| Przychody ze sprzedaży ogółem | 3 146 | 2 583 | 5 289 | 4 291 | 4 855 | 6 071 | 6 185 |
| Przychody ze sprzedaży poza GK PGNiG, w tym: | 1 637 | 1 378 | 2 776 | 2 776 | 3 148 | 4 346 | 4 580 |
| - gazu wysokometanowego i zaazotowanego | 281 | 298 | 517 | 517 | 553 | 573 | 577 |
| - ropy naftowej, kondensatu i NGL | 1 032 | 784 | 1 606 | 1 606 | 1 945 | 2 654 | 2 757 |
| - usługi geofizyczne, geologiczne i wiertnicze | 200 | 193 | 429 | 429 | 382 | 761 | 833 |
| Przychody między segmentami | 1 509 | 1 205 | 2 513 | 1 515 | 1 707 | 1 725 | 1 605 |
| EBITDA | 2 239 | 896 | 2 206 | 1 285 | 2 426 | 3 143 | 3 381 |
| EBITDA skorygowana o odpisy z tytułu trwałej utraty wartości rzeczowych aktywów trwałych | 2 254 | 1 635 | 2 977 | 2 056 | 2 980 | 3 812 | 3 908 |

* dane raportowane, nie uwzględniają zmian prezentacji segmentów sprawozdawczych, przedstawionych w pkt. 4.3, wprowadzonych w 2017 r.

Wynik operacyjny segmentu Poszukiwanie i wydobycie w I półroczu 2017 r. wyniósł 1 690 mln zł i był o 1 370 mln zł (428%) wyższy niż w analogicznym okresie roku poprzedniego. Na zwiększenie wyniku operacyjnego segmentu wpływ miały przede wszystkim: zmniejszenie kosztu odpisów rzeczowego majątku trwałego i wartości niematerialnych oraz zwiększenie przychodów ze sprzedaży. Koszt odpisów aktualizujących i spisanych aktywów poszukiwawczych w bieżącym okresie wyniósł 15 mln zł, co oznacza spadek o 724 mln zł (98%) w stosunku do analogicznego okresu roku poprzedniego. Z kolei przychody w I półroczu 2017 r. wyniosły 3 146 mln zł, co oznacza wzrost o 563 mln zł (22%) w stosunku do analogicznego okresu roku poprzedniego. Na zwiększone przychody segmentu w I półroczu 2017 r. wpływ miały przede wszystkim:

- wyższa cena przekazania gazu wydobytego w Polsce z segmentu Poszukiwanie i wydobycie do segmentu Obrót i magazynowanie – średnia cena sprzedaży gazu w I półroczu 2017 r. była wyższa o 26% w stosunku do analogicznego okresu roku poprzedniego (średnia dla półrocza liczona jako średnia z sześciu miesięcy I półrocza 2017 r. ważona wolumenem gazu wydobytego w Polsce i przekazanego do sprzedaży przez segment Obrót i magazynowanie). Wzrost

ceny przekazania gazu z wydobycia krajowego pomiędzy segmentami jest bezpośrednią konsekwencją oparcia tej ceny na notowaniach gazu na TGE, gdzie średni wzrost cen gazu w I półroczu 2017 roku wyniósł 24%;

- wyższe przychody segmentu z tytułu sprzedaży ropy naftowej, kondensatu i NGL o 31%, pomimo nieznacznie niższego wolumenu sprzedaży tych produktów w I półroczu 2017 r. w stosunku do analogicznego okresu roku poprzedniego (spadek o 3,8%), będące rezultatem wyższej o 31% średniej kwartalnej ceny ropy naftowej Brent wyrażonej w PLN.

5.1.4. Działalność segmentu w Polsce

Na dzień 1 stycznia 2017 r. PGNiG posiadało 46 koncesji na poszukiwanie i rozpoznawanie złóż ropy naftowej i gazu ziemnego, 3 koncesje „zawieszono” w związku z brakiem zakończenia procedury przekształcenia oraz 4 koncesje „łączne” (koncesje na poszukiwanie, rozpoznawanie oraz wydobywanie ropy naftowej i gazu ziemnego). W I półroczu 2017 r. złożono 6 wniosków o rezygnację z koncesji oraz pozyskano w ramach przetargu 2 obszary koncesyjne.

Na dzień 30 czerwca 2017 r. PGNiG posiadało: 29 koncesji na poszukiwanie i rozpoznawanie, 18 koncesji „łącznych” oraz 2 koncesje „zawieszono” - postępowania przekształcenia koncesji są w toku. Liczba posiadanych krajowych koncesji eksploatacyjnych wynosi 224. W I półroczu 2017 r. PGNiG nie przyznano nowych koncesji, 8 koncesji zostało zmienionych, a 1 koncesja została wygaszona. Bez zmian pozostaje liczba koncesji na podziemne magazynowanie gazu (9) oraz składowanie odpadów (3).

Stan zasobów wydobywalnych na dzień 30 czerwca 2017 r. wynosił 16 986 tys. ton. ropy naftowej oraz 76 238 mln m³ gazu ziemnego w przeliczeniu na gaz wysokometanowy.

W I półroczu 2017 r. PGNiG zajmowało się poszukiwaniem i rozpoznawaniem złóż ropy naftowej i gazu ziemnego na terenie Karpat, Przedgórze Karpat i na Niżu Polskim zarówno we własnym zakresie, jak i we współpracy z partnerami. Na obszarach koncesyjnych PGNiG prace wiertnicze w kraju prowadzone były w 15 otworach o łącznym metrażu 26 707 mb, w tym: 10 poszukiwawczych, 3 otworach rozpoznawczych oraz 2 otworach eksploatacyjnych. Dla porównania w całym 2016 r. prace wiertnicze prowadzone były na 19 otworach (12 poszukiwawczych i 7 rozpoznawczych).

Z 15 otworów realizowanych, głębokość końcową osiągnęło 13 otworów, w tym: 9 poszukiwawczych, 2 rozpoznawcze oraz 2 eksploatacyjne. Na koniec czerwca 2017 r. wyniki złożowe uzyskano z 12 odwiertów (9 poszukiwawczych i 3 rozpoznawcze), w tym 3, w których wiercenie zakończono w 2016 r. Jako otwory pozytywne zakwalifikowano: 5 poszukiwawczych i 2 rozpoznawcze. W 5 odwiertach poszukiwawczych nie uzyskano przemysłowego przypiływu węglowodorów i odwierty te zostały zlikwidowane.

Łącznie podłączono do eksploatacji 8 odwiertów: Siedlecza-4, Siedlecza-5K, Siedlecza-6K, Przeworsk-17, Przeworsk-18, Przeworsk-19K, Przeworsk-21 K, Przeworsk-22, Brońsko-23, Brońsko-27, Brońsko-28.

W I półroczu 2017 r. wykonano 287,77 km sejsmiki 2D i 172,5 km² sejsmiki 3D.

Wolumen wydobycia gazu ziemnego w Polsce przez PGNiG wyniósł 1,87 mld m³. Wydobycie krajowe ropy oraz kondensatu przez PGNiG w I półroczu 2017 r. wyniosło 365 tys. ton, przy sprzedaży wynoszącej 274 tys. ton. Średnia cena gazu na TGE w tym okresie wynosiła 185,65 zł/1000 m³, a średnia cena ropy naftowej Brent 205,68 zł/bbl.

5.1.5. Działalność segmentu za granicą

Norwegia

PGNiG UN wspólnie z partnerami zajmuje się wydobyciem węglowodorów ze złóż Skarv, Morvin, Vilje i Vale oraz zagospodarowaniem złóż Snadd i Gina Krog. Na dzień 30 czerwca 2017 r. PGNiG UN posiadał udziały w 18 koncesjach poszukiwawczo-wydobywczych na Norweskim Szelfie Kontynentalnym, w tym w 2 operatorskich.

W 2017 r. została rozstrzygnięta kolejna runda koncesyjna APA 2016 (Awards in Predefined Areas), w wyniku której PGNiG UN otrzymał udziały w 2 nowych koncesjach poszukiwawczych:

- 40% udziałów jako operator w koncesji PL887 na Morzu Norweskim; koncesja ta jest położona w okolicy złoża Åsgard, partnerami tej koncesji zostały spółki Concedo ASA, Skagen44 AS oraz Petrolia NOCO AS, które otrzymały po 20% udziałów;
- 30% udziałów jako partner w koncesji PL891 na Morzu Norweskim; operatorem na tej koncesji został ConocoPhillips (40% udziałów), a drugim partnerem spółka Aker BP ASA, która otrzymała 30% udziałów.

Po wynikach przeprowadzonych analiz geologiczno-ekonomicznych wraz z partnerami podjęto decyzję o zwolnieniu koncesji PL703 oraz PL799 bez wiercenia otworu.

Wykaz koncesji na koniec czerwca 2017 r.

| Koncesja | Operator | Udział PGNiG UN | Rodzaj | Planowane działania |
|--------------------------|----------------|-----------------------------|--|--|
| PL029C (Gina Krog) | Statoil | 29,63 % (8% w projekcie) | Poszukiwawcza / zagospodarowanie | Produkcja (począwszy od 30 czerwca 2017), Zagospodarowanie, Poszukiwania |
| PL036D (Vilje) | Det norske | 24.243 % | Produkcja | Produkcja |
| PL036 (Vale) | Centrica | 24.243 % | Poszukiwawcza / Produkcja | Produkcja |
| PL249 (Vale) | | | | |
| PL134B (Morvin) | Statoil | 6 % | Produkcja | Produkcja |
| PL134C (Morvin) | | | | |
| PL212 (Skarv) | BP | 15 % | Poszukiwawcza / zagospodarowanie / Produkcja | Produkcja, finalne przygotowania do zagospodarowania projektu Snadd |
| PL212B (Skarv) | | (11,9175 w projekcie) | | |
| PL262 (Skarv) | | | | |
| PL212E (Snadd Outer) | BP | 15 % | Poszukiwawcza | Możliwe włączenie do Snadd |
| PL703 (Asterix S/Loki)* | OMV | 40 % | Poszukiwawcza | Podjęto decyzję rezygnacji z licencji. |
| PL813 (Elli) | Statoil | 8% | Poszukiwawcza | Decyzja Drill or Drop (DoD): Luty 2018 |
| Op.PL838 (Tunfisk/Shrek) | PGNiG | 40% | Poszukiwawcza | DoD: Luty 2018 |
| PL839 (Nise/Storkobbe) | BP | 11,9175% | Poszukiwawcza | DoD: Luty 2018, Interpretacja sejsmiki |
| PL850 (Ulv) | Edison | 20% | Poszukiwawcza | DoD: Luty 2019 |
| PL856 (Princesse) | Capricorn | 25% | Poszukiwawcza | DoD: Lipiec 2018 |
| PL887 (Novus East) | PGNiG | 40% | Poszukiwawcza | DoD: Luty 2019 |
| PL891 (Tunfisk South) | ConocoPhillips | 30% | Poszukiwawcza | DoD: Luty 2019 |

W I półroczu 2017 r. spółka podejmowała szerokie działania w kierunku umożliwienia importu norweskiego gazu do Polski. W tym celu kontynuowano rozmowy z operatorami systemów przesyłowych w Polsce, Danii i w Norwegii mające doprowadzić do powstania nowego połączenia infrastrukturalnego między Norwegią a Polską (Korytarz Norweski).

Zgodnie z przyjętą Strategią GK PGNiG, PGNiG UN prowadził analizy innych projektów, które mogą doprowadzić do dalszego wzrostu wydobywania w Norwegii. W I półroczu 2017 r. nabyto od Aker BP ASA 35% udziałów w odkrytym niedawno złożu Storklakken (licencja PL460). Pozostałe 65% w licencji PL460 należy do Aker BP ASA, która pełni również funkcję operatora. Według operatora wielkość zasobów wydobywalnych przypadających na udział PGNiG wynosi 3,85 mln boe. Plan zagospodarowania złoża przewiduje uruchomienie produkcji w 2020 r. W chwili obecnej PGNiG UN oczekuje na zatwierdzenie transakcji przez władze norweskie. Inwestycje w złożu zostaną sfinansowane ze środków pochodzących z działalności operacyjnej PGNiG w Norwegii.

W I półroczu 2017 r. PGNiG UN razem z partnerami zakończyła prace przygotowawcze na złożu Gina Krog, co umożliwiło uruchomienie wydobywania ze złoża na koniec czerwca 2017 r. Ponadto uszczegółowiona została koncepcja zagospodarowania złoża Snadd. Preferowany scenariusz inwestycyjny zakłada wykonanie trzech nowych odwiertów produkcyjnych i uruchomienie wydobywania od 2020 r.

Od stycznia 2017 r. stopa podatku dochodowego w Norwegii (*Corporate Tax*) została obniżona z 25% do 24%. Jednocześnie obniżka podatku dochodowego została zrównoważona podniesieniem specjalnego podatku węglowodorowego (*Special Petroleum Tax*) z 53% do 54% oraz obniżką ulgi inwestycyjnej (*Uplift*) z 22% do 21,6%. Marginalna stopa podatkowa od działalności wydobywczej pozostała na poziomie 78%. W związku z powyższym wprowadzone zmiany mają minimalny wpływ na działalność biznesową spółki.

W I połowie 2017 r. ze złóż Skarv, Morvin, Vilje, Vale i Gina Krog spółka zgodnie z planem wydobyla 251 tys. ton ropy naftowej wraz z innymi frakcjami (w przeliczeniu na tonę ekwiwalentu ropy naftowej) i 288 mln m³ gazu ziemnego. Większe wolumeny zanotowane w ramach złóż Skarv, Morvin i Vilje skompensowały opóźnienie w rozpoczęciu produkcji w ramach Giny Krog, która rozpoczęła produkcję 30 czerwca 2017 r.

Pakistan

PGNiG prowadzi prace poszukiwawcze w Pakistanie na podstawie umowy na poszukiwanie i eksploatację węglowodorów na obszarze koncesji Kirthar. Prace poszukiwawcze w obszarze bloku Kirthar prowadzone są wspólnie z Pakistan Petroleum Ltd. (PPL), zgodnie z podziałem udziałów i kosztów PGNiG (operator) – 70%, PPL – 30%. Dotychczas na terenie koncesji odkryto dwa złoża gazu ziemnego Rehman i Rizq o zasobach wydobywalnych odpowiednio 11,5 mld m³ i 3,8 mld m³.

Eksploatacja ze złóż Rehman i Rizq prowadzona jest za pomocą kopalni na złożu Rehman. 6 marca 2017 r. PGNiG zakończyło wiercenie otworu Rehman-3, a 1 maja 2017 r. rozpoczęło wiercenie otworu Rizq-2. Obecnie trwają prace przygotowawcze do wiercenia otworów Roshan-1 (struktura N2) i Rehman-5. W marcu 2017 r. podłączony został do eksploatacji odwiert Rehman-2. Trwają prace podłączenia odwiertu Rehman-3 do infrastruktury wydobywczej, co jest planowane na sierpień 2017 r.

Libia

W I półroczu 2017 r. POGC Libya kontynuowała działania zainicjowane w poprzednich latach zmierzające do ograniczenia wpływu siły wyższej na projekt. Wszelkie działania w tym zakresie są uzgodnione z National Oil Corporation. W ramach realizowanych działań prowadzone były analizy danych sejsmicznych oraz weryfikacja perspektywiczności licencji LC113.

Iran

W I półroczu 2017 r. PGNiG zrealizowało zadania związane z przygotowaniem Wstępnej Koncepcji Zagospodarowania Złoża Soumar (*Technical Proposal*), która została przedstawiona i przyjęta przez National Iranian Oil Company oraz Iranian Central Oil Fields Company. Wstępne szacunki zasobów złoża Soumar wynoszą 14,8 mln m³ ropy naftowej. Wstępna koncepcja zakłada odwiercenie 9 odwiertów. Szacowane nakłady w zależności od przyjętej Finalnej Koncepcji mogą wynosić od 63 do 114 mln USD.

5.1.6. Perspektywy segmentu

Polska

W II półroczu 2017 r. PGNiG będzie kontynuować prace związane z poszukiwaniem i rozpoznawaniem złóż ropy naftowej i gazu ziemnego na posiadanych koncesjach oraz utrzymanie stabilnego poziomu wydobycia. Rozpoczęto realizację programu intensyfikacji wydobycia ropy naftowej ze złoża Barnówko-Mostno-Buszewo poprzez powrotne zatłaczanie gazu nadmiarowego do odwiertów Mostno-1 i Mostno-3.

W II półroczu kontynuowane będą prace sejsmiczne (przetwarzanie i interpretacja) już wykonanych prac polowych o powierzchni ok. 400 km² sejsmiki 3D i ponad 300 kmb sejsmiki 2D. Planowane jest rozpoczęcie nowych projektów o łącznej powierzchni ok. 750 km². Równocześnie realizowane będą wiercenia poszukiwawcze w 13 otworach oraz 5 otworach eksploatacyjnych. Prace poszukiwawcze w dalszym ciągu skoncentrowane będą w rejonie Przemysła i Rzeszowa oraz w rejonie poznańskim. Jeden otwór będzie realizowany we współpracy z firmą Lotos w rejonie Szczecina.

Na obszarze Górnego Śląska kontynuowany będzie projekt badawczy Gilowice, którego celem jest określenie potencjału i możliwości eksploatacji gazu ziemnego z pokładów węgla, jak również realizacja prac sejsmicznych 3D na koncesji Międzyrzecze - pierwszej koncesji PGNiG na poszukiwanie i rozpoznawanie metanu z pokładów węgla (CBM).

Norwegia

W II półroczu 2017 r. PGNiG UN będzie prowadzić dalsze analizy w zakresie budowy infrastruktury umożliwiającej fizyczne sprowadzenie norweskiego gazu do Polski, jak i potencjalne akwizycje złóż gazowych w Norwegii. W obszarze projektów infrastrukturalnych, spółka planuje uczestnictwo w kolejnych fazach procedury *open season*, uruchomionej przez operatorów systemów przesyłowych w Danii i w Polsce. Ponadto PGNiG UN zamierza w drugim półroczu 2017 r. aktywnie poszukiwać możliwości nabycia dodatkowych aktywów produkcyjnych oraz aktywów będących w fazie zagospodarowania.

W ramach złóż Skarv, Morvin, Vale i Vilje przewidywana produkcja w drugim półroczu będzie nieznacznie niższa w porównaniu z I półroczem, co wynika z procesu naturalnego szczyptywania się złóż. Spadek ten zostanie jednak skompensowany poprzez rozpoczęcie produkcji z pierwszych odwiertów Giny Krog. W kolejnych miesiącach nastąpi także wzrost wydobycia ze złoża Gina Krog na skutek stopniowego włączania do eksploatacji kolejnych odwiertów. Proces ten będzie kontynuowany do I/II kwartału 2019 r., kiedy to złożo osiągnie maksimum swoich zdolności produkcyjnych.

W II półroczu 2017 r. spółka będzie kontynuowała inwestycje w ramach projektów Snadd oraz nowo nabytego projektu Storklakken. Jednocześnie prowadzony jest długoterminowy test produkcyjny złoża Snadd. W najbliższym półroczu planowane jest przedstawienie planów zagospodarowania złóż Snadd i Storklakken do akceptacji przez norweskie władze.

Pakistan

Na 2017 r. planowane jest rozpoczęcie otworu Rehman-4. W kolejnych latach, w ramach koncesji Kirthar, Spółka będzie prowadzić prace związane ze stopniową rozbudową mocy instalacji wydobywczych i rozwiercaniem złóż Rehman i Rizq. Ponadto PGNiG planuje kontynuację prac poszukiwawczych na obszarze 3 potencjalnych złóż: N2, W1 i W2. Równoległe prowadzone są starania o uzyskanie koncesji poszukiwawczej Baran Block, bezpośrednio sąsiadującej z koncesją Kirthar. Rozpoczęto negocjacje z dotychczasowym partnerem na koncesji Kirthar (PPL) w sprawie objęcia części udziałów na koncesji Dhok Sultan, na której dokonano odkrycia złoża ropy.

5.2. Segment Obrót i magazynowanie

Podstawową działalność segmentu stanowi obrót gazem ziemnym. Segment sprzedaje w Polsce gaz wydobywany ze złóż krajowych i gaz importowany, a GK PGNiG jest największym dostawcą gazu ziemnego na krajowym rynku. Poprzez spółki PGNiG Sales and Trading GmbH (sprzedaż hurtowa) i PST Europe Sales GmbH (sprzedaż detaliczna), GK PGNiG dynamicznie rozwija swoją działalność w Niemczech i Austrii w obszarach sprzedaży hurtowej i sprzedaży dla klientów końcowych. Ponadto segment prowadzi działalność handlową na rynkach energii elektrycznej, świadectw pochodzenia energii oraz uprawnień do emisji CO₂. Segment wykorzystuje siedem podziemnych magazynów gazu, które zlokalizowane są w Brzeźnicy, Husowie, Mogilnie, Strachocinie, Swarzowie, Wierzchowicach i Kosakowie.

5.2.1. Strategia w segmencie

Dywersyfikacja kierunków dostaw gazu

Na obecną pozycję GK PGNiG negatywnie wpływa historyczny kontrakt długoterminowy na dostawy gazu ziemnego do Polski. Mając na uwadze zbliżające się wygaśnięcie tzw. kontraktu jamalskiego, Grupa będzie dążyć do osiągnięcia realnej dywersyfikacji portfela dostaw gazu. W tym zakresie kluczowymi działaniami Grupy są: wsparcie budowy połączenia gazowego Polski i Norwegii, rozwój kompetencji w zakresie handlu i logistyki LNG na rynku globalnym oraz zwiększenie bazy zasobów gazu.

- Wsparcie budowy Korytarza Norweskiego

Celem strategicznym GK PGNiG jest budowa portfela pozyskania gazu z wykorzystaniem infrastruktury Korytarza Norweskiego, co pozwoli na jego sprowadzanie z nowych kierunków i kontraktację po cenie rynkowej, zapewniając większą elastyczność portfela importu gazu po 2022 r.

- Rozwój kompetencji w zakresie handlu i logistyki LNG na rynku globalnym

Rozwój kompetencji w zakresie handlu i logistyki LNG wesprze elastyczność w zakresie struktury pozyskania gazu po 2022 r. dzięki możliwości krótkoterminowego bilansowania portfela importowego. W perspektywie Strategii kontynuowane będą działania związane z rozwojem kompetencji oraz wzmocnieniem swojej obecności na światowym rynku LNG. Planowane jest badanie możliwości kontraktacji LNG z nowych kierunków (np. Ameryka Północna, Australia) oraz rozszerzenie dotychczasowej współpracy z dostawcami LNG.

- Zwiększenie bazy zasobów w kraju i za granicą

Realizacja inwestycji Korytarza Norweskiego umożliwiłaby transport gazu z własnych złóż bezpośrednio na polski rynek.

Wzrost wolumenu sprzedaży gazu ziemnego w obrocie hurtowym

Celem strategicznym obszaru obrotu hurtowego jest zwiększenie łącznego wolumenu obrotu gazem ziemnym z poziomu ok. 166 TWh (ok. 15 mld m³) w 2017 r. do poziomu ok. 178 TWh (ok. 16 mld m³) w 2022 r. (+ 7%).

Realizacja tego celu będzie możliwa dzięki zwiększeniu wolumenu sprzedaży gazu w Polsce, podejmowaniu działań w kierunku zmniejszania dynamiki spadku sprzedaży gazu do odbiorców końcowych w następstwie uwalniania rynku gazu w Polsce oraz zwiększeniu wolumenu sprzedaży gazu na rynkach zagranicznych o ponad 250%.

W kolejnych latach PGNiG będzie kontynuowało działania zmierzające do zabezpieczenia pozycji rynkowej w zakresie sprzedaży gazu ziemnego.

Mając na uwadze doświadczenie i kompetencje PST, celem strategicznym GK PGNiG jest dalsza ekspansja spółki na innych rynkach obrotu gazem i energią w regionie Europy Środkowo-Wschodniej. PGNiG zamierza kontynuować działania zmierzające do wzmocnienia swojej obecności na rynku ukraińskim, należącym do najbardziej perspektywicznych rynków w regionie.

Utrzymanie pozycji rynkowej i maksymalizacja marży w obrocie detalicznym

Nadrzędnymi celami strategicznymi spółki PGNiG OD w perspektywie strategii będzie poprawa marżowości sprzedaży gazu do klientów detalicznych, przy jednoczesnym utrzymaniu łącznego wolumenu sprzedaży gazu ziemnego na rynku detalicznym na poziomie ok. 67-69 TWh/rocznie (6,0 - 6,2 mld m³/rocznie).

Podstawowym elementem determinującym działania PGNiG OD w najbliższej perspektywie jest uwolnienie cen sprzedaży gazu ziemnego do odbiorców końcowych. Od 1 października 2017 r. zniesiony zostanie obowiązek zatwierdzania taryf dla klientów instytucjonalnych – w efekcie ok. 50% wolumenu sprzedaży PGNiG OD będzie zwolniona z taryfikacji.

PGNiG OD rozpoczął już działania w zakresie poprawy atrakcyjności oferty produktowej spółki. W 2016 r. spółka wychodząc naprzeciw oczekiwaniom odbiorców końcowych, oferowała programy rabatowe, które spotkały się z dużym zainteresowaniem. Już teraz obszar obrotu detalicznego oferuje klientom coraz bogatsze portfolio produktów skierowane do różnych grup odbiorców w zakresie paliwa gazowego, ale też energii elektrycznej. W ramach budowania trwałej relacji partnerskiej z klientem rozpoczęto prace nad nowymi rozwiązaniami w zakresie usług dodanych, jak również nad zwiększeniem satysfakcji klientów poprzez poprawę jakości ich obsługi i rozwój nowoczesnych kanałów sprzedaży.

W najbliższej perspektywie spółka skoncentruje działania na:

- opracowaniu i wdrożeniu nowej polityki cenowej – nowa polityka cenowa będzie poprzedzona kompleksową analizą oczekiwań klientów PGNiG OD oraz analizą działań bezpośrednich konkurentów PGNiG OD. Kluczowym elementem prac po stronie PGNiG OD będzie opracowanie nowej segmentacji uzależnionej m.in. od oczekiwań klientów oraz marżowości generowanej na sprzedaży do tych grup przez spółkę,
- opracowaniu i wdrożeniu nowej oferty produktowej - opracowanie rozszerzonej oferty produktowej dla segmentu b2c, stanowiącej odpowiedź na oczekiwania odbiorców końcowych a także umożliwiającej sprzedaż dodatkowych produktów i usług (*cross-selling*, rozwój sprzedaży gazu CNG oraz LNG),

- wdrożeniu programu lojalizacji klientów - obejmującego m.in. zdefiniowanie priorytetowych grup taryfowych/segmentów klientów objętych kolejnymi programami rabatowymi.

Wzrost dostępnych pojemności magazynowych

Działalność GK PGNiG w obszarze magazynowania koncentruje się na realizacji dwóch kluczowych celów strategicznych, tj. zabezpieczeniu pojemności magazynowych dostosowanych do popytu oraz wzroście efektywności funkcjonowania obszaru magazynowania. Zakłada się, że po zrealizowaniu rozpoczętych projektów rozbudowy PMG, obecne pojemności będą wystarczające dla pokrycia prognozowanego popytu na usługi magazynowe w perspektywie 2022 r. Kluczowym celem jest skuteczne sfinalizowanie obecnie realizowanych projektów inwestycyjnych (PMG Kosakowo). Po rozbudowie całkowita pojemność magazynów gazu wysokometanowego w Polsce będzie wynosić ok. 3 mld m³ (33,3 TWh).

W odpowiedzi na oczekiwania rynkowe, na początku lutego 2017 r. PGNiG wprowadziło do oferty usługę biletową, umożliwiającą importującym gaz ziemny do Polski lub dokonującym obrotu z zagranicą wywiązanie się z ustawowego obowiązku utrzymywania zapasu obowiązkowego. Usługa biletowa pozwoli na efektywne wykorzystanie pojemności magazynowych przez uczestników rynku gazu ziemnego.

5.2.2. Wyniki wolumenowe segmentu

| Sprzedaż gazu ziemnego poza GK PGNiG mln m ³ | 1H 2017 | 1H 2016 | 2016 | 2015 | 2014 | 2013 |
|--|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|
| Gaz wysokometanowy (E) | 13 668 | 11 919 | 22 822 | 21 600 | 17 289 | 14 934 |
| Gaz zaazotowany (Ls/Lw przeliczony na E) | 396 | 340 | 671 | 612 | 514 | 519 |
| RAZEM (przeliczony na E) | 14 064 | 12 259 | 23 493 | 22 211 | 17 802 | 15 453 |
| w tym: | | | | | | |
| PGNiG | 8 349 | 7 009 | 13 734 | 12 415 | 12 834 | 14 070 |
| PGNiG OD | 4 266 | 3 909 | 7 246 | 7 483 | 3 209 | - |
| PST | 1 471 | 1 377 | 2 511 | 2 311 | 1 760 | 1 383 |

5.2.3. Omówienie wyników finansowych segmentu

| mln zł | 1H 2017 | 1H 2016 przekształcone | 2016 przekształcone | 2016* | 2015* | 2014* | 2013* |
|--|---------|---------------------------|------------------------|--------|--------|--------|--------|
| Przychody ze sprzedaży ogółem | 15 819 | 14 883 | 28 180 | 28 180 | 31 742 | 28 825 | 25 659 |
| Przychody ze sprzedaży poza GK PGNiG, w tym: | 15 630 | 14 712 | 27 733 | 27 740 | 31 274 | 28 367 | 25 341 |
| - gazu wysokometanowego i zaazotowanego | 14 666 | 13 628 | 25 644 | 25 644 | 29 413 | 26 555 | 24 392 |
| Przychody ze sprzedaży między segmentami | 189 | 171 | 447 | 440 | 468 | 458 | 318 |
| EBITDA | 89 | 431 | 614 | 1 410 | 623 | 764 | 170 |
| EBITDA skorygowana o odpisy z tytułu trwałej utraty wartości rzeczowych aktywów trwałych | 89 | 433 | 626 | 1 437 | 627 | 822 | 183 |

* dane raportowane, nie uwzględniają zmian prezentacji segmentów sprawozdawczych, przedstawionych w pkt. 4.3, wprowadzonych w 2017 r.

Wynik operacyjny segmentu Obrót i magazynowanie na koniec I półrocza 2017 r. wyniósł -13 mln zł (strata) i był niższy o 343 mln zł (104%) w stosunku do analogicznego okresu roku poprzedniego. Na zmianę wyniku operacyjnego segmentu wpłynęły w głównej mierze wyższe, w stosunku do analogicznego okresu roku poprzedniego, o 1 279 (9%) koszty operacyjne, pomimo osiągniętych wyższych o 937 mln zł (6%) przychodów segmentu. Na powyższe zmiany wpływ miały przede wszystkim następujące czynniki:

- zwiększenie wolumenu sprzedaży gazu z segmentu przez GK PGNiG o 17% do 164,3 TWh. Największy wzrost odnotowano w grupie największych odbiorców przemysłowych PGNiG. Przychody z tytułu sprzedaży gazu poza GK PGNiG generowane przez segment Obrót i magazynowanie były w I półroczu 2017 r. wyższe o 918 mln zł w stosunku do analogicznego okresu roku poprzedniego;
- wyższa cena przekazania gazu z wydobycia krajowego segmentu Poszukiwanie i wydobycie (której czynniki wzrostu opisano w części punktu dotyczącego segmentu Poszukiwanie i wydobycie);
- wzrost, związany z rosnącym importem LNG, kosztów regazyfikacji gazu, który w I półroczu 2017 r. wyniósł 177 mln zł w stosunku do 4 mln zł w analogicznym okresie roku poprzedniego.

5.2.4. Działalność handlowa segmentu w Polsce

Podstawową działalność segmentu stanowi obrót gazem ziemnym w Polsce. Segment sprzedaje w Polsce gaz wydobywany ze złóż krajowych i gaz importowany, a GK PGNiG jest największym dostawcą gazu ziemnego na rynku krajowym. W dniu 1 sierpnia 2014 r. nastąpiła zmiana organizacyjna GK PGNiG, polegająca na rozdzieleniu sprzedaży hurtowej gazu, która pozostała w PGNiG, od detalicznej i jednoczesnym przeniesieniu handlowej obsługi klienta detalicznego do spółki PGNiG OD.

| Sprzedaż gazu ziemnego w Polsce poza GK PGNiG (w tym eksport gazu z Polski) mln m ³ | 1H 2017 | 1H 2016 | 2016 | 2015 | 2014 | 2013 |
|--|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|
| Gaz wysokometanowy (E) | 12 242 | 10 708 | 20 438 | 19 561 | 15 543 | 13 555 |
| Gaz zaazotowany (Ls/Lw przeliczony na E) | 396 | 340 | 671 | 612 | 514 | 519 |
| RAZEM (przeliczony na E) | 12 638 | 11 048 | 21 109 | 20 172 | 16 057 | 14 075 |
| w tym: | | | | | | |
| PGNiG | 8 057 | 7 009 | 13 734 | 12 415 | 12 834 | 13 555 |
| PGNiG OD | 4 289 | 3 909 | 7 246 | 7 483 | 3 209 | - |
| PST | - | 128 | 128 | 272 | 14 | 5 |

Struktura odbiorców gazu ziemnego w Polsce w GK PGNiG

(w tym eksport gazu z Polski)

| mln m ³ | 1H 2017 | 1H 2016 | 2016 | 2015 |
|-------------------------------------|---------------|---------------|---------------|---------------|
| Odbiorcy domowi | 2 326 | 2 132 | 3 913 | 3 630 |
| Pozostali odbiorcy przemysłowi | 1 518 | 1 266 | 2 468 | 3 097 |
| Handel, usługi, hurt | 1 039 | 818 | 1 475 | 1 520 |
| Zakłady azotowe | 1 019 | 931 | 1 798 | 1 757 |
| Elektrownie i ciepłownie | 501 | 222 | 607 | 598 |
| Rafinerie i petrochemia | 1 170 | 604 | 1 338 | 1 238 |
| Gielda | 4 774 | 5 075 | 9 141 | 8 332 |
| Eksport z Polski | 291 | - | 370 | - |
| RAZEM sprzedaż poza GK PGNiG | 12 638 | 11 048 | 21 109 | 20 172 |

Rynek Hurtowy

Import gazu

W I półroczu 2017 r. import gazu do Polski wyniósł 81,22 TWh, odpowiednio o 3,51 TWh i 8,62 TWh więcej niż w I i II połowie 2016 r. Porównując pierwsze półrocze dwóch kolejnych lat, dostawy ze Wschodu pozostały stabilne, natomiast o 15% zwiększone zostały dostawy z Unii Europejskiej. Eksport na Ukrainę wzrósł o 79%. Wolumen gazu regazyfikowanego w terminalu LNG został powiększony o 1,41 TWh w porównaniu z II połową 2016 r.

Przepływy gazu na granicach Polski w TWh

| Kierunek i rodzaj dostaw | 1H 2017 | 1H 2016 | 2H 2016 | Zmiana 1H 2017 do 1H 2016 |
|-----------------------------|---------|---------|---------|------------------------------|
| Dostawy z Unii Europejskiej | 13,86 | 12,07 | 14,88 | 15% |
| w tym Lasów, Gubin (GCP) | 3,07 | 2,24 | 2,63 | 37% |
| w tym Cieszyń | 0,02 | 0,06 | 0,00 | -69% |
| w tym Malinów | 10,77 | 9,77 | 12,24 | 10% |
| Dostawy ze Wschodu | 57,55 | 57,68 | 54,43 | 0% |
| w tym Drozdowicze | 25,08 | 24,58 | 23,54 | 2% |
| w tym Tieterowka | 0,50 | 0,44 | 0,38 | 13% |
| w tym Kondratki | 14,86 | 14,76 | 13,38 | 1% |
| w tym Wysokoje | 17,11 | 17,90 | 17,13 | -4% |
| Regazyfikacja | 9,81 | 2,85 | 8,40 | 244% |
| Eksport na Ukrainę | 6,11 | 3,42 | 6,84 | 79% |

źródło: Entsog

W dniu 20 czerwca 2017 r. doszło do pogorszenia jakości gazu ziemnego transportowanego gazociągiem jamalskim w zakresie temperatury punktu rosy wody. W związku z zaistniałą sytuacją, OGP GAZ-SYSTEM S.A. w okresie od godziny 6:00 dnia 21 czerwca do godziny 6:00 dnia 23 czerwca 2017 r. wstrzymał możliwość dostarczania gazu do krajowego systemu przesyłowego przez Punkt Wzajemnego Połączenia. W okresie trwania ograniczenia PGNiG SA uzupełniało dostawy odbiorem gazu z podziemnych magazynów gazu, zapewniając tym samym niezakłócone dostawy dla odbiorców GK PGNiG.

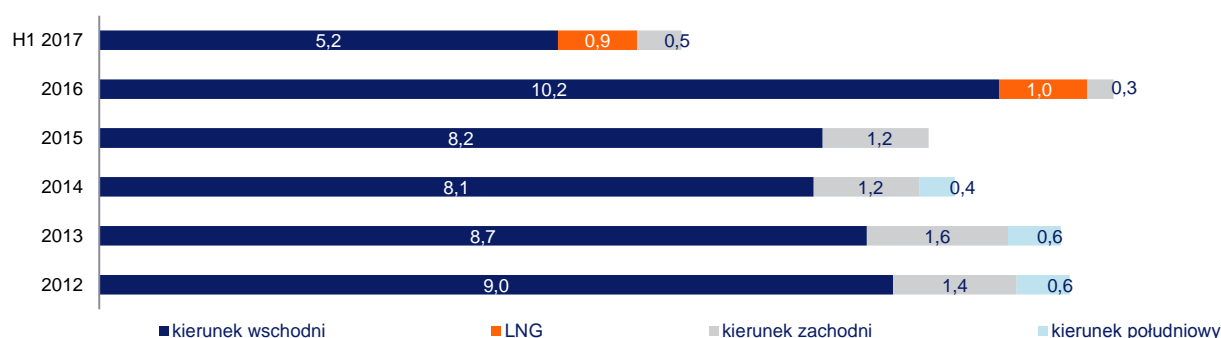
Dostawy gazu LNG

W dniu 14 marca 2017 r. PGNiG zawarło z Qatargas umowę dodatkową do Umowy sprzedaży skroplonego gazu ziemnego z dnia 29 czerwca 2009 r. Na mocy umowy dodatkowej, obowiązującej również do 30 czerwca 2034 r., poczynając od 2018 r. nastąpi podwojenie dostaw LNG z Kataru do Polski. Całkowity wolumen LNG w ramach umów długoterminowych z Qatargas wzrośnie do 2 mln ton LNG na rok, co stanowi około 2,7 mld m³ gazu po regazyfikacji, a w latach 2018-2020 do 2,17 mln ton LNG rocznie czyli ok. 2,9 mld m³ gazu sieciowego.

Dnia 1 lutego 2017 r. PGNiG zainaugurowało działalność biura handlowego LNG w Londynie. W ramach współpracy z biurem w Londynie, PGNiG S.A. zrealizowało pierwszą w 2017 r. dostawę LNG na bazie kontraktu spot. Ładunek wyniósł ok. 150 000 m³ LNG.

PGNiG odebrało w I półroczu 2017 r. 7 ładunków LNG (sześć w ramach kontraktu długoterminowego z Qatar Liquefied Gas Company Limited (3) oraz jeden ładunek spot o łącznym wolumenie ok. 1,4 mln m³ LNG (ok. 9,5 TWh, co odpowiada około 0,9 mld m³ gazu ziemnego po regazyfikacji). Oznacza to ponad 2,5-krotny wzrost wobec dostaw w I półroczu 2016 r.

Dostawy gazu ziemnego do Polski z zagranicy w latach 2012-2016 i I połowie 2017 r. w mld m³



Renegocjacja warunków cenowych w ramach Kontraktu z OOO Gazprom eksport

W I półroczu 2017 r. PGNiG kontynuowało rozpoczęte formalnie 1 listopada 2014 r. działania mające na celu zmianę warunków cenowych kontraktu jamalskiego. Przewiduje się, że zakończenie postępowania arbitrażowego może nastąpić w trzecim kwartale 2017 r. Przekazanie sporu do rozstrzygnięcia przez Trybunał Arbitrażowy nie wyklucza możliwości prowadzenia rozmów na poziomie handlowym i osiągnięcia wcześniejszego porozumienia polubownego z dostawcą.

Sprzedaż gazu

Hurtowa sprzedaż gazu w I półroczu 2017 r. objęta była taryfikacją. W praktyce odbiorcy rozliczani są po cenach rynkowych (tj. po cenach niższych niż ceny ustalone w Taryfie, które mają charakter cen maksymalnych). Umowy aktualnie negocjowane uwzględniają indywidualne wyceny sporządzane przy zastosowaniu jednolitej, obiektywnej metody wyceny, pozbawionej elementów uznaniowych i zapewniającej równoprawne traktowanie klientów. Rozliczenia z odbiorcami oparte są o formuły cenowe lub ceny stałe wyznaczone na podstawie indeksów giełdowych.

W I połowie 2017 r. głównymi odbiorcami gazu ziemnego w Polsce byli odbiorcy przemysłowi. W tej grupie do największych odbiorców gazu ziemnego w Polsce należą m. in.: Grupa Azoty S.A., PKN Orlen S.A., Polska Grupa Energetyczna S.A., KGHM Polska Miedź S.A. oraz Grupa Lotos S.A.

Kluczowe umowy sprzedaży gazu ziemnego zawarte w I półroczu 2017 r.:

Grupa Azoty

21 czerwca 2017 r. PGNiG zawarło nowe Kontrakty Indywidualne na sprzedaż paliwa gazowego z Grupą Azoty SA i jej spółkami zależnymi. Przedmiotem zawartych Kontraktów Indywidualnych są dostawy paliwa gazowego realizowane od 1 października 2018 r. do 30 września 2020 r. z opcją przedłużenia do 30 września 2022 r. Przy założeniu 4-letniego okresu obowiązywania szacunkowa wartość kontraktów może wynieść ok. 7 mld zł, a maksymalny wolumen dostaw może sięgnąć ok. 8,5 mld m³. Podstawą kalkulacji formuły cenowej są rynkowe wartości indeksów cen gazu.

Podpisanie Kontraktów zostało połączone ze skróceniem okresu trwania Kontraktów Indywidualnych z dnia 13 kwietnia 2016 r. zawartych pomiędzy spółkami z Grupy Azoty a PGNiG, do dnia 30 września 2018 r.

Grupa Kapitałowa ArcelorMittal

PGNiG podpisało długoterminową umowę na dostawy gazu z Grupą ArcelorMittal – największym producentem stali w Polsce, która obowiązuje od 1 stycznia 2017 r. do 1 stycznia 2020 r. z opcją przedłużenia do 1 stycznia 2023 r. Łączny wolumen dostaw we wskazanym okresie może wynieść ok. 1,6 mld m³, a wartość umowy osiągnąć ok. 1,4 mld zł. Umowa umożliwia ArcelorMittal Poland elastyczne zakupy gazu na zasadach rynkowych w cenach powiązanych z indeksami giełdowymi.

Konkurencja

Sprzedaż gazu wysokometanowego sieciowego PGNiG na polskim rynku w I półroczu 2017 r. wyniósł 86,0 TWh (7,6 mld m³). Wzrost sprzedaży wyniósł 14,3% w stosunku do pierwszego półrocza 2016 r., w którym zanotowano sprzedaż na poziomie 75,2 TWh (6,7 mld m³). Z jednej strony zwiększony wolumen sprzedaży był wynikiem wzrostu zapotrzebowania rynku, a z drugiej przyczynił się do niego malejący udział konkurencji w pozyskaniu gazu. Import netto konkurencji w I półroczu 2017 r. zmniejszył się o 2,7 TWh (240 mln m³), czyli o 30% w stosunku do I półrocza 2016 r.

Ekспорт gazu

Od sierpnia 2016 r. PGNiG eksportuje paliwo gazowe na Ukrainę. W I połowie 2017 r. spółka sprzedała na rynek ukraiński w ramach współpracy z Grupą ERU ok. 290 mln m³. W kwietniu 2017 r. obie spółki wspólnie wygrały przetarg na dostawy gazu

ziemnego dla Ukrtransgaz – ukraińskiego operatora systemu przesyłowego i magazynów. Łączny wolumen dostaw wynikający z wygranego postępowania to 218 mln m³ gazu ziemnego.

Sprzedaż energii elektrycznej

PGNiG w zakresie działalności na rynku energii elektrycznej zajmuje się głównie obrotem hurtowym. Łączna sprzedaż energii elektrycznej do przedsiębiorstw obrotu i na giełdzie stanowiła w I połowie 2017 r. ponad 90% całości sprzedaży energii elektrycznej.

| Sprzedaż PGNiG SA | GWh | % |
|-------------------------|----------------|--------------|
| Odbiorcy końcowi | 6,3 | 0,2 |
| Przedsiębiorstwa obrotu | 535,5 | 15,4 |
| Rynek bilansujący | 265,2 | 7,6 |
| Giełda | 2 680,1 | 76,9 |
| RAZEM | 3 487,0 | 100,0 |

W I półroczu 2017 roku PGNiG prowadziło obrót hurtowy energią elektryczną i produktami powiązаныmi na rynku polskim i niemieckim. W Polsce obrót realizowany był na TGE oraz na rynku pozagiełdowym w ramach transakcji OTC. Na rynku niemieckim spółka uczestniczyła w handlu kontraktami *spot* na giełdzie European Power Exchange w ramach realizowania wymiany międzysystemowej oraz kontraktami terminowymi na giełdzie European Energy Exchange. Ponadto PGNiG realizowało usługi w ramach umowy bilansowania handlowego na rzecz PGNiG OD i PGNiG TERMIKA, a także nowych spółek w GK PGNiG TERMIKA: Energetyka Przemysłowa, Energetyka Rozproszona oraz PEC. PST prowadziła handel energią elektryczną na rynku niemieckim, w ramach transakcji giełdowych (EEX) oraz na rynku pozagiełdowym (OTC).

Rynek Detaliczny

PGNiG OD specjalizuje się w sprzedaży gazu ziemnego (wysokometanowego i zaazotowanego), energii elektrycznej, sprężonego gazu ziemnego (CNG) oraz skroplonego gazu ziemnego (LNG).

Zakup gazu

Zakup gazu ziemnego wysokometanowego realizowany jest z trzech podstawowych źródeł: TGE, na mocy umowy zawartej z PGNiG z dostawą do punktu wirtualnego w sieci przesyłowej OGP GAZ-SYSTEM S.A. oraz na mocy umowy zawartej z PGNiG z dostawą do punktu fizycznego Słubice. Największy udział w całkowitym wolumenie zakupu gazu wysokometanowego przypada na transakcje przeprowadzane na TGE.

Zakup gazu zaazotowanego i gazu skroplonego LNG realizowany jest na mocy umowy zawartej z PGNiG.

Sprzedaż gazu

Sprzedaż gazu w obrocie detalicznym w I półroczu 2017 r. objęta była taryfikacją. PGNiG OD w segmencie klientów biznesowych obsługuje klientów, którzy pobierają paliwo gazowe zarówno na cele technologiczne jak i cele grzewcze. Na koniec maja 2017 r. z usług PGNiG OD korzystało 25,8 tys. odbiorców w taryfach powyżej grupy 4, z czego 24,2 tys. (94%) stanowili odbiorcy gazu wysokometanowego. 1,6 tys. punktów poboru stanowili odbiorcy gazu zaazotowanego. Wolumen zużycia w tych grupach w I połowie 2017 r. wyniósł 17,9 TWh, z czego gaz wysokometanowy stanowił 16,5 TWh. W segmencie klientów indywidualnych w I połowie 2017 r. pozyskano blisko 35 tys. nowych odbiorców produktu gazu ziemnego z grup taryfowych 1-4. W tym samym okresie wśród klientów biznesowych liczba punktów poboru gazu wzrosła o ok. 1,5 tys. natomiast liczba punktów poboru energii wzrosła o ponad 0,3 tys.

Sprzedaż produktów LNG/CNG

Spółka sprzedaje i dostarcza skroplony gaz LNG do 7 wyspowych stacji regazyfikacji LNG. Ponadto spółka podpisała umowy bilateralne na dostawy LNG z 2 podmiotami, z czego jedną w I półroczu 2017 r. Gaz CNG sprzedawany jest na potrzeby transportu samochodowego poprzez sieć 20 ogólnodostępnych stacji tankowania CNG.

Sprzedaż energii elektrycznej

Oferta sprzedaży energii elektrycznej kierowana jest dla klientów indywidualnych oraz biznesowych. Zdecydowana większość klientów w tym segmencie jest rozliczana w grupie taryfowej G11 (ok. 85%). Główny produkt energii elektrycznej oparty jest na mechanizmie stałej ceny. Dodatkowo na początku roku PGNiG OD wdrożył do sprzedaży zaawansowane produkty energii elektrycznej oparte na zakupach energii elektrycznej w Transzach oraz Indeksach giełdowych.

W I półroczu 2017 r. PGNiG OD kontynuowało zapoczątkowaną we wrześniu 2016 r. masową sprzedaż energii elektrycznej skierowanej do klientów indywidualnych oraz małych firm. Oferta skierowana jest zarówno do klientów spółki mających aktywną umowę na dostawy paliwa gazowego, jak i do klientów niekorzystających z gazu ziemnego (sieciowego). Według stanu na koniec czerwca 2017 r. w segmencie klientów indywidualnych PGNiG OD obsługiwało w ramach Pakietu „Prąd i Gaz” 91% konsumentów oraz 9% klientów niebędących konsumentami.

Konkurencja

Zgodnie ze sprawozdaniem z działalności Prezesa URE na koniec 2016 r. koncesje na obrót paliwami gazowymi posiadało 196 podmiotów wobec 172 na koniec 2015 r. Z tego 127 przedsiębiorstw aktywnie uczestniczyło w obrocie gazem ziemnym. W segmencie klientów indywidualnych wśród najbardziej aktywnych przedsiębiorstw konkurencyjnych można wyróżnić 4 przedsiębiorstwa, na rzecz których spółka utraciła w I półroczu 2017 r. ponad 1000 szt. Punktów Poboru Gazu (liczba ta dotyczy każdego konkurenta z osobna). W zakresie klientów biznesowych w I półroczu 2017 r. zidentyfikowano 10 najbardziej aktywnych przedsiębiorstw konkurencyjnych. Na rynku LNG wśród najbardziej aktywnych konkurentów działa 5 przedsiębiorstw.

Według danych URE w 2016 r. w Polsce ok. 48 tys. odbiorców zmieniło dotychczasowego dostawcę paliwa gazowego. W okresie I kwartału 2017 r. wg danych URE na zmianę dotychczasowego dostawcy paliwa gazowego zdecydowało się ok. 15 tys. odbiorców.

W okresie I-V 2017 r. wg danych URE na zmianę dotychczasowego sprzedawcy energii elektrycznej zdecydowało się ok. 48 tys. odbiorców, w tym nieco ponad 39 tys. to gospodarstwa domowe (grupy taryfowe G).

5.2.5. Działalność handlowa segmentu za granicą

GK PGNiG rozwija swoją działalność w Niemczech i Austrii w obszarach sprzedaży hurtowej i sprzedaży dla klientów końcowych, poprzez spółki PST i PST Europe Sales GmbH (sprzedaż detaliczna). PST aktywnie uczestniczy w handlu na zorganizowanych rynkach (gieldach) oraz w obrocie pozagieldowym (OTC) współpracując z ponad 70 kontrahentami na bazie kontraktów EFET oraz podobnych standaryzowanych kontraktów.

Sprzedaż gazu ziemnego przez PST poza GK PGNiG (z wyłączeniem eksportu gazu z Polski)

| mln m ³ | 1H 2017 | 1H 2016 | 2016 | 2015 | 2014 | 2013 |
|------------------------|---------|---------|-------|-------|-------|-------|
| Gaz wysokometanowy (E) | 1 426 | 1 377 | 2 384 | 2 039 | 1 745 | 1 378 |

Struktura odbiorców

| mln m ³ | 1H 2017 | 1H 2016 | 2016 | 2015 |
|-------------------------------------|--------------|--------------|--------------|--------------|
| Odbiorcy domowi | 31 | 33 | 51 | 73 |
| Pozostali odbiorcy przemysłowi | 14 | 160 | 57 | 78 |
| Handel, usługi, hurt | 986 | 723 | 1 460 | 1 268 |
| Gielda | 395 | 461 | 816 | 620 |
| RAZEM sprzedaż poza GK PGNiG | 1 426 | 1 377 | 2 384 | 2 039 |

(Trading) Handel Hurtowy na giełdzie oraz w obrocie pozagieldowym OTC

W I półroczu PST sprzedało łącznie w ramach transakcji giełdowych oraz transakcji OTC 20,3 TWh gazu oraz 2,3 TWh energii elektrycznej. Największym rynkiem jest niemiecki, gdzie sprzedawane jest 59% obracanego wolumenu. Udział rynków polskiego i holenderskiego w sprzedaży wyniósł odpowiednio 22% i 19%.

Sprzedaż detaliczna

Liczba klientów w dostawie wzrosła o 30% do 42 tys. klientów na dzień 30 czerwca 2017 r. w stosunku do 32 tys. klientów na dzień 31 grudnia 2016 r. W pierwszej połowie 2017 r. PST podpisało 27 tys. nowych kontraktów, z których 40% zostało z powodzeniem przyłączonych do portfela klientów PST z dostawą począwszy od 2017 r. oraz 2018 r.

Struktura odbiorców PST (łącznie gaz i energia elektryczna)

| Liczba odbiorców wg krajów | 30 czerwca 2017 r. | 31 grudnia 2016 r. | 31 grudnia 2015 r. |
|----------------------------|--------------------|--------------------|--------------------|
| Niemcy | 41 247 | 31 432 | 39 960 |
| Austria | 382 | 580 | 763 |
| RAZEM | 41 629 | 32 012 | 40 723 |

| Liczba odbiorców wg rodzaju klientów | 30 czerwca 2017 r. | 31 grudnia 2016 r. | 31 grudnia 2015 r. |
|--------------------------------------|--------------------|--------------------|--------------------|
| Gospodarstwa domowe | 38 727 | 28 572 | 34 256 |
| B2B | 17 | 10 | 23 |
| MSP | 2 885 | 3 430 | 6 444 |
| RAZEM | 41 629 | 32 012 | 40 723 |

5.2.6. Magazynowanie

Segment Obrót i magazynowanie wykorzystuje na swoje potrzeby pojemności czynne PMG Wierzchowice, PMG Husów, KPMG Mogilno, PMG Strachocina, PMG Swarzów, PMG Brzeźnica oraz KPMG Kosakowo. Część pojemności czynnej KPMG Mogilno, która została udostępniona na potrzeby OGP GAZ-SYSTEM S.A. w rozumieniu ustawy Prawo energetyczne, wyłączona jest z definicji instalacji magazynowej. Zarządzanie zdolnościami instalacji magazynowych prowadzone jest przez spółkę GSP.

Średni dzienny pobór gazu z polskich magazynów w I kwartale 2017 r. wyniósł 157 GWh/dobę, prawie dokładnie tyle, co w roku poprzednim. W II kwartale 2017 r. średni pobór był równy 17,3 TWh i był o ponad 2,5 razy większy od średniego poboru w tym okresie 2016 r. W styczniu 2017 r., GSP udostępniła na potrzeby rynku, na zasadach *third-party access*, 109,3 mln m³ pojemności czynnej w GIM Kawerna, GIM Sanok oraz Instalacji Magazynowej PMG Wierzchowice, w tym 59,3 mln m³ w ramach nowych zdolności magazynowych będących wynikiem rozbudowy KPMG Kosakowo i PMG Brzeźnica.

| | Pojemności czynne instalacji magazynowych (mln m ³) | | Udostępnione pojemności czynne instalacji magazynowych (mln m ³) | | Udostępnione pojemności czynne instalacji magazynowych (GWh) | |
|------------------|--|--------------|---|--------------|---|--------------------|
| | 30.06.2017 | 2016 | 30.06.2017 | 2016 | 30.06.2017 | 2016 ¹⁾ |
| GIM Kawerna* | 735 | 714 | 693 | 709 | 7 603 | 7 774 |
| PMG Wierzchowice | 1 200 | 1 200 | 1 200 | 1 200 | 13 166 | 13 166 |
| GIM Sanok**) | 1 050 | 1 015 | 1 050 | 1 015 | 11 520 | 11 137 |
| RAZEM | 2 985 | 2 929 | 2 943 | 2 924 | 32 289 | 32 077 |

¹⁾ przeliczenie dla paliwa gazowego o cieple spalania 39,5 MJ/m³.

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

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

5.2.7. Perspektywy segmentu

Postępy w realizacji projektów infrastrukturalnych na europejskim rynku gazu

W lutym 2017 r. Gazprom zatwierdził zakup 50% udziałów w Nord Stream 2 AG od 5-ciu europejskich firm, które pierwotnie miały współtworzyć konsorcjum, stając się jedynym właścicielem projektu. Spółka Gazprom Export w marcu 2017 r. zarezerwowała nowe moce przesyłowe w Niemczech, Czechach i na Słowacji, które mają być niezbędne dla przyszłych dostaw przez planowany gazociąg. Zarezerwowane przepustowości dotyczą w większości terminów od 1 października 2019 r. do 2039 r. Na początku czerwca Komisja Europejska przedstawiła propozycję mandatu do negocjacji z Rosją w sprawie gazociągu uznając, że restrykcyjny, trzeci pakiet energetyczny UE obowiązuje tylko wobec lądowej części gazociągu. Z takim stanowiskiem nie zgadza się część państw Unii Europejskiej, w tym Polska.

W dniu 7 maja 2017 r. rozpoczęta została budowa gazociągu Turkish Stream, który ma transportować gaz z Rosji do Turcji po dnie Morza Czarnego. W lutym podpisano umowę dotyczącą drugiej nitki gazociągu. Pierwszą popłynie do Turcji gaz na jej własne potrzeby, a druga ma być przeznaczona do dostarczania gazu do krajów Europy Południowej i Południowo-Wschodniej.

W lutym projekt budowy polsko-słowackiego połączenia gazowego otrzymał dofinansowanie Unii Europejskiej w wysokości 108 mln EUR. W kwietniu spółka OGP GAZ-SYSTEM S.A. podjęła decyzję o rozbudowie Terminala LNG w Świnoujściu. Po zakończeniu rozbudowy moce regazyfikacyjne wzrosną do 7,5 mld m³ gazu ziemnego rocznie. W czerwcu operatorzy polskiego i duńskiego systemu przesyłowego uruchomili Procedurę *open season*, która umożliwi składanie ofert na przepustowość połączenia gazowego. Wymienione projekty wpisują się w koncept Bramy Północnej oraz Korytarza gazowego Północ – Południe.

Strategia importowa

W perspektywie długoterminowej PGNiG kierować się będzie realizacją warunków wynikających z długoterminowych kontraktów z Gazprom Eksport i Qatargas w zakresie odbioru minimalnych ilości kontraktowych. W przypadku wystąpienia nieprzewidzianego wzrostu zapotrzebowania na paliwo gazowe będzie dokonywać zakupów gazu ziemnego w ramach umów krótkoterminowych na rynkach ościennych lub na rynku LNG, w zależności, który z rynków będzie korzystniejszy cenowo.

Ponadto PGNiG realizuje strategię pozostania aktywnym uczestnikiem międzynarodowego rynku LNG zawierając transakcje *spotowe* w celu dostaw do terminalu w Świnoujściu, a także prowadząc obrót LNG na rynku światowym.

Obrót hurtowy i detaliczny za granicą

PST planuje dalszy rozwój działalności opartej na sprzedaży gazu i energii elektrycznej do klientów końcowych oraz w handlu hurtowym. W obszarze sprzedaży detalicznej celem jest ciągły rozwój portfolio klientów końcowych. PST dąży do redukcji kosztu akwizycji klienta oraz zwiększenia efektywności przyłączania klientów. W 2016 r. pozyskano 60 tys. nowych kontraktów z początkiem dostawy głównie od 2017 r. oraz 27 tys. nowych kontraktów w ciągu I półrocza 2017 r. z początkiem dostawy głównie w 2017 i 2018 r.

W ramach działalności handlowej, oprócz obrotu giełdowego i pozagiełdowego, PST zamierza rozwijać biznes oparty na współpracy z jednostkami miejskimi i gminnymi, a także spółkami handlowymi w ramach obrotu gazem ziemnym i energią elektryczną oferując standardowe i strukturyzowane produkty handlowe i bilansujące.

Obrót detaliczny w Polsce

W II połowie 2017 r. przewiduje się realizację zaleceń strategicznych służących podnoszeniu efektywności działania, i poprawie jakości obsługi klienta.

W obszarze rynku biznesowego rozwijane będą produkty pozwalające na skuteczną obronę rynku i obronę marży na sprzedaży. Istotną zmianą rynkową, która implikuje zmiany produktowe będzie detaryfikacja – w szczególności w obszarze taryf grupy 3 oraz 4 (nie konsumenci). Żeby zabezpieczyć ten segment spółka planuje wprowadzenie atrakcyjnej oferty promocyjnej, wyprzedzającej spodziewane działania konkurencji. Wyzwanie związane z presją konkurencyjną dotyczą także klientów indywidualnych (konsumentów) w taryfie W3 / W4. Przygotowana została koncepcja produktu skierowanego do grupy taryfowej W3, opartego o współpracę z gminami oferującymi dopłaty do wymiany kotłów gazowych. Spółka planuje w kolejnych miesiącach uzupełnić swoje portfolio produktowe o rozwiązania wykorzystujące produkty ubezpieczeniowe i *assistance*.

W zakresie obsługi klientów indywidualnych w II półroczu 2017 r. spółka planuje dalszy rozwój oferty produktowej. Ponadto z uwagi na rosnącą konkurencję planuje się kontynuację działań mających na celu zabezpieczenie wolumenów sprzedaży gazu ziemnego

przez oferowanie klientom specjalnych programów rabatowych, w tym ofert indywidualnych oraz oferty zakupu gazu ziemnego w ramach grup zakupowych.

W obszarze zakupu energii elektrycznej i praw majątkowych PGNiG OD podjęła czynności zmierzające do uelastycznienia źródeł pozyskania aktywów poprzez zwiększenie udziału kontraktach na rynku OTC.

Magazynowanie

W zakresie budowy PMG, w KPMG Kosakowo realizowana jest inwestycja pn. „PMG Kosakowo – Budowa 5 komór, klaster B”. Planowana jest kontynuacja procesu budowy (ługowania) komór K-6, K-8, K-9 i K-10 oraz zakończenie ługowania komór K6, K-8 i K9. Rozpoczną się przygotowywanie materiałów i sprzętu do budowy (ługowania) komory K-7. W ramach wyposażenia do pierwszego napełniania gazem i eksploatacji, dokonane zostaną zakupy dla komór K-6, K8 i K-9.

W zakresie KPMG Mogilno w II półroczu 2017 r. planowane jest uruchomienie zadania modernizacyjnego (wykonanie w ramach zadań realizowanych przez PGNiG) w zakresie Modernizacji systemu wyładowania butli CO₂. Jest to zadanie wynikające z podniesienia bezpieczeństwa funkcjonalnego systemu wyładowania butli na obiektach technologicznych KPMG Mogilno.

5.3. Segment Dystrybucja

Działalność segmentu stanowi przesyłanie siecią dystrybucyjną gazu wysokometanowego i zaazotowanego, a także niewielkich ilości gazu koksowniczego do klientów detalicznych i korporacyjnych. Ponadto segment prowadzi prace związane z rozbudową i modernizacją sieci gazowej oraz dokonuje przyłączeń nowych klientów. Dystrybucją gazu ziemnego zajmuje się PSG i jako Operator Systemu Dystrybucyjnego prowadzi działalność gospodarczą na terenie wszystkich województw. Spółka ma dominujący udział na rynku, należy do niej 96% krajowej sieci dystrybucyjnej oraz niemal 99% przyłączy.

5.3.1. Strategia w segmencie

Przyspieszenie przyłączeń nowych odbiorców

Nowa Strategia zakłada znaczne przyspieszenie rozwoju systemu dystrybucyjnego i przyłączeń nowych odbiorców. W latach ubiegłych podejście Operatora Systemu Dystrybucyjnego do rozwoju rynku gazowego było reaktywne, co skutkowało brakiem wykorzystania pełnego potencjału rozwoju rynku. Obecnie jednym z kluczowych celów strategicznych obszaru dystrybucji jest zwiększenie tempa przyłączania nowych odbiorców do sieci dystrybucyjnej z poziomu ok. 47 tys. w 2017 r. do poziomu ok. 55 tys. nowych przyłączy rocznie (+8 tys.; ok. 17%).

Pełne wykorzystanie potencjału rynku nie będzie możliwe bez optymalizacji procesów przyłączeniowych (skrócenie czasu wydawania decyzji w sprawie warunków przyłączenia, skrócenie czasu realizacji przyłączy), a także bez poprawy jakości obsługi klienta i wdrożenia zdalnych kanałów kontaktu.

Wzrost wolumenu dystrybucji gazu ziemnego

Efektom przyspieszonej akcji przyłączeniowej będzie zwiększenie przez PSG wolumenu dystrybuowanego gazu ziemnego z zakładanego na 2017 r. poziomu ok. 10,6 mld m³ (117,8 TWh) do poziomu ok. 12,3 mld m³ (136,7 TWh) w 2022 r. (wzrost o ok. +1,7 mld m³ (18,9 TWh), tj. o 16%).

Potencjał rozwoju rynku dystrybucyjnego w Polsce jest bardzo duży. Z jednej strony udział zużycia gazu ziemnego w całkowitym bilansie zużycia paliw energetycznych w Polsce na tle krajów UE jest relatywnie niski (16% w Polsce wobec 37% na Węgrzech, 36% we Włoszech, 35% w Holandii, 32% w Wielkiej Brytanii). Z drugiej strony w Polsce obserwowane jest w dalszym ciągu relatywnie niskie nasycenie sieci dystrybucji gazu ziemnego ilością odbiorców na tle operatorów sieci dystrybucyjnej gazu w krajach UE (PSG ma średnio 40 odbiorców/km sieci, podczas gdy np. Italgas 115 odb/km lub GasNatural Fenosa 109 odbiorców/km).

Zwiększenie wolumenu dystrybucji gazu ziemnego będzie realizowane poprzez podłączanie nowych odbiorców do istniejącej sieci dystrybucyjnej, rozbudowywanie sieci dystrybucyjnej na terenach niezgazyfikowanych oraz dostarczenie gazu odbiorcom pozostającym bez dostępu do sieci przesyłowej i dystrybucyjnej gazu ziemnego z wykorzystaniem tzw. procesu „pregazyfikacji”.

W związku ze zwiększoną dostępnością LNG na polskim rynku planujemy również budowę lokalnych sieci dystrybucyjnych niepodłączonych do krajowego systemu gazowego, lecz zasilane gazem w postaci LNG (tzw. wyspowe sieci dystrybucyjne). Ponadto narastające zjawisko niskich emisji („smogu”) w wielu miastach w Polsce oraz aktywizacja samorządów lokalnych w zakresie poprawy jakości powietrza, m.in. poprzez wspieranie konwersji na źródła niskoemisyjne, w tym gazowe, również wpłynie na wzrost wolumenu dystrybucji gazu ziemnego.

5.3.2. Wyniki wolumenowe

Wolumen dystrybucji gazów (gaz wysokometanowy, zaazotowany, propan-butan, koksowniczy) w mln m³

| | 1H 2017 | 1H 2016 | 2016 | 2015 | 2014 | 2013 |
|--|--------------|--------------|---------------|--------------|--------------|---------------|
| Razem wolumen dystrybucji gazów | 6 382 | 5 538 | 10 858 | 9 823 | 9 586 | 10 128 |
| - w tym gaz wysokometanowy | 5 369 | 4 887 | 9 301 | 8 646 | 8 495 | 8 922 |
| - w tym gaz zaazotowany | 580 | 364 | 836 | 643 | 568 | 610 |
| w tym poza GK PGNiG | 1 616 | 1 491 | 3 081 | 1 793 | 804 | 641 |

5.3.3. Omówienie wyników finansowych segmentu

| mln zł | 1H 2017 | 1H 2016 | 2016 | 2015 | 2014 | 2013 |
|--|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|
| Przychody ze sprzedaży ogółem, w tym | 2 610 | 2 462 | 4 915 | 4 585 | 4 283 | 4 250 |
| - usługa dystrybucji poza GK PGNiG | 403 | 358 | 729 | 363 | 67 | 23 |
| - usługa dystrybucji do GK PGNiG | 2 048 | 1 910 | 3 657 | 3 748 | 3 868 | 4 045 |
| EBITDA | 1 383 | 1 423 | 2 559 | 2 339 | 2 002 | 1 596 |
| EBITDA skorygowana o odpisy z tytułu trwałej utraty wartości rzeczowych aktywów trwałych | 1 384 | 1 423 | 2 563 | 2 341 | 1 994 | 1 597 |

Wynik operacyjny segmentu Dystrybucja za I półrocze 2017 r. zmniejszył się o 45 mln zł, tj. 5% wobec analogicznego okresu roku poprzedniego i osiągnął poziom 923 mln zł, natomiast powiększony o amortyzację wyniósł 1 383 mln zł, czyli o 40 mln zł mniej niż rok wcześniej. Na wynik operacyjny segmentu wpływ miały głównie następujące czynniki:

- wzrost przychodów o 148 mln zł (tj. 6%) w stosunku do analogicznego okresu roku poprzedniego. Wyższe przychody zostały osiągnięte głównie dzięki wzrostowi wolumenu dystrybucji paliwa gazowego o 15% (średnia temperatura powietrza była niższa w I półroczu 2017 r. w stosunku do analogicznego okresu roku poprzedniego o 1,4°C);
- wzrost kosztów świadczeń pracowniczych o 117 mln (tj. 26%), związany m.in. ze wzrostem zatrudnienia o ok. 3,5% oraz zmianą zasad wynagradzania i premiowania. Wzrost zatrudnienia w segmencie dystrybucji jest wynikiem przede wszystkim zmiany struktury organizacyjnej PSG. Zmiana ta ma przyczynić się do realizacji strategicznych założeń działalności spółki, dotyczących intensyfikacji działań związanych z gazyfikacją nowych obszarów i pozyskiwaniem nowych klientów;
- wzrost kosztów usług przesyłowych o 53 mln zł w relacji do analogicznego okresu roku poprzedniego. Wyższe koszty usługi przesyłowej związane są bezpośrednio z wolumenem sprzedaży usługi dystrybucyjnej paliwa gazowego, który wzrósł o 15% w stosunku do analogicznego okresu roku poprzedniego, jak również ze zmienionymi od 1 lutego 2017 r. stawkami taryfowymi OGP GAZ-SYSTEM S.A.

5.3.4. Działalność segmentu

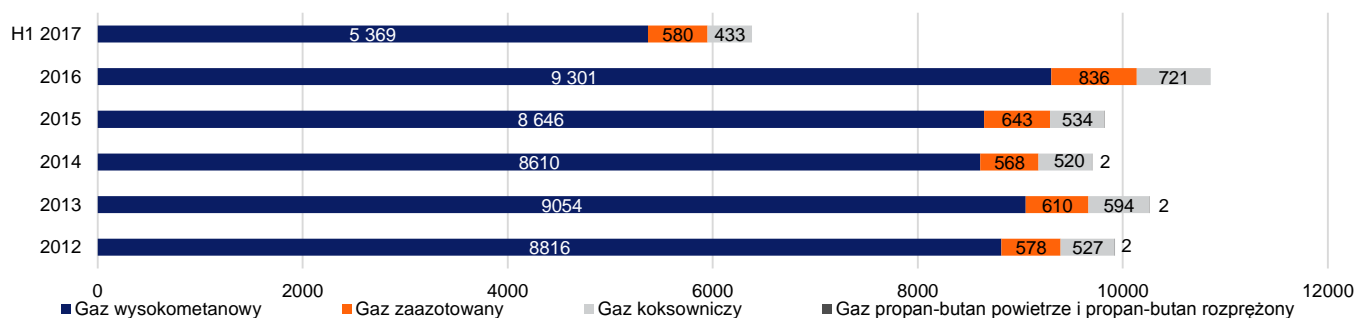
Z dniem 1 stycznia 2017 r. nastąpiła zmiana struktury organizacyjnej PSG, w wyniku której powstało 17 Oddziałów Zakładów Gazowniczych oraz 172 Gazownie i 59 Placówek Gazowniczych, w ramach których PSG uruchomi 52 nowe jednostki organizacyjne.

W I półroczu 2017 r. opracowano inicjatywy odpowiadające na wyzwania strategiczne ujęte w Strategii GK PGNiG na lata 2017 – 2022 w obszarze dystrybucji. PSG zaplanowała w I półroczu 2017 r. wybudowanie około 30% przyłączy z łącznej liczby nowych przyłączy gazowych zaplanowanych do realizacji w 2017 r. Pozostałe 70% planowane jest do realizacji w II półroczu 2017 r. Szacuje się, iż w okresie sprawozdawczym PSG wybudowała ok. 18 500 szt. nowych przyłączy gr. B1 i B2, co daje wzrost o ok. 2 800 szt. przyłączy w stosunku do planu na ten okres.

Wszelkie działania w zakresie wykonania celów opierają się na realizacji zadań inwestycyjnych polegających na przyłączeniach nowych odbiorców od istniejącej sieci gazowej wraz z jej rozbudową oraz gazyfikacji nowych obszarów. PSG od lipca 2016 r. organizuje liczne spotkania z samorządowcami, efektem których są podpisywane listy intencyjne o współpracy z gminami. Strategia PSG zakłada do 2022 r. gazyfikację 74 nowych gmin i budowę ponad 350 tys. nowych przyłączy.

Porównując wyniki dystrybucji za I półrocze 2017 r. w stosunku do analogicznego okresu roku poprzedniego zauważa się blisko 15% wzrost wolumenu dystrybuowanego paliwa gazowego.

Ilość gazu przesyłanego systemem dystrybucyjnym w latach 2012-2016 i I półroczu 2017 r. w mln m³



Na zjawisko dynamicznego wzrostu wolumenu dystrybuowanego paliwa gazowego w okresie sprawozdawczym, poza wzrostem liczby odbiorców końcowych, miały również wpływ sprzyjające uwarunkowania atmosferyczne oraz zwiększenie konkurencyjności cen i dostępności gazu dla odbiorców końcowych. Zaobserwowany trend z dużym prawdopodobieństwem zostanie utrzymany w dalszym okresie, szczególnie biorąc pod uwagę okoliczności zniesienia obowiązku taryfowego dla sprzedaży gazu do wszystkich kategorii odbiorców oprócz odbiorców w gospodarstwach domowych, które nastąpi od października 2017 r. Ponadto, na wzrost wolumenu dystrybuowanego paliwa gazowego naturalne przełożenie mają również osiągnięte wzrosty w zakresie wydawanych warunków oraz zawartych umów o przyłączenie do sieci gazowej. Szacuje się, iż w okresie 6 pierwszych miesięcy 2017 r. PSG:

- wydała ok. 76 tys. warunków o przyłączenie (wzrost o ok. 15% w stosunku do analogicznego okresu 2016 r., w którym osiągnięto poziom ok. 66 tys. wydanych warunków o przyłączenie);
- zawarła ok. 39 tys. umów o przyłączenie do sieci gazowej (wzrost o ok. 19% w stosunku do analogicznego okresu 2016 r., w którym osiągnięto poziom ok. 33 tys. zawartych umów o przyłączenie do sieci gazowej).

W marcu 2017 r. Urząd Ochrony Konkurencji i Konsumentów wydał zgodę na dokonanie koncentracji, polegającej na zakupie przez PSG części mienia należącego do OGP GAZ-SYSTEM S.A. Obie firmy określiły ramy przyszłych transakcji. W pierwszym etapie projektu PSG ma kupić od OGP GAZ-SYSTEM S.A. wybrane segmenty systemu przesyłowego oraz stacje gazowe. Dokonana zostanie także analiza elementów infrastruktury, które OGP GAZ-SYSTEM S.A. zakupi od PSG.

W kwietniu 2017 r. przyjęto „Strategię rozwoju sieci dystrybucyjnej w/c PSG na lata 2017- 2026” (SRSD), która określa m.in. kierunki rozwoju systemu dystrybucyjnego w horyzoncie 10-letnim, w tym połączenia systemowe wysokiego ciśnienia, ponadlokalną sieć średniego podwyższonego i średniego ciśnienia oraz listę potencjalnych obszarów gmin, które cechuje potencjał zapotrzebowania na gaz ziemny. Rozbudowa sieci gazowej ma zapewnić długoterminową zdolność systemu dystrybucyjnego w celu świadczenia usługi dystrybucji i prowadzenia ruchu sieciowego, zapewniając zachowanie bezpieczeństwa funkcjonowania tego systemu;

Na dzień 30 czerwca 2017 r. długość sieci własnych bez przyłączy wyniosła 132 tys. km, a liczba odbiorców 6,9 mln.

5.3.5. Perspektywy

W II półroczu 2017 r. PSG kontynuować będzie działania i prace rozwojowe poprzez przyłączanie nowych odbiorców i zwiększenie ilości świadczonych usług dystrybucji paliwa gazowego, jak również utrzymanie wysokich standardów świadczonych usług oraz zapewnienie bezpieczeństwa i ciągłości dostaw paliwa gazowego. Planuje również gazyfikację miejscowości dotąd niezgazyfikowanych. PSG zakłada przeznaczenie kwoty ponad 580 mln zł na rozbudowę sieci i przyłączanie nowych odbiorców. W drugiej połowie 2017 r. kluczowym zagadnieniem, podobnie jak w I półroczu 2017 r., będzie sukcesywna realizacja nowych przyłączy gazowych zgodnie z przygotowanym planem, w którym założono liczbę przyłączy w II półroczu 2017 r. na poziomie ok. 30 500 sztuk, co zapewni osiągnięcie celu określonego w Strategii.

W celu zapewnienia utrzymania i poprawy stanu technicznego gazociągów oraz zagwarantowania bezpieczeństwa eksploatacji, PSG inwestuje w modernizację swojego majątku sieciowego. Na ten cel, spółka w II półroczu 2017 r. zamierza przeznaczyć ponad 330,5 mln zł na przebudowę i modernizację sieci gazowej. Zgodnie z aktualnie obowiązującym planem inwestycyjnym planowane do wydatkowania przez PSG nakłady w II półroczu 2017 r. zostały określone na poziomie 1 124,9 mln zł, w tym 52% z przeznaczeniem na rozbudowę i przyłączanie, 29% na modernizację sieci gazowej oraz 6% na zakup urządzeń pomiarowych (łącznie udział inwestycji sieciowych wynosi 87%).

Jednocześnie z punktu widzenia rozwoju dystrybucji paliwa gazowego, jednymi z najważniejszych projektów realizowanych w II połowie 2017 r. przez PSG będą projekty skupiające się na obszarze gazyfikacji kraju przy pomocy technologii LNG. Oprócz tego, PSG kontynuować będzie współpracę z grupami Orlen i Lotos w celu wdrażania innowacyjnych źródeł zasilania w oparciu o technologie CNG i LNG.

W I półroczu 2017 r. przyjęto Strategię rozwoju sieci dystrybucyjnej w/c PSG na lata 2017-2026 (SRSD), której zakres obejmuje łączną długość rozbudowy sieci o blisko 3,77 tys. km oraz 82 stacje gazowe wysokiego ciśnienia. Szacowane nakłady na ich realizację to 3 mld zł. SRSD jest opracowaniem zbieżnym ze Strategią PSG na lata 2016-2022 oraz z innymi realizowanymi projektami, np. dotyczącym rozwoju dystrybucji gazu z wykorzystaniem technologii LNG. Wstępnie zidentyfikowano 218 lokalizacji źródeł ciepła lub jednostek kogeneracji, których potencjał zapotrzebowania na gaz wynosi ok. 2,67 mld m³, a szczytowe pobory gazu są rzędu 553 tys. m³/h.

5.4. Segment Wytwarzanie

Podstawową działalnością segmentu jest wytwarzanie ciepła i energii elektrycznej oraz realizacja dużych przedsięwzięć elektroenergetycznych wykorzystujących gaz ziemny, jako paliwo. PGNiG TERMIKA jest również największym w Polsce producentem energii elektrycznej i ciepła w wysokosprawnej kogeneracji, 9. co do wielkości producentem energii elektrycznej w kraju oraz posiada około 11% udziału w produkcji ciepła wytwarzanego przez przedsiębiorstwa koncesjonowane w Polsce. W 2016 r. do segmentu Wytwarzanie dołączyła spółka Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej S.A. z siedzibą w Jastrzębiu Zdroju (PEC) oraz Spółka Energetyczna „Jastrzębie” S.A. (dawniej SEJ, obecnie PGNiG TERMIKA Energetyka Przemysłowa S.A.).

5.4.1. Strategia w segmencie

Maksymalizacja przepływów z obszaru wytwarzania

W segmencie Wytwarzanie Grupa PGNiG realizuje strategię ukierunkowaną na zwiększenie udziałów w rynku produkcji i dystrybucji ciepła. W dniu 28 kwietnia 2016 r. PGNiG TERMIKA kupiła 100% akcji PEC w Jastrzębiu Zdroju, a także 11 sierpnia 2016 r. nabyła akcje SEJ (obecnie PGNiG TERMIKA EP) od Jastrzębskiej Spółki Węglowej S.A. Dzięki tym przejęciom GK PGNiG otworzyła swoją działalność na zupełnie nowe rejony Polski. PEC oraz PGNiG TERMIKA EP działają na perspektywicznych rynkach ciepła Górnego Śląska. Poprzez PGNiG TERMIKA, GK PGNiG buduje grupę prężnie funkcjonujących spółek o dużym potencjale wzrostu, który pozytywnie przełoży się na wartość całej Grupy PGNiG.

Aspiracją strategiczną obszaru energetyki i ciepłownictwa jest zwiększenie rocznego wolumenu sprzedaży energii elektrycznej i ciepła z poziomu ok. 15 TWh w 2017 r. do poziomu ok. 18 TWh w 2022 r. Realizacja tego celu będzie możliwa przede wszystkim dzięki:

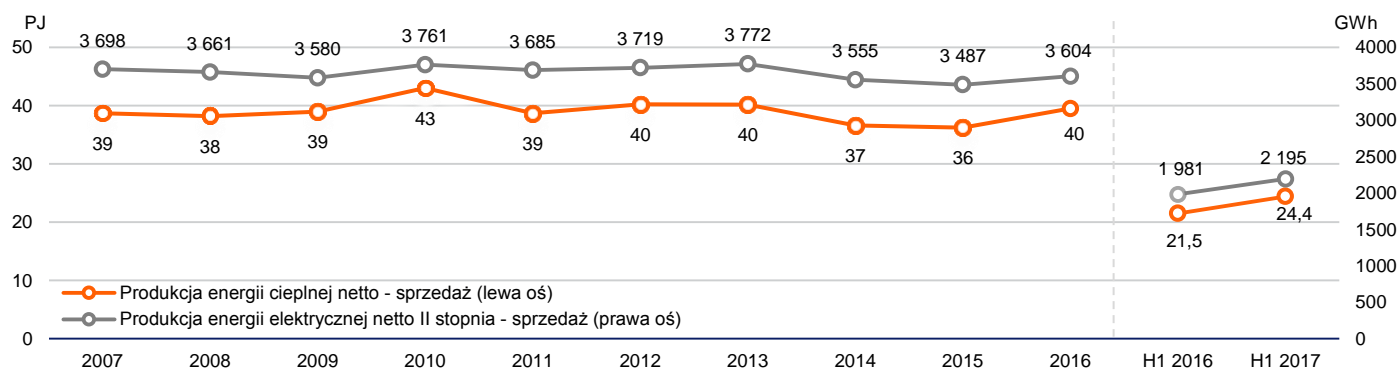
- realizacji strategicznych inwestycji modernizacyjnych i rozwojowych w istniejących zakładach wytwórczych w tym m.in. nowy blok gazowo-parowy (CCGT) w EC Żerań;
- zakończeniu integracji przejętych aktywów ciepłowniczych w ramach GK PGNiG TERMIKA (PEC i PGNiG TERMIKA EP) oraz zwiększeniu produkcji energii elektrycznej i ciepła w PGNiG TERMIKA EP i PEC, dzięki uruchomieniu nowego bloku w EC Zofiówka;
- kontynuacji akwizycji lokalnych systemów ciepłowniczych.

Warto dodać, że prowadzone są prace w zakresie wprowadzenia aukcyjnego rynku mocy. Obecny projekt rozwiązań dopuszcza możliwość uczestnictwa w rynku mocy jednostek kogeneracyjnych. Niemniej jednak decyzja o wdrożeniu systemu, jak i jego ostateczny kształt obciążone są niepewnością. Jednocześnie dotychczas nie podjęto żadnych wiążących decyzji w zakresie przedłużenia lub zmiany systemu wsparcia kogeneracji (aktualny system wsparcia dla kogeneracji obowiązuje jedynie do 2018 r.). GK PGNiG będzie prowadzić aktywne rzecznictwo interesów w zakresie zmian regulacyjnych ukierunkowanych na wdrożenie rynku mocy i zapewnienie systemu wsparcia dla kogeneracji po 2018 r.

Obecne uwarunkowania rynkowe i taryfowo-regulacyjne sprzyjają rozwojowi rynku ciepła w Polsce. Dostępne prognozy wskazują na stabilny wzrost ceny całkowitej ciepła systemowego, jak również umiarkowany wzrost zapotrzebowania na ciepło sieciowe w perspektywie kolejnych lat. Regulowany charakter działalności zapewnia stabilne stopy zwrotu.

5.4.2. Wyniki wolumenowe

Wolumen sprzedaży ciepła i energii elektrycznej z produkcji



5.4.3. Omówienie wyników finansowych segmentu

| mln zł | 1H 2017 | 1H 2016 | 2016 | 2015 | 2014 | 2013 |
|--|---------|---------|-------|-------|-------|-------|
| Przychody ze sprzedaży ogółem | 1 267 | 1 123 | 2 195 | 1 887 | 1 943 | 2 063 |
| Przychody ze sprzedaży poza GK PGNiG, w tym: | 943 | 730 | 1 472 | 1 215 | 1 149 | 1 658 |
| - ciepło | 765 | 675 | 1 262 | 1 126 | 1 079 | 1 069 |
| - energia elektryczna | 32 | 5 | 36 | 8 | 7 | 514 |
| Przychody ze sprzedaży między segmentami | 324 | 393 | 723 | 672 | 794 | 405 |
| EBITDA | 580 | 450 | 759 | 679 | 463 | 503 |
| EBITDA skorygowana o odpisy z tytułu trwałej utraty wartości rzeczowych aktywów trwałych | 580 | 454 | 775 | 710 | 463 | 503 |

Wynik operacyjny segmentu za I półrocze 2017 r. wyniósł 382 mln zł i był o 108 mln zł wyższy niż w analogicznym okresie roku poprzedniego. Wskaźnik EBITDA osiągnął poziom 580 mln zł, co oznacza jego poprawę o 29% w stosunku do analogicznego okresu roku poprzedniego. Na wynik segmentu wpływ miały następujące czynniki:

- włączenie do Grupy spółek: PEC (od maja 2016 r.) oraz PGNiG TERMIKA EP (od sierpnia 2016 r.). W bieżącym okresie spółki łącznie wypracowały 77 mln zł EBITDA, osiągając 205 mln zł przychodów ze sprzedaży;

- wzrost przychodów ze sprzedaży ciepła oraz energii elektrycznej z produkcji, wskutek zwiększonych wolumenów sprzedaży w porównaniu do półrocza poprzedniego roku (odpowiednio o 13% i 10%). Znaczący udział w poprawie tych wartości miały niższe średnie temperatury powietrza w I półroczu 2017 r. w stosunku do analogicznego okresu roku poprzedniego);
- spadek kosztów węgla w PGNiG TERMIKA, będącego głównym paliwem do produkcji ciepła (średnia cena surowca w I półroczu 2017 r. była o 6% niższa od średniej ceny w analogicznym okresie roku poprzedniego).

5.4.4. Działalność segmentu

W okresie I półrocza 2017 r. trwało ciągle monitorowanie rynku i poszukiwanie okazji akwizycyjnych. W czerwcu 2017 r. spółka zawarła kontrakt na realizację w systemie „pod klucz” bloku gazowo-parowego w EC Żerań o mocy 497 MWe. Przeprowadzono postępowanie przetargowe i uzyskano oferty na budowę kotłowni gazowej o mocy ok 390 MW w EC Żerań. Z uwagi na uwarunkowania ekonomiczne podjęto decyzje o rezygnacji z projektu budowy magistrali łączącej system ciepłowniczy Warszawy i Pruszkowa.

W PEC w I półroczu prowadzone były m.in. działania modernizacyjne i odtworzeniowe majątku w zakresie wymiany sieci ciepłowniczych na sieci preizolowane w celu ograniczenia strat przesyłu, podłączanie nowych odbiorców w celu skompensowania utraty mocy, zamówionej oraz poprawa efektywności wytwarzania energii cieplnej.

PGNiG TERMIKA EP realizuje inicjatywę strategiczną, której celem jest rozszerzenie obszaru działalności PGNiG TERMIKA, wzrost przychodów oraz budowanie portfela projektów *outsourcingowych* gotowych do uruchomienia w momencie pojawienia się sprzyjających warunków rynkowych – docelowo 15 MWe w 2022 r. Na obecnym etapie Spółka realizuje w/w Inicjatywę w obszarze aktywnego poszukiwania potencjalnych projektów/klientów.

W I półroczu 2017 r. PGNiG TERMIKA uczestniczyła w procesie akwizycji aktywów energetycznych EDF Polska w konsorcjum wraz z PGE, ENEA i ENERGA. Na skutek decyzji korporacyjnych w trakcie trwania *due - diligence* PGNiG TERMIKA odstąpiła od projektu akwizycyjnego.

5.4.5. Perspektywy segmentu

W maju 2017 r. została zaktualizowana Strategia PGNiG TERMIKA na lata 2017 – 2022. Głównym obszarem rozwoju GK PGNiG TERMIKA jest ekspansja geograficzna realizowana poprzez akwizycje systemów ciepłowniczych, a także przez budowanie nowych rynków. GK PGNiG TERMIKA upatruje rozwój w obszarze energetyki przemysłowej realizowanej przez spółkę PGNiG TERMIKA EP (rozwój projektów opartych o wykorzystanie metanu towarzyszącego wydobyciu węgla, wykorzystanie gazów odpadowych typu gaz koksowniczy) oraz poprzez rozwój lokalnych systemów ciepłowniczych przez spółkę PGNiG TERMIKA ER (budowa i eksploatacja ciepłowni i układów kogeneracyjnych niedużej mocy, rozwój klastrów energii wraz z samorządami i spółkami z GK PGNiG).

PGNiG TERMIKA działa również intensywnie w obszarze rozwoju mocy wytwórczych na terenie Warszawy w celu zabezpieczenia obecnych i przyszłych potrzeb mieszkańców (budowa bloku CCGT w EC Żerań i projektu budowy bloku wielopaliwowego w EC Siekierki).

PGNiG TERMIKA EP będzie realizować w II półroczu połączenie z PEC oraz budowę Bloku CFB – przewiduje się, że przekazanie Bloku do eksploatacji w Elektrociepłowni Zofiówka nastąpi w trakcie II półrocza 2017 r.

5.4.6. Inwestycja w PGG

Na podstawie Umowy Inwestycyjnej zawartej w dniu 28 kwietnia 2016 r. PGNiG TERMIKA, jako nowy współnik, objęła udziały w PGG w wysokości 500 mln zł. W styczniu 2017 r. PGG podjęło działania związane z realizacją procesu nabycia od Katowickiego Holdingu Węglowego S.A. aktywów związanych z produkcją węgla kamiennego. Dnia 31 marca 2017 r., PGNiG TERMIKA zobowiązała się dokonać inwestycji finansowej w PGG w wysokości 300 mln zł.

W wyniku dokapitalizowania na dzień 30 czerwca 2017 r. PGNiG TERMIKA posiadała 6.500.000 udziałów odpowiadających 19,02% kapitału zakładowego PGG.

W dniu 7 lipca 2017 r. zostało w Krajowym Rejestrze Sądowym zarejestrowane podwyższenie kapitału zakładowego PGG z dnia 14 czerwca 2017 r. Na dzień 12.07.2017 r. struktura udziałów w PGG kształtuje się następująco:

1. PGE Górnictwo i Energetyka Konwencjonalna S.A. – 5.700.000 Udziałów – 15,76% kapitału zakładowego,
2. ENERGA Kogeneracja Sp. z o.o. – 5.700.000 Udziałów – 15,76% kapitału zakładowego,
3. PGNiG TERMIKA SA – 7.100.000 Udziałów – 19,63% kapitału zakładowego,
4. PFR Funduszem Inwestycji Polskich Przedsiębiorstw Fundusz Inwestycji Zamkniętych Aktywów Niepublicznych – 3.000.000 Udziałów – 8,29% kapitału zakładowego,
5. Towarzystwem Finansowym SILESIA Sp. z o.o. – 5.400.000 Udziałów – 14,93% kapitału zakładowego,
6. Węglkokoks S.A. – 7.167.181 Udziałów – 19,82% kapitału zakładowego,
7. ENEA S.A. – 2.100.000 Udziałów – 5,81% kapitału zakładowego,
8. Skarb Państwa – 1 Udział – 0,000003% kapitału zakładowego.

PGNiG TERMIKA traktuje inwestycję w PGG, jako długoterminową inwestycję finansową. Założenia, w oparciu o które podjęto decyzje zarówno o inwestycji zakładają uzyskanie w perspektywie długoterminowej istotnego wzrostu rentowności sprzedaży węgla, głównie poprzez optymalizację kosztów jego produkcji. PGG realizuje obecnie zaakceptowany przez inwestorów wieloletni Biznes Plan oraz Plan Techniczno-Ekonomiczny na 2017 r.

5.5. Pozostałe segmenty

5.5.1. Segment w liczbach

| mln zł | 1H 2017 | 1H 2016 przekształcone | 2016 przekształcone | 2016* | 2015* | 2014* | 2013* |
|------------------------|---------|---------------------------|------------------------|-------|-------|-------|-------|
| Przychody ze sprzedaży | 160 | 184 | 362 | 240 | 325 | 325 | 424 |
| EBITDA | (120) | (76) | (186) | (61) | 12 | (49) | (44) |

* dane raportowane, nie uwzględniają zmian prezentacji segmentów sprawozdawczych, przedstawionych w pkt. 4.3, wprowadzonych w 2017 r.

5.5.2. Działalność segmentu

Oddział PGNiG - Centrala Spółki

Centrala Spółki pełni funkcje nadzorcze, planistyczne, wykonawcze i kontrolne w stosunku do Oddziałów Spółki. Organizuje prowadzoną przez Spółkę działalność gospodarczą. Sprawuje stały nadzór nad wszystkimi spółkami Grupy Kapitałowej PGNiG.

Oddział PGNiG - Centralne Laboratorium Pomiarowo-Badawcze (CLPB)

CLPB realizuje m.in. usługi z zakresu badania urządzeń i systemów pomiarowych stosowanych w gazownictwie, wzorcowania urządzeń pomiarowych w zakresie ciśnień, objętości, temperatur, pomiarów geometrycznych, wielkości elektrycznych, właściwości chemicznych (w tym składu gazu), nadzoru nad systemami pomiarowymi w punktach wejścia na Białorusi i Ukrainie oraz na terminalu LNG w Świnoujściu, analiz technicznych itp.

Główni nabywcy usług Oddziału CLPB to EuRoPol Gaz S.A. (ok. 33%), OGP GAZ-SYSTEM S.A. (ok. 15%), GK PGNiG (ok. 20%), pozostałe (ok. 32%).

PGNiG Technologie

Zasadniczym przedmiotem działalności PGNiG Technologie jest kompleksowe wykonywanie inwestycji w zakresie budowy kopalń ropy naftowej i gazu ziemnego oraz obiektów przesyłu gazu ziemnego, budowa i modernizacja instalacji technologicznych na obiektach związanych z magazynowaniem gazu, produkcja i remonty urządzeń wiertniczych i eksploatacyjnych do ropy naftowej i gazu ziemnego oraz produkcja zbiorników ciśnieniowych i magazynowych, konstrukcji stalowych oraz remonty silników wysokoprężnych.

PGNiG Serwis

Podstawową działalnością PGNiG Serwis jest świadczenie kompleksowych usług finansowo-księgowych, kadrowo-płacowych, teleinformatycznych, wsparcia w zakresie zarządzania projektami, zarządzania nieruchomościami, zarządzania flotą samochodową, obsługi portiersko-recepcyjnej, usługi bezpośredniej ochrony fizycznej dla spółek z GK PGNiG.

Biuro Studiów i Projektów Gazownictwa Gazoprojekt (Gazoprojekt)

Gazoprojekt świadczy usługi konsultingowe i projektowe na wszystkich etapach procedur administracyjnych: formułowania założeń techniczno - ekonomicznych, opracowywania dokumentacji oraz realizacji zamierzenia inwestycyjnego. Wykonuje m.in. analizy przedprojektowe, opracowania środowiskowe, dokumentację formalno-prawną, projektową i powykonawczą oraz wizualizacje 3D.

Geovita

Geovita prowadzi działalność o profilu wypoczynkowym, odnowy biologicznej, profilaktyki leczniczej, rehabilitacji leczniczej i konferencyjno-szkoleniowym.

6. Informacje uzupełniające dotyczące Grupy Kapitałowej PGNiG

6.1. Organizacja Grupy Kapitałowej PGNiG

Według stanu na dzień 30 czerwca 2017 r. w skład GK PGNiG wchodziły PGNiG jako podmiot dominujący, 34 spółki o profilu produkcyjnym, handlowym i usługowym oraz Towarzystwo Ubezpieczeń Wzajemnych, w tym:

- 20 podmiotów bezpośrednio zależnych od PGNiG

- 15 podmiotów pośrednio zależnych od PGNiG

Wykaz spółek GK PGNiG według stanu na dzień 30 czerwca 2017 r. został przedstawiony w poniższym zestawieniu.

Wykaz spółek GK PGNiG wg stanu na dzień 30 czerwca 2017 r.

| Lp. | Firma spółki | Kapitał zakładowy | Udział kapitałowy PGNiG | % kapitału PGNiG (bezpośrednio) | % kapitału GK PGNiG (bezpośrednio i pośrednio) |
|-------------------------------------|--|-------------------|-------------------------|---------------------------------|--|
| <i>Spółki zależne - I stopnia</i> | | | | | |
| 1 | BSiPG "Gazoprojekt" S.A. | 4 000 000 | 3 000 000 | 75% | 75% |
| 2 | Exalo Drilling S.A. | 981 500 000 | 981 500 000 | 100% | 100% |
| 3 | GEOFIZYKA Kraków S.A. w likwidacji | 64 400 000 | 64 400 000 | 100% | 100% |
| 4 | GEOFIZYKA Toruń S.A. | 66 000 000 | 66 000 000 | 100% | 100% |
| 5 | Geovita S.A. | 86 139 000 | 86 139 000 | 100% | 100% |
| 6 | Gas Storage Poland Sp. z o.o. | 15 290 000 | 15 290 000 | 100% | 100% |
| 7 | PGNiG Obrót Detaliczny Sp. z o.o. | 600 050 000 | 600 050 000 | 100% | 100% |
| 8 | PGNiG Serwis Sp. z o.o. | 9 995 000 | 9 995 000 | 100% | 100% |
| 9 | PGNiG Technologie S.A. | 272 727 400 | 272 727 400 | 100% | 100% |
| 10 | PGNiG TERMIKA SA | 1 440 324 950 | 1 440 324 950 | 100% | 100% |
| 11 | Polska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o. | 10 454 206 550 | 10 454 206 550 | 100% | 100% |
| 12 | PGNiG Finance AB | 500 000 SEK | 500 000 SEK | 100% | 100% |
| 13 | PGNiG Supply & Trading GmbH | 10 000 000 EUR | 10 000 000 EUR | 100% | 100% |
| 14 | PGNiG Upstream Norway AS | 1 100 000 000 NOK | 1 100 000 000 NOK | 100% | 100% |
| 15 | Polish Oil And Gas Company – Libya B.V. | 20 000 EUR | 20 000 EUR | 100% | 100% |
| 16 | GAS - TRADING S.A. | 2 975 000 | 1 291 350 | 43,41% | 79,58% ²⁾ |
| 17 | PGNiG SPV 5 Sp. z o.o. | 250 000 | 250 000 | 100% | 100% |
| 18 | PGNiG SPV 6 Sp. z o.o. | 51 381 000 | 51 381 000 | 100% | 100% |
| 19 | PGNiG SPV 7 Sp. z o.o. | 250 000 | 250 000 | 100% | 100% |
| 20 | Polski Gaz Towarzystwo Ubezpieczeń Wzajemnych* | 20 000 000 | 20 000 000 | 100% | 100% |
| <i>Spółki zależne - II stopnia</i> | | | | | |
| 21 | Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej S.A. | 85 000 000 | 85 000 000 | - | 100% ³⁾ |
| 22 | PGNiG TERMIKA Energetyka Przemysłowa S.A. | 288 233 300 | 288 233 300 | - | 100% ³⁾ |
| 23 | GAZ Sp. z o.o. | 300 000 | 300 000 | - | 100% ³⁾ |
| 24 | PSG Inwestycje Sp. z o.o. | 81 131 000 | 81 131 000 | - | 100% ³⁾ |
| 25 | Oil Tech International F.Z.E. | 20 000 USD | 20 000 USD | - | 100% ⁴⁾ |
| 26 | „EXALO DRILLING UKRAINE” LLC | 20 000 EUR | 20 000 EUR | - | 100% ⁴⁾ |
| 27 | PST Europe Sales GmbH | 1 000 000 EUR | 1 000 000 EUR | - | 100% ⁵⁾ |
| 28 | Ośrodek Badawczo - Rozwojowy Górnictwa Surowców Chemicznych CHEMKOP Sp. z o.o. | 3 000 000 | 2 565 350 | - | 85,51% ⁵⁾ |
| 29 | Gas Assets Management Sp. z o.o. | 1 360 000 | 1 360 000 | - | 100% ⁷⁾ |
| 30 | Gas-Trading Podkarpacie Sp. z o.o. | 6 670 627 | 5 257 523,51 | - | 78,82% ⁸⁾ |
| 31 | PGNiG Serwis Doradztwo Ubezpieczeniowe sp. z o.o. | 5 000 | 5 000 | - | 100% ¹⁾ |
| 32 | PGNiG TERMIKA Energetyka Rozproszona sp. z o.o. | 9 881 000 | 9 881 000 | - | 100% ³⁾ |
| 33 | Zakład Gospodarki Mieszkaniowej Sp. z o.o. | 1 806 500 | 1 806 500 | - | 100% ⁴⁾ |
| <i>Spółki zależne - III stopnia</i> | | | | | |
| 34 | XOOL GmbH | 500 000 EUR | 500 000 EUR | - | 100% ¹⁰⁾ |
| 35 | "SEJ-Serwis" Sp. z o.o. | 200 000 | 200 000 | - | 100% ¹¹⁾ |

1) Udział pośredni PGNiG S.A. przez spółkę PGNiG Serwis sp. z o.o.

2) Udział bezpośredni PGNiG S.A. w spółce wynosi 43,41%, udział pośredni poprzez spółkę PGNiG SPV 6 Sp. z o.o. wynosi 36,17%.

3) Udział pośredni PGNiG S.A. przez spółkę Polska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o.

4) Udział pośredni PGNiG S.A. przez spółkę Exalo Drilling S.A.

5) Udział pośredni PGNiG S.A. przez spółkę PGNiG Supply & Trading GmbH.

6) Udział pośredni PGNiG S.A. poprzez spółkę Gas Storage Poland Sp. z o.o.

7) Udział pośredni PGNiG S.A. w spółce wynosi 100%: 99,98% przez spółkę PGNiG SPV 6 Sp. z o.o. oraz 0,02% przez spółkę PGNiG SPV 5 Sp. z o.o.

8) Udział pośredni PGNiG S.A. przez spółkę GAS TRADING S.A.

9) Udział pośredni PGNiG S.A. przez spółkę PGNiG TERMIKA S.A.

10) Udział pośredni PGNiG S.A. przez spółkę PGNiG Supply & Trading GmbH oraz przez spółkę PST Europe Sales GmbH

11) Udział pośredni PGNiG S.A. przez spółkę PGNiG TERMIKA S.A. oraz przez spółki: Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej S.A. (45%) i PGNiG TERMIKA Energetyka Przemysłowa S.A. (55%)

W I półroczu 2017 r. zaszły następujące zmiany w strukturze GK PGNiG:

- W dniu 18 stycznia 2017 r. NWZ spółki PGNiG Technologie podjęło uchwałę w sprawie podwyższenia kapitału zakładowego tej Spółki z kwoty 182 127 240 zł do kwoty 272 727 240 zł, tj. o kwotę 90 600 000 zł. Podwyższenie kapitału nastąpiło w drodze emisji 90 600 000 akcji imiennych zwykłych (nieuprzywilejowanych) serii „C”, o wartości nominalnej po 1 zł każda. Wszystkie nowoutworzone akcje objęte zostały przez PGNiG i pokryte wkładem pieniężnym w kwocie 90 600 000 zł. Podwyższenie kapitału zakładowego PGNiG Technologie zostało zarejestrowane w KRS w dniu 9 marca 2017 r.
- W dniu 22 lutego 2017 r. PGNiG Technologie oraz PGNiG zawarły umowę sprzedaży akcji, na mocy której PGNiG nabyło od PGNiG Technologie należący do tej spółki pakiet 21 000 akcji spółki BSiPG Gazoprojekt S.A.
- W dniu 9 marca 2017 r. do KRS wpisana została nowa firma Spółki NYSAGAZ Sp. o.o. – tj. PGNiG TERMIKA Energetyka Rozproszona sp. z o.o.
- Nadzwyczajne Zgromadzenie Wspólników spółki Powiśle Park sp. z o.o. w dniu 10 marca 2017 r. podjęło uchwałę w sprawie zmian w umowie spółki w zakresie m.in. zmiany firmy spółki. Zmiana firmy spółki na PSG Inwestycje Sp. z o.o. została zarejestrowana w KRS w dniu 20 marca 2017 r.
- W dniu 23 marca 2017 r. kierownictwo spółki zależnej PGNiG z siedzibą w Sandnes, Norwegia, powzięło informację o wpisaniu do norweskiego rejestru spółek handlowych, w dniu 18 marca 2017 r., zmienionej nazwy firmy na PGNiG Upstream Norway AS (wcześniejsza nazwa: PGNiG Upstream International AS). Uchwała NZW spółki w tej sprawie została podjęta 8 marca 2017 r.
- W dniu 31 marca 2017 r. NWZ spółki PGNiG TERMIKA podjęło uchwałę w sprawie podwyższenia kapitału zakładowego tej spółki z kwoty 1 440 324 950 zł do kwoty 1 740 324 950 zł, tj. o kwotę 300 000 000 zł. Podwyższenie kapitału nastąpiło w drodze emisji 30 000 000 akcji imiennych zwykłych (nieuprzywilejowanych) serii „H”, o wartości nominalnej po 10 zł każda. Wszystkie nowoutworzone akcje objęte zostały przez PGNiG i pokryte wkładem pieniężnym w kwocie 300 000 000 zł. Podwyższenie kapitału zakładowego PGNiG TERMIKA na dzień dzisiejszy nie zostało zarejestrowane w KRS.
- W dniu 12 kwietnia 2017 r. Sąd Rejonowy w Gliwicach X Wydział Rejestrowy KRS zarejestrował zmianę statutu spółki oraz firmy spółki Spółka Energetyczna Jastrzębie. Spółka od 12 kwietnia 2017 r. działa pod firmą PGNiG TERMIKA Energetyka Przemysłowa Spółka Akcyjna.
- W dniu 19 kwietnia 2017 r. PGNiG dokapitalizowało POGC Libya BV kwotą 1 100 000 USD, bez emisji nowych udziałów.
- W dniu 28 kwietnia 2017 r. spółka PGNiG Serwis nabyła 100 udziałów spółki QILIN INTERNATIONAL sp. z o.o. o wartości nominalnej 50 zł każdy, stanowiących 100% kapitału zakładowego. Uchwałą nr 3 Zgromadzenia Wspólników QILIN INTERNATIONAL sp. z o.o. z dnia 28 kwietnia 2017 r. dokonano zmiany aktu założycielskiego spółki, w tym zmiany firmy spółki. Od dnia 16 maja 2017 r. spółka ta działa pod firmą PGNiG Serwis Doradztwo Ubezpieczeniowe (rejestracja w KRS nastąpiła w dniu 16 maja 2017 r.).
- Z dniem 17 maja 2017 r. nastąpiła zmiana firmy spółki Poltava Services LLC na „EXALO DRILLING UKRAINE” LLC.
- W dniu 29 czerwca 2017 r. NWZ PEC podjęło uchwałę o połączeniu tej spółki ze spółką PGNiG TERMIKA EP S.A. Trwa proces rejestracji połączenia w Sądzie Rejestrowym. Jednocześnie w dniu 29 czerwca 2017 r. NWZ PGNiG TERMIKA EP podjęło uchwałę o połączeniu tej spółki ze spółką Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej S.A. Trwa proces rejestracji połączenia w Sądzie Rejestrowym.
- W dniu 29 czerwca 2017 r. NWZ PGNiG TERMIKA EP podjęło uchwałę w sprawie podwyższenia kapitału zakładowego tej Spółki z kwoty 288 233 300 zł do kwoty 370 836 300 zł tj. o kwotę 82 603 000 zł w drodze emisji 826 030 akcji zwykłych imiennych serii „N” o wartości nominalnej po 100 zł każda. Podwyższenie kapitału zakładowego spółki PGNiG TERMIKA EP na dzień sprawozdania nie zostało zarejestrowane w KRS.

6.2. Pozostałe powiązania organizacyjne lub kapitałowe

Wykaz spółek powiązanych z GK PGNiG według stanu na dzień 30 czerwca 2017 r. został przedstawiony w poniższym zestawieniu.

Wykaz spółek powiązanych z GK PGNiG wg stanu na dzień 30 czerwca 2017 r.

| Lp. | Firma spółki | Kapitał zakładowy | Udział kapitałowy PGNiG | % kapitału PGNiG (bezpośrednio) | % kapitału GK PGNiG (bezpośrednio i pośrednio) |
|---|--|-------------------|-------------------------|---------------------------------|--|
| <i>Spółki współzależne i stowarzyszone - I stopnia</i> | | | | | |
| 1 | Sahara Petroleum Technology Llc w likwidacji | 150 000,00 | 73 500 OMR | 49,00% | 49,00% |
| 2 | SGT EUROPOL GAZ S.A. | 80 000 000,00 | 38 400 000,00 | 48,00% | 51,18% ¹⁾ |
| 3 | PFK GASKON S.A. | 13 061 325,00 | 6 000 000,00 | 45,94% | 45,94% |
| 4 | ZWUG "INTERGAZ" Sp. z o.o. | 4 700 000,00 | 1 800 000,00 | 38,30% | 38,30% |
| 5 | "Dewon" ZSA | 11 146 800,00 | 4 055 205,84 UAH | 36,38% | 36,38% |
| <i>Spółki współzależne i stowarzyszone - II stopnia</i> | | | | | |
| 6 | Zakład Separacji Popiołów Siekierki Sp. z o.o. | 10 000 000,00 | 7 000 000,00 | - | 70% ²⁾ |
| 7 | Elektrociepłownia Stalowa Wola S.A. | 28 200 000,00 | 14 100 000,00 | - | 50% ²⁾ |
| 8 | Polska Grupa Górnicza Sp. z o.o. | 3 416 718 200,00 | 650 000 000,00 | - | 19,02% ²⁾ |
| 9 | Polimex-Mostostal S.A. | 473 237 604,00 | 78 000 048,00 | - | 16,48% ³⁾ |

1) Udział bezpośredni PGNiG S.A. w spółce wynosi 48,00%, udział pośredni poprzez spółkę GAS-TRADING SA wynosi 3,18%.

2) Udział pośredni PGNiG S.A. przez spółkę PGNiG TERMIKA S.A.

3) Udział pośredni PGNiG S.A. przez spółkę PGNiG Technologie SA

W I półroczu 2017 r. zaszły następujące zmiany w pozostałych powiązaniach kapitałowych GK PGNiG:

- W dniu 18 stycznia 2017 r. PGNiG Technologie objęło 37 500 000 nowoutworzonych akcji Polimex – Mostostal S.A. po cenie nominalnej 2 zł za 1 akcję, za łączną kwotę 75 mln zł. Podwyższenie kapitału zostało zarejestrowane w KRS w dniu

21 lutego 2017 r. Zarejestrowany kapitał zakładowy spółki Polimex – Mostostal S.A. wynosi 473 237 604 zł. Ponadto, w wykonaniu umowy zawartej z SPV Operator Sp. z o.o. PGNiG Technologie nabyło 1 500 000 akcji spółki Polimex – Mostostal S.A. za łączną kwotę 5 640 tys. zł, tj. 3,76 zł za 1 akcję. Dodatkowo, w wyniku wezwania z dnia 26 kwietnia 2017 r. (rozliczenie transakcji przez KDPW w dniu 28 kwietnia 2017 r.) spółka PGNiG Technologie nabyła 24 akcje spółki Polimex - Mostostal S.A. W efekcie, udział PGNiG Technologie w spółce Polimex – Mostostal S.A. wynosi 16,48% akcji.

- W dniu 27 stycznia 2017 r. zostało zarejestrowane w KRS podwyższenie kapitału zakładowego PGG, dokonane uchwałą ZW tej spółki z dnia 3 listopada 2016 r. Po rejestracji podwyższenia, kapitał zakładowy wynosi 2 672 274 200 zł. PGNiG TERMIKA posiada 4 444 444 udziałów spółki PGG o wartości nominalnej 100 zł każdy i łącznej wartości nominalnej 444 444 400 zł, co odpowiada udziałowi 16,63% w kapitale zakładowym i głosach na ZW PGG
- W dniu 1 lutego 2017 r. odbyło się NZW spółki PGG, na którym podjęto kolejną uchwałę o podwyższeniu kapitału zakładowego tej Spółki o kwotę 244 444 000 zł, tj. do kwoty 2 916 718 200 zł, poprzez utworzenie 2 444 440 nowych udziałów o wartości nominalnej 100 zł każdy. PGNiG TERMIKA objęła w podwyższonym kapitale zakładowym PGG 555 556 nowych udziałów o wartości nominalnej 100 zł każdy, tj. o łącznej wartości nominalnej 55 555 600 zł, pokrywając je wkładem pieniężnym w wysokości 55 555 600 zł. Podwyższenie kapitału zakładowego PGG zostało zarejestrowane w KRS w dniu 10 marca 2017 r. Po powyższym podwyższeniu PGNiG TERMIKA posiada 5 000 000 udziałów spółki PGG o wartości nominalnej 100 zł każdy i łącznej wartości nominalnej 500 000 000 zł, co odpowiada udziałowi 17,14% w kapitale zakładowym i głosach na ZW PGG.
- W dniu 3 kwietnia 2017 r. odbyło się NZW spółki PGG, na którym podjęto uchwałę o podwyższeniu kapitału zakładowego tej spółki o kwotę 500 000 000 zł, tj. z kwoty 2 916 718 200 zł do kwoty 3 416 718 200 zł, poprzez utworzenie 5 000 000 nowych udziałów o wartości nominalnej 100 zł każdy. Spółka PGNiG TERMIKA objęła w podwyższonym kapitale zakładowym PGG 1 500 000 nowych udziałów o wartości nominalnej 100 zł każdy, tj. o łącznej wartości nominalnej 150 000 000 zł, pokrywając je wkładem pieniężnym w wysokości 150 000 000 zł. Po powyższym podwyższeniu PGNiG TERMIKA posiada 6 500 000 udziałów spółki PGG o wartości nominalnej 100 zł każdy i łącznej wartości nominalnej 650 000 000 zł, co odpowiada udziałowi 19,02% w kapitale zakładowym i głosach na ZW PGG. Podwyższenie kapitału zakładowego zostało zarejestrowane w KRS w dniu 7 czerwca 2017 r.
- W dniu 14 czerwca 2017 r. odbyło się NZW spółki PGG, na którym podjęto uchwałę o podwyższeniu kapitału zakładowego tej spółki o kwotę 200 000 000 zł, tj. z kwoty 3 416 718 200 zł do kwoty 3 616 718 200 zł, poprzez utworzenie 2 000 000 nowych udziałów o wartości nominalnej 100 zł każdy. Spółka PGNiG TERMIKA objęła w podwyższonym kapitale zakładowym PGG 600 000 nowych udziałów o wartości nominalnej 100 zł każdy, tj. o łącznej wartości nominalnej 60 000 000 zł, pokrywając je wkładem pieniężnym w wysokości 60 000 000 zł. Po powyższym podwyższeniu PGNiG TERMIKA posiada 7 100 000 udziałów spółki PGG o wartości nominalnej 100 zł każdy i łącznej wartości nominalnej 710 000 000 zł, co odpowiada udziałowi 19,63% w kapitale zakładowym i głosach na ZW PGG.

Do dnia Sprawozdania zaszły następujące zmiany w pozostałych powiązaniach kapitałowych GK PGNiG:

- W dniu 7 lipca 2017 r. zostało zarejestrowane w KRS podwyższenie kapitału zakładowego PGG, dokonane uchwałą NWZ tej spółki z dnia 14 czerwca 2017 r. Po rejestracji podwyższenia, kapitał zakładowy wynosi 3 616 718 200 zł. PGNiG TERMIKA posiada 7 100 000 udziałów spółki PGG o wartości nominalnej 100 zł każdy i łącznej wartości nominalnej 710 000 000 zł, co odpowiada udziałowi 19,63% w kapitale zakładowym i głosach na ZW PGG.

6.3. Władze spółki

6.3.1. Zarząd PGNiG

Skład Zarządu PGNiG na dzień 1 stycznia 2017 r. przedstawiał się następująco:

- Piotr Woźniak - Prezes Zarządu,
- Radosław Bartosik - Wiceprezes Zarządu ds. Operacyjnych,
- Łukasz Kroplewski - Wiceprezes Zarządu ds. Rozwoju,
- Michał Pietrzyk - Wiceprezes Zarządu ds. Finansowych,
- Maciej Woźniak - Wiceprezes Zarządu ds. Handlowych,
- Waldemar Wójcik - Wiceprezes Zarządu.

W dniu 6 marca 2017 r. Rada Nadzorcza PGNiG odwołała pana Waldemara Wójcika ze składu Zarządu PGNiG i powołała Panią Magdalenę Zegarską na stanowisko Wiceprezesa Zarządu na wspólną kadencję Zarządu kończącą się w dniu 31 grudnia 2019 r.

W dniu 28 czerwca 2017 r. uchwałami ZWZ PGNiG wszyscy członkowie Zarządu PGNiG pełniący funkcję w roku obrotowym 2016 otrzymali absolutorium z wykonywania obowiązków.

Skład Zarządu PGNiG na dzień 30 czerwca 2017 r. przedstawiał się następująco:

- Piotr Woźniak - Prezes Zarządu,
- Radosław Bartosik - Wiceprezes Zarządu ds. Operacyjnych,
- Łukasz Kroplewski - Wiceprezes Zarządu ds. Rozwoju,
- Michał Pietrzyk - Wiceprezes Zarządu ds. Finansowych,
- Maciej Woźniak - Wiceprezes Zarządu ds. Handlowych,

- Magdalena Zegarska - Wiceprezes Zarządu.

6.3.2. Rada Nadzorcza PGNiG

Skład Rady Nadzorczej PGNiG S.A. na dzień 1 stycznia 2017 r. przedstawiał się następująco:

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

Z dniem 5 marca 2017 r. pani Magdalena Zegarska zrezygnowała z funkcji Członka Rady Nadzorczej PGNiG. Funkcję Sekretarza Rady Nadzorczej z dniem 5 marca 2017 r. objął pan Sławomir Borowiec.

Z dniem 30 maja 2017 r. pan Ryszard Wąsowicz zrezygnował z funkcji Członka Rady Nadzorczej PGNiG S.A.

W dniu 28 czerwca 2017 r. uchwałami ZWZ PGNiG wszyscy członkowie Rady Nadzorczej PGNiG pełniący funkcję w roku obrotowym 2016 otrzymali absolutorium z wykonywania obowiązków. Uchwałą ZWZ PGNiG wszyscy członkowie Rady Nadzorczej zostali odwołani z dniem 28 czerwca 2017 r. W ich miejsce WZ powołało z dniem 28 czerwca 2017 r. następujące osoby, które zgodnie ze stanem na dzień 30 czerwca 2017 r. pełnią funkcję członków Rady Nadzorczej:

- Bartłomieja Nowaka,
- Andrzeja Goneta,
- Piotra Sprzączaka,
- Grzegorza Tchoraka,
- Piotra Brodę,
- Mieczysława Kaweckiego,
- Sławomira Borowca,
- Stanisława Sieradzkiego.

W dniu 29 czerwca 2017 r. Rada Nadzorcza PGNiG. powołała na stanowisko Przewodniczącego Rady Nadzorczej pana Bartłomieja Nowaka, pana Piotra Sprzączaka na stanowisko Wiceprzewodniczącego Rady Nadzorczej oraz pana Sławomira Borowca na stanowisko Sekretarza Rady Nadzorczej.

6.4. Postępowania sądowe

6.4.1. Prowadzone postępowania sądowe

Szczegółowy opis prowadzonych postępowań sądowych został zamieszczony w pkt. 6 Sprawozdania Zarządu z działalności PGNiG i GK PGNiG w 2016 r. W I półroczu 2017 r., w stosunku do stanu faktycznego przedstawionego w wyżej wymienionym punkcie, nastąpiły następujące zmiany:

Postępowanie antymonopolowe przed Prezesem UOKiK rozpoczęte w dniu 28 grudnia 2010 r.

Wyrokiem z dnia 10 stycznia 2017 r. (sygn. akt III SK 61/15) Sąd Najwyższy uchylił wyrok Sądu Apelacyjnego w Warszawie w sprawie skargi kasacyjnej PGNiG i przekazał Sądowi Apelacyjnemu sprawę do ponownego rozpoznania i orzeczenia o kosztach postępowania kasacyjnego, jednocześnie oddalił skargę kasacyjną Prezesa UOKiK i zasądził od Prezesa UOKiK na rzecz PGNiG zwrot kosztów postępowania kasacyjnego. Wyrokiem z dnia 8 czerwca 2017 r. Sąd Apelacyjny uchylił wyrok Sądu Ochrony Konkurencji i Konsumentów z dnia 12 maja 2014 r. oraz przekazał sprawę do ponownego rozpoznania temu sądowi.

Postępowanie antymonopolowe przed Prezesem UOKiK rozpoczęte w dniu 3 kwietnia 2013 r.

W dniu 2 listopada 2015 r. PGNiG złożyła odwołanie od decyzji Prezesa UOKiK do Sądu Okręgowego w Warszawie – Sądu Ochrony Konkurencji i Konsumentów. Pierwsza rozprawa w sprawie została wyznaczona na dzień 14 marca 2017 r. Wyrokiem z dnia 21 marca 2017 r. Sąd Okręgowy w Warszawie – Sąd Ochrony Konkurencji i Konsumentów oddalił odwołanie Spółki. W dniu 18 kwietnia 2017 r. Spółka złożyła apelację od wyroku.

Postępowanie ws. gazociągu OPAL

W sprawie gazociągu OPAL prowadzone są postępowania:

- przed Sądem Unii Europejskiej, przed którym skargę oraz wniosek o zastosowanie środka tymczasowego wniosły osobno:
 - PST (w dniu 4 grudnia 2016 r.), a następnie rozszerzył skargę oraz wniosek (w dniu 13 marca 2017 r.),
 - PGNiG (w dniu 1 marca 2017 r.),
- przed Wyższym Sądem Krajowym w Düsseldorfie (Oberlandesgericht Düsseldorf), przed którym skargę oraz wniosek o wydanie zarządzenia tymczasowego (zastosowanie środka tymczasowego) wniosły w dniu 15 grudnia 2016 r., a następnie rozszerzyły w dniu 20 stycznia 2017 r., PGNiG oraz PST.

Skargi oraz wnioski o zastosowanie środka tymczasowego do Sądu Unii Europejskiej skierowane są przeciwko decyzji Komisji Europejskiej z dnia 28 października 2016 r., w której Komisja zezwoliła na dokonanie zmian w zasadach zwolnienia gazociągu OPAL spod regulacji wspólnego rynku gazu (zwłaszcza zasady dostępu stron trzecich -TPA), zgodnie z treścią krajowego aktu stosowania prawa przedstawionego przez niemieckiego regulatora – Federalną Agencję Sieciową (Bundesnetzagentur), z zastrzeżeniem modyfikacji wskazanych w decyzji Komisji. Skargę oraz wniosek o zastosowanie środka tymczasowego złożyła spółka PST. Postanowieniem z dnia 23 grudnia 2016 r. Prezes Sądu Unii Europejskiej wstrzymał wykonanie zaskarżonej decyzji Komisji Europejskiej, tymczasowo uwzględniając żądanie udzielenia tymczasowej ochrony prawnej zgłoszone przez PST. W sprawie nastąpiła wymiana pism procesowych. W dniu 13 marca 2017 r., PST uzupełniła skargę oraz wniosek o zastosowanie środka tymczasowego z uwagi na fakt, że decyzja Komisji Europejskiej została opublikowana dopiero w 3 stycznia 2017 r., a skarga i wniosek z 4 grudnia 2017 r. bazowały na komunikacie prasowym Komisji. W dniu 5 lipca 2017 r., Prezes Sądu Unii Europejskiej przeprowadził posiedzenia dotyczące środka tymczasowego w sprawach PST i PGNiG. W dniu 21 lipca 2017 r., Prezes Sądu Unii Europejskiej wydał postanowienia w sprawie uchylenia środka tymczasowego w sprawie PST oraz oddalenia wniosku w sprawie PGNiG. Rozstrzygnięcia w zakresie dotyczącym skargi dotychczas nie zapadły.

Skarga oraz wniosek o zastosowanie środka tymczasowego do Wyższego Sądu Krajowego w Düsseldorfie skierowane są przede wszystkim przeciwko ugodzie administracyjnej zawartej pomiędzy niemieckim regulatorem, OPAL Gastransport GmbH & Co. KG, OAO Gazprom, OOO Gazprom Export, określającej zmienione warunki zwolnienia gazociągu OPAL spod regulacji wspólnego rynku gazu. W dniu 30 grudnia 2016 r. Wyższy Sąd Krajowy w Düsseldorfie wydał tymczasowe rozstrzygnięcie, w którym zobowiązał niemieckiego regulatora do zawieszenia skutków spornej ugody administracyjnej w ten sposób, że zakazał on spółce OPAL Gastransport GmbH & Co. KG przeprowadzania dalszych aukcji przepustowości dziennych, tygodniowych, miesięcznych i rocznych na gazociągu OPAL. W ślad za postanowieniem Sądu, tego samego dnia niemiecki regulator wydał natychmiast wykonalną decyzję, w której zakazał spółce OPAL Gastransport GmbH & Co. KG przeprowadzania tego rodzaju aukcji.

W dniu 20 stycznia 2017 r. PGNiG i PST rozszerzyły wcześniejszą skargę poprzez wniesienie skargi na decyzję niemieckiego regulatora – Federalnej Agencji Sieciowej (Bundesnetzagentur) z dnia 20 grudnia 2016 r., na podstawie której niemiecki regulator odmówił wszczęcia formalnego postępowania administracyjnego w sprawie zmiany zasad zwolnienia spod regulacji wspólnego rynku gazu oraz przyłączenia do takiego postępowania wnioskujących o to spółek PGNiG i PST. W swoim piśmie procesowym spółki rozszerzyły również wcześniejszą argumentację. W dniu 27 lipca 2017 r., Wyższy Sąd Krajowy w Düsseldorfie wydał postanowienie w sprawie uchylenia środka tymczasowego. W zakresie dotyczącym skargi rozstrzygnięcia dotychczas nie zapadły.

Postępowania w związku z obowiązkiem publicznej sprzedaży gazu ziemnego

Do dnia Sprawozdania nie wystąpiły znaczące wydarzenia w trwających postępowaniach w sprawie wymierzenia kary pieniężnej PGNiG za brak realizacji obliża giełdowego w 2013 r. i 2014 r. Inne postępowania

Postępowania w sprawach o wartości co najmniej 10% kapitałów własnych

W I półroczu 2017 r. PGNiG 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 PGNiG.

Postępowania dot. uchwał Zwyczajnego Walnego Zgromadzenia Akcjonariuszy

Spółka otrzymała informację o wniesieniu przez akcjonariusza powództwa o uchylenie uchwały nr 7/VI/2016 Zwyczajnego Walnego Zgromadzenia Akcjonariuszy PGNiG z dnia 28 czerwca 2016 r. w sprawie nieudzielenia Panu Jarosławowi Baucowi, członkowi Zarządu PGNiG, absolutorium z wykonania obowiązków w roku obrotowym 2015.

7. Akcjonariat oraz PGNiG na GPW

7.1. Struktura akcjonariatu

Na dzień 30 czerwca 2017 r. kapitał zakładowy PGNiG wynosił ok. 5,78 mld zł. Składało się na niego 5 778 314 857 akcji o wartości nominalnej 1 zł każda. Akcje serii A są akcjami zwykłymi na okaziciela i uprawniają do jednego głosu na Walnym Zgromadzeniu. Większościowym akcjonariuszem PGNiG pozostaje Skarb Państwa.

W związku ze zbyciem na zasadach ogólnych w dniu 26 czerwca 2008 r. przez Ministra Skarbu Państwa jednej akcji PGNiG, uprawnieni pracownicy zyskali prawo do nieodpłatnego nabycia ogółem nie więcej niż 750 000 000 akcji Spółki. Zawieranie umów nieodpłatnego zbycia akcji rozpoczęło się 6 kwietnia 2009 r., a prawo do nieodpłatnego nabycia akcji PGNiG przez uprawnionych pracowników wygasło 1 października 2010 r. Na dzień 30 czerwca 2017 r. blisko 60 tys. uprawnionych pracowników objęło 728 294 tys. akcji. Akcje nieodpłatnie nabyte przez uprawnionych pracowników mogły być przedmiotem obrotu od 1 lipca 2010 r., natomiast akcje nieodpłatnie nabyte przez członków Zarządu Spółki – od 1 lipca 2011 r.

Struktura akcjonariatu 30 czerwca 2017 r.

| Akcyonariusze* | Liczba akcji/głosów wynikających z akcji na dzień 30.06.2017 r. | Udział w kapitale zakładowym / liczbie głosów na WZA na dzień 30.06.2017 r. |
|----------------|---|---|
| Skarb Państwa | 4 153 706 157 | 71,88% |
| Pozostali | 1 624 608 700 | 28,12% |
| RAZEM | 5 778 314 857 | 100,00% |

* Na dzień 31 grudnia 2016 r. PGNiG posiadało 121 685 143 akcji wyemitowanych przez PGNiG, co odpowiadało 2,06% kapitału zakładowego, przy czym zgodnie z art. 364 § 2 kodeksu spółek handlowych, PGNiG nie wykonywało prawa głosu z posiadanych akcji. NWZ z dnia 24 listopada 2016 r. podjęło uchwałę w sprawie umorzenia akcji będących w posiadaniu PGNiG. Umorzenie akcji własnych oraz rejestracja zmian w kapitale zakładowym została zarejestrowana w KRS 2 marca 2017 r. Na dzień 30 czerwca 2017 r. PGNiG nie było w posiadaniu akcji własnych.

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

| Imię i nazwisko | Funkcja | Liczba akcji na dzień 31.12.2016 | Wartość nominalna akcji w zł na dzień 31.12.2016 | Liczba akcji na dzień 30.06.2017 | Wartość nominalna akcji w zł na dzień 30.06.2017 |
|--------------------|------------|----------------------------------|--|----------------------------------|--|
| Mieczysław Kawecki | Członek RN | nie dotyczy | nie dotyczy | 9 500 | 9 500 |
| Sławomir Sieradzki | Członek RN | nie dotyczy | nie dotyczy | 17 225 | 17 225 |
| Ryszard Wąsowicz* | Członek RN | 19 500 | 19 500 | nie dotyczy | nie dotyczy |

* Z dniem 30 maja 2017 r. pan Ryszard Wąsowicz zrezygnował z funkcji Członka Rady Nadzorczej PGNiG S.A.

7.2. Dywidenda

Obowiązująca na dzień Sprawozdania Strategia GK PGNiG na lata 2017-2022 zakłada wypłatę do 50% skonsolidowanego zysku netto w postaci dywidendy, przy czym zarząd PGNiG, rekomendując wypłatę dywidendy, każdorazowo bierze pod uwagę bieżącą sytuację finansową GK PGNiG i jej plany inwestycyjne. Rozpoznanie zysków netto spółek zależnych w wyniku finansowym PGNiG będzie uwzględniane po wypłacie przez te spółki dywidend, co może powodować przesunięcie o rok w skali wypłaty zakładanego poziomu dywidendy.

Wyplacona dywidenda

| | 2016 | 2015 | 2014 | 2013 | 2012 | 2011 |
|--------------------------------------|-------|-------|-------|-------|-------|------|
| Dywidenda za rok obrotowy (w mld zł) | 1,16 | 1,06 | 1,18 | 0,89 | 0,77 | - |
| Dywidenda na akcję (w zł) | 0,20 | 0,18 | 0,20 | 0,15 | 0,13 | - |
| Średnia roczna cena akcji (w zł) | 5,16 | 5,94 | 4,85 | 5,83 | 4,06 | 3,97 |
| Stopa dywidendy | 3,88% | 3,03% | 4,12% | 2,57% | 3,20% | - |

Zarząd PGNiG S.A.:

Prezes Zarządu

Piotr Woźniak

Wiceprezes Zarządu

Radosław Bartosik

Wiceprezes Zarządu

Łukasz Kroplewski

Wiceprezes Zarządu

Michał Pietrzyk

Wiceprezes Zarządu

Maciej Woźniak

Wiceprezes Zarządu

Magdalena Zegarska

Warszawa, dnia 16 sierpnia 2017 roku