



PGNiG

Polskie Górnictwo Naftowe
i Gazownictwo SA

**Wyniki finansowe Grupy PGNiG
za III kwartał i 9 miesięcy 2016 roku**

9 listopada 2016 r.



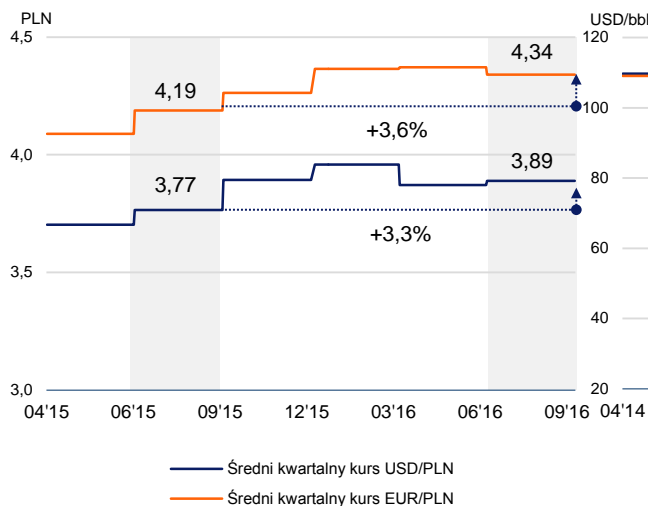
Spis treści

- > 1. Czynniki wpływające na wynik finansowy
- > 2. Podstawowe wyniki finansowe Q3 2016
- > 3. Podstawowe wyniki finansowe Q1-3 2016
- > 4. Segmentowe ujęcie EBITDA GK PGNiG
- > 5. Wyniki finansowe segmentów działalności
 -  > Poszukiwanie i Wydobywanie
 -  > Obrót i Magazynowanie
 -  > Dystrybucja
 -  > Wytwarzanie
- > 6. Koszty operacyjne
- > 7. Program Poprawy Efektywności
- > 8. Załączniki

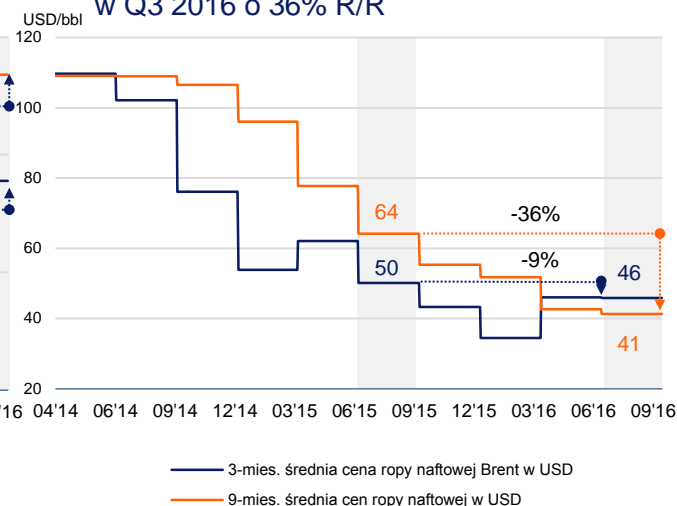
Czynniki wpływające na wynik finansowy

- > Zauważalny wpływ redukcji taryf na przestrzeni ostatnich okresów na cenę sprzedaży gazu. W Q3 2016 obniżenie średniej regulowanej ceny o 15% R/R i 4% Q/Q

> Wzmocnienie USD i EUR wobec PLN R/R



> 9-miesięczna średnia cen ropy spadła w Q3 2016 o 36% R/R



Uwagi:

- > Cena na wykresie agreguje sprzedaż po cenach taryfowych PGNiG SA i PGNiG OD do klientów w Polsce. Nie obejmuje transakcji na TGE, wpływu rabatów i sprzedaży gazu bezpośrednio ze złóż.
- > Dominujące pod względem wolumenu terminy kontraktów gazowych na TGE i innych giełdach gazu to kwartał, sezon (lato/zima) i rok gazowy. Rynek spotowy pełni funkcję uzupełniającą.

> Średnia taryfa na paliwo gazowe w Polsce i cena gazu na TGE



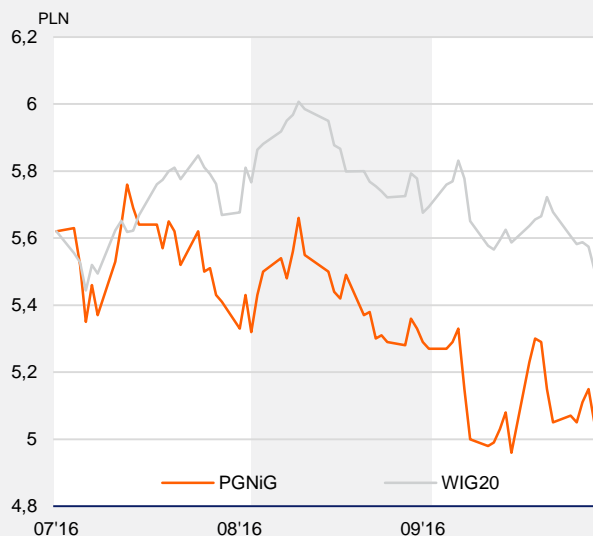
Podstawowe wyniki finansowe Q3 2016



- Wyniki Q3 2016 pod wpływem planowanego 3 tygodniowego przestoju na złożach produkcyjnych w Norwegii

| [mln PLN] | Q3 2015 | Q3 2016 | Δ% |
|-------------------------------------|---------|----------------|-------|
| Przychody ze sprzedaży | 6 305 | 5 701 | (10%) |
| Koszty operacyjne (bez amortyzacji) | (4 992) | (4 563) | (9%) |
| EBITDA | 1 313 | 1 138 | (13%) |
| Amortyzacja | (686) | (619) | (10%) |
| EBIT | 627 | 519 | (17%) |
| Wynik na działalności finansowej | (97) | 6 | - |
| Zysk netto | 292 | 357 | 22% |

Kurs akcji PGNiG w Q3 2016



- Przychody ze sprzedaży gazu wysokometanowego (E) niższe R/R o 0,6 mld PLN (4,1 mld PLN w Q3 2016), przy 10% wzroście wolumenu sprzedaży do 4,0 mld m³.
- Przychody ze sprzedaży ropy naftowej i kondensatu niższe o 110 mln PLN w Q3 2016 przy spadku o 69 tys. ton R/R wolumenu sprzedaży do poziomu 287 tys. ton. Znaczący wpływ miał spadek cen ropy o blisko 9% R/R.
- Koszt sprzedanego gazu niższy o ponad 16%, czyli 0,5 mld PLN R/R.
- Zysk z okazynego nabycia aktywów SEJ w Q3 2016 w wysokości 73 mln PLN.
- Spadek amortyzacji R/R o 73 mln PLN w Norwegii ze względu na przeszacowanie zasobów na złożu Skarv pod koniec 2015 roku.
- 41 mln PLN zysku w Q3 2016 vs -32 mln PLN straty w Q3 2015 z tytułu różnic kursowych na denominowanym w USD kredycie RBL (*reserve based loan*).
- Wpływ wyceny udziałów w PGG metodą praw własności na wynik netto wyniósł -18 mln PLN.
- W Q3 2015 w pozycji „Udział w wyniku finansowym jednostek wycenianych metodą praw własności” rozpoznane -51 mln PLN odpisu na wartości udziałów w spółce SGT EUROPOL GAZ S.A.

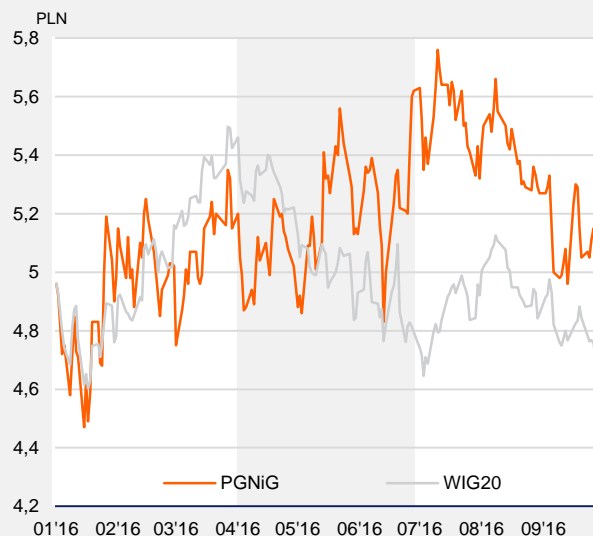
Podstawowe wyniki finansowe Q1-3 2016



Znaczący wpływ spadku ceny surowców na wyniki operacyjne

| [mln PLN] | Q1-3 2015 | Q1-3 2016 | Δ% |
|-------------------------------------|-----------|-----------------|-------|
| Przychody ze sprzedaży | 26 695 | 23 050 | (14%) |
| Koszty operacyjne (bez amortyzacji) | (21 386) | (18 781) | (12%) |
| EBITDA | 5 309 | 4 269 | (20%) |
| skor. EBITDA* | 5 458 | 4 983 | (9%) |
| Amortyzacja | (2 073) | (1 956) | (6%) |
| EBIT | 3 236 | 2 313 | (29%) |
| Wynik na działalności finansowej | (155) | (14) | (91%) |
| Zysk netto | 2 157 | 1 628 | (25%) |

> Kurs akcji PGNiG w Q1-3 2016



- > Przychody ze sprzedaży gazu wysokometanowego (E) niższe R/R o 3,8 mld PLN (17,3 mld PLN w 9M 2016), przy stabilnym R/R wolumenie sprzedaży sięgającym ponad 16 mld m³.
- > Przychody ze sprzedaży ropy naftowej i kondensatu niższe o 422 mln PLN w 9M 2016 przy malejącym R/R wolumenie sprzedaży, sięgającym 1 021 tys. ton.
- > Koszt sprzedanego gazu niższy o 19%, czyli 3,0 mld PLN R/R.
- > Spadek amortyzacji R/R o 165 mln PLN w Norwegii ze względu na przeszacowanie zasobów na złożu Skarv pod koniec 2015 roku.
- > Znaczący wpływ odpisów aktualizujących na majątek trwałe zawiązanych w Q2 2016 i Q2 2015: odpowiednio -714 mln PLN i -149 mln PLN. Skorygowana EBITDA obniżyła się o 9% R/R.
- > 93 mln PLN zysku w 9M 2016 vs -52 mln PLN straty w 9M 2015 z tytułu różnic kursowych na denominowanym w USD kredycie RBL (*reserve based loan*).
- > Wpływ wyceny udziałów w PGG metodą praw własności na wynik netto wyniósł -60 mln PLN.

Segmenty – EBITDA Q1-3 2016

Poszukiwanie i Wydobywanie

- > Obniżenie przychodów ze sprzedaży ropy i kondensatu R/R o 422 mln PLN R/R (-27%).
- > Wpływ odpisów w segmencie w 9M 2016 na -710 mln PLN wobec -142 mln PLN rok wcześniej.

Obrót i Magazynowanie

- > Niższe jednostkowe koszty zakupu gazu i niższe ceny rynkowe i taryfowe sprzedaży.
- > Częściowe odwrócenie odpisu na zapasie gazu w 9M 2016 na +190 mln PLN.

Dystrybucja

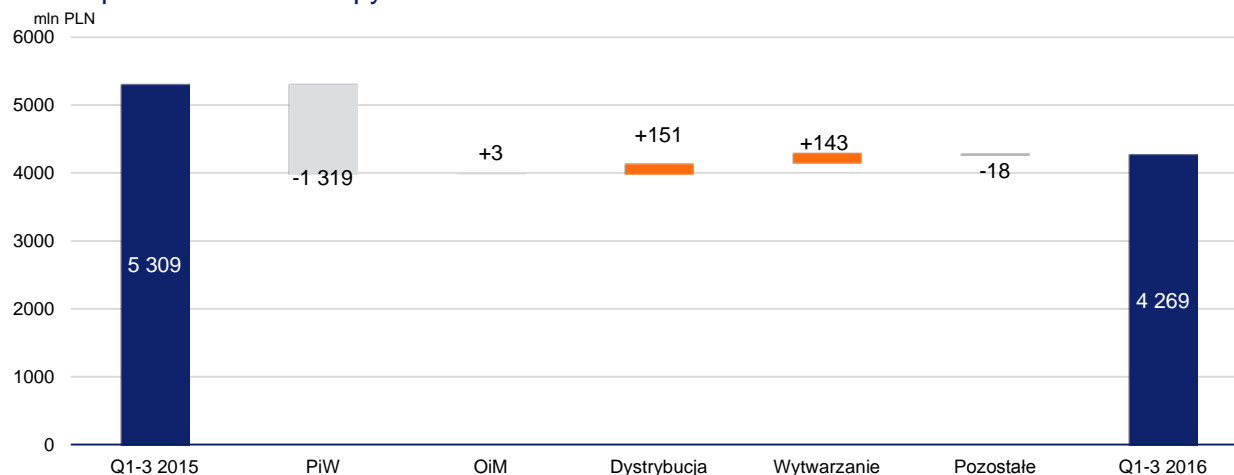
- > Wzrost wolumenu o 7% w 9M 2016 R/R.
- > W 9M 2016 wpływ bilansowania systemu na +145 mln PLN (+194 mln PLN rok wcześniej).

Wytwarzanie

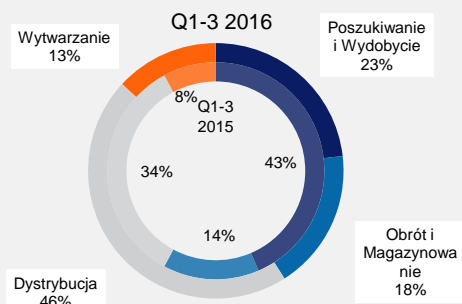
- > Wzrost wolumenów sprzedaży ciepła i Ee przy zmniejszonych kosztach zakupu paliw.
- > Zysk z okazynego nabycia aktywów SEJ w Q3 2016 w wysokości 73 mln PLN.

| [mln PLN] | Q1-3 2015 | Q1-3 2016 skor. | Q1-3 2015* skor. | Q1-3 2016* |
|----------------------------|--------------|-----------------|------------------|--------------|
| Poszukiwanie i Wydobywanie | 2 309 | 990 | 2 444 | 1 683 |
| Obrót i Magazynowanie | 758 | 761 | 763 | 776 |
| Dystrybucja | 1 814 | 1 965 | 1 816 | 1 966 |
| Wytwarzanie | 417 | 560 | 424 | 565 |
| Pozostałe, eliminacje | 11 | (7) | 11 | (7) |
| Razem | 5 309 | 4 269 | 5 458 | 4 983 |

> Spadek EBITDA Grupy PGNiG Q1-3 2016 vs Q1-3 2015



> Udział segmentów w wyniku EBITDA Grupy



Segment – Poszukiwanie i Wydobywanie



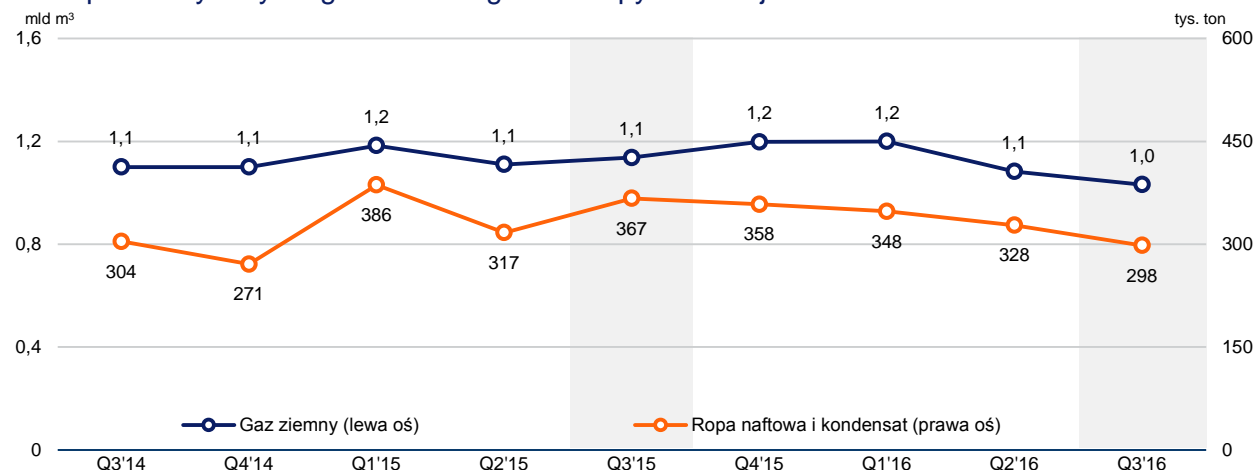
Negatywny wpływ niskich notowań ropy naftowej pogłębiony przez spadek wolumenu sprzedaży

Komentarz:

- > Zmniejszenie przychodów ze sprzedaży ropy naftowej i kondensatu (R/R o 110 mln PLN) przy spadającej o blisko 6% cenie ropy wyrażonej w PLN oraz 19% spadku wolumenu sprzedaży do 287 tys. ton. (planowany 3 tygodniowy przestój remontowo-konserwacyjny w Norwegii).
- > Zmniejszenie przychodów ze sprzedaży gazu w segmencie (R/R o 116 mln PLN) w związku z przestojem w Norwegii oraz przestojem technologicznym na złożu Kościan (lipiec), Dębno i Lubiatów (wrzesień).
- > Wzrost opłat od eksploatacji gazu i ropy w Polsce o 23 mln PLN R/R (37 mln PLN w Q3 2016).
- > Zawiązanie odpisów aktualizujących majątek trwały na 35 mln PLN wobec rozwiązania odpisów w Q3 2015 o 21 mln PLN.
- > Obniżenie kosztów pracy i usług obcych o odpowiednio 17 mln PLN i 27 mln PLN.
- > Zmniejszenie amortyzacji w Norwegii o 73 mln PLN R/R w związku z przeszacowaniem zasobów na złożu Skarv w końcu 2015 roku.

| [mln PLN] | Q3 2015 | Q3 2016 | Δ% |
|-------------------------------------|---------|--------------|-------|
| Przychody ze sprzedaży | 1 178 | 957 | (19%) |
| Koszty operacyjne (bez amortyzacji) | (412) | (461) | 12% |
| EBITDA | 766 | 496 | (35%) |
| Amortyzacja | (341) | (236) | (31%) |
| EBIT | 425 | 260 | (39%) |

> Spadek wydobycia gazu ziemnego oraz ropy naftowej w Q3 2016 R/R



Segment – Obrót i Magazynowanie (1/2)

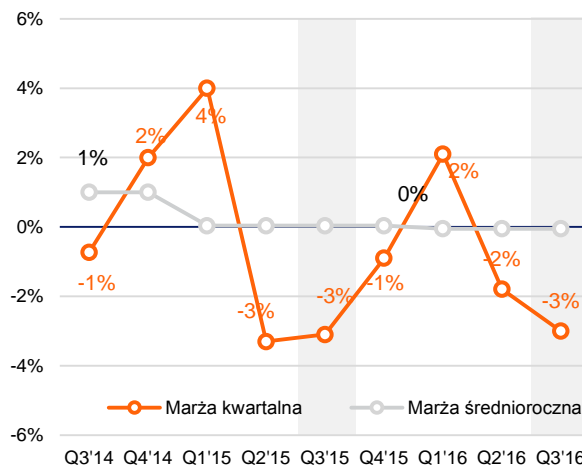
5% marży na paliwie gazowym E przy marży operacyjnej tego produktu -3% w Q3 2016

Komentarz:

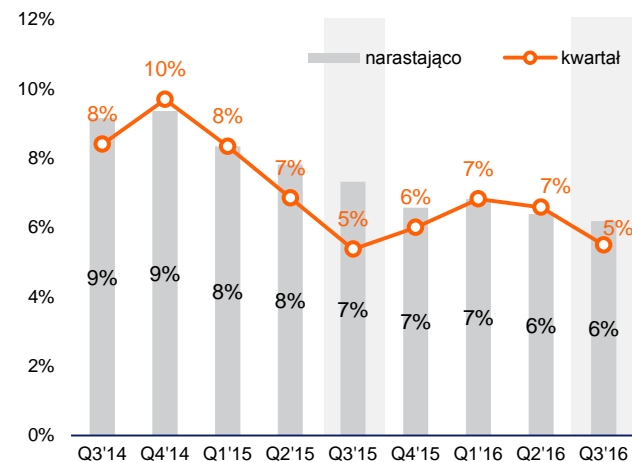
- > Spadek przychodów ze sprzedaży gazu segmentu OiM z 4,9 do 4,2 mld PLN w wyniku spadku cen sprzedaży (obniżka taryf i aktywnie prowadzona polityka cenowa wobec największych odbiorców).
- > W Q3 2016 wpływ zawiązania odpisu na zapasie gazu -26 mln PLN (utrata kaloryczności w PMG Wierzchowice oraz wycena rynkowa gazu w terminalu LNG). W Q3 2015 zawiązanie odpisu na zapasie gazu na -19 mln PLN.
- > Udział spółki PST w przychodach ze sprzedaży gazu: 386 mln PLN wobec 571 mln PLN w Q3 2015.
- > Udział sprzedaży energii elektrycznej w przychodach w Q3 2016 to 467 mln PLN wobec 371 mln PLN rok wcześniej.
- > Porównywalny wpływ transakcji zabezpieczających zakup gazu: -128 mln PLN w Q3 2016 vs. -123 mln PLN w Q3 2015.
- > Koszty regazyfikacji LNG powiększają koszt pozyskania gazu.

| [mln PLN] | Q3 2015 | Q3 2016 | Δ% |
|-------------------------------------|---------|----------------|-------|
| Przychody ze sprzedaży | 5 296 | 4 727 | (11%) |
| Koszty operacyjne (bez amortyzacji) | (5 362) | (4 735) | (12%) |
| EBITDA | (66) | (8) | (88%) |
| Amortyzacja | (43) | (65) | 51% |
| EBIT | (109) | (73) | (33%) |

> Ujemna marża operacyjna na gazie E



> Dodatnia marża na paliwie gazowym E



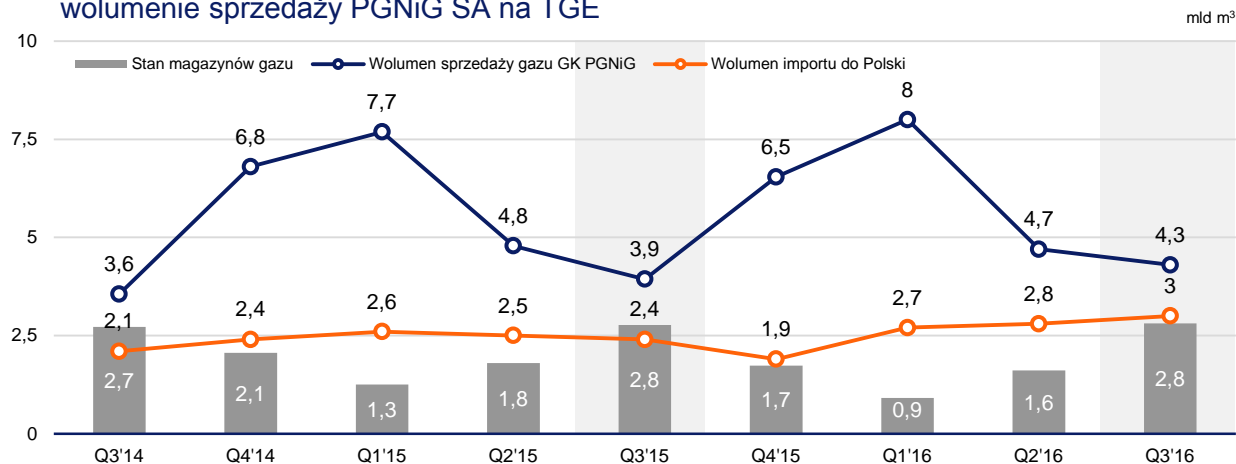
Segment – Obrót i Magazynowanie (2/2)

Comiesięczne dostawy LNG do terminalu w Świnoujściu w Q3 2016

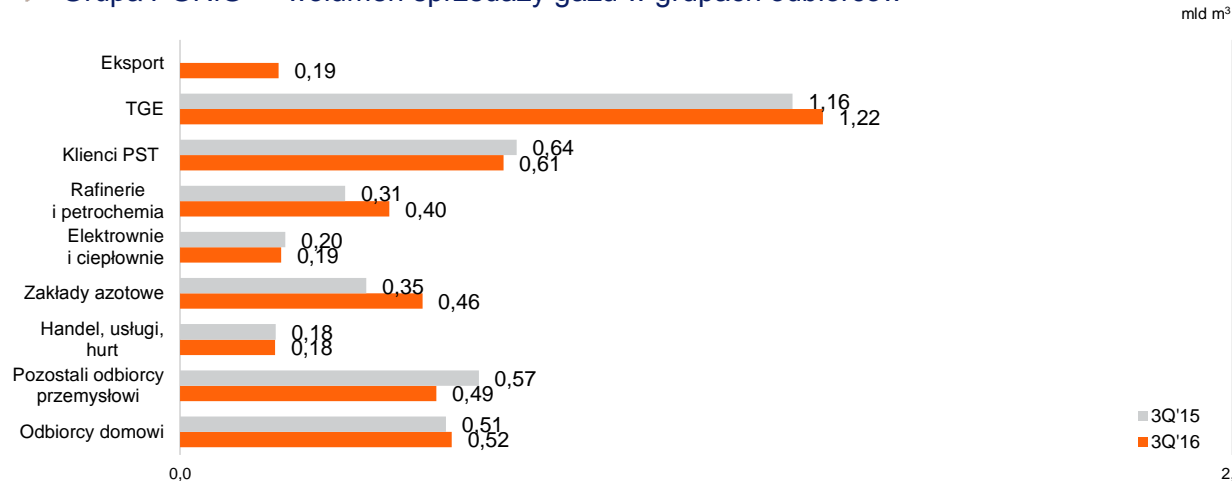
Komentarz:

- > Zwiększone zakupy gazu R/R w grupach: zakłady azotowe oraz rafinerie i petrochemia.
- > Niższy wolumen sprzedaży do pozostałych odbiorców przemysłowych (różne sektory) – wpływ zmian sprzedawcy.
- > Eksport gazu w Q3 2016 - 0,19 mld m³
- > Stan magazynów gazu na 30 września 2016: 2,8 mld m³
- > Zapas LNG w terminalu: 94 mln m³ (na 30.09.2016).

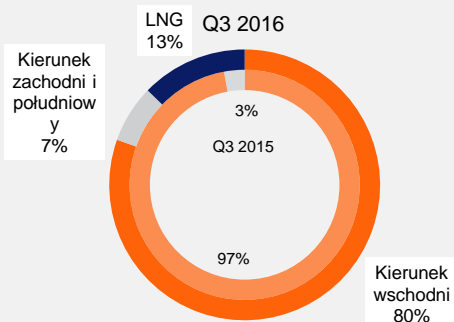
- > Sprzedaż gazu Grupy PGNiG w Q3 2016 wyższa R/R o 0,4 mld m³, przy stabilnym wolumenie sprzedaży PGNiG SA na TGE



- > Grupa PGNiG* – wolumen sprzedaży gazu w grupach odbiorców



Struktura importu gazu do Polski w Q3 2016



Segment – Dystrybucja



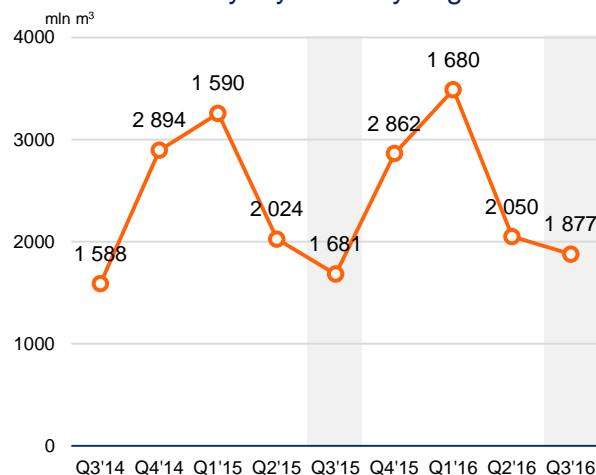
Wzrost wolumenu dystrybucji gazu w grupach o niższych stawkach taryfowych

| [mln PLN] | Q3 2015 | Q3 2016 | Δ% |
|-------------------------------------|---------|--------------|-------|
| Przychody ze sprzedaży | 1 030 | 1 037 | 1% |
| Koszty operacyjne (bez amortyzacji) | (433) | (495) | 14% |
| EBITDA | 597 | 542 | (9%) |
| Amortyzacja | (224) | (232) | 4% |
| EBIT | 374 | 310 | (17%) |

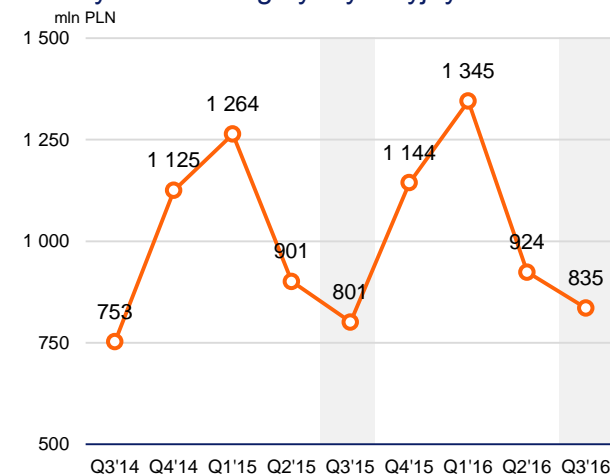
Komentarz:

- Wolumen dystrybuowanych gazów o 12% wyższy R/R sięgający 1,9 mld m³ (nowe przyłącza) głównie w grupach taryfowych o niższych stawkach taryfowych.
- Przychody ze świadczenia usługi dystrybucyjnej wyższe o 34 mln PLN R/R (4%).
- Saldo przychodów i kosztów z tytułu bilansowania systemu niższe R/R: +139 mln PLN w Q3 2016 wobec +175 mln PLN rok wcześniej. Wpływ na wynik jest zgodny z założeniami temperaturowej metody szacowania sprzedaży.
- Wzrost świadczeń pracowniczych R/R o 63 mln PLN do poziomu 242 mln PLN spowodowany m.in. zmianą modelu premiowania i wzrostem wysokości nagrody rocznej.

Wolumen dystrybuowanych gazów



Przychód z usług dystrybucyjnych



Segment – Wytwarzanie

Konsolidacja SEJ i PEC z wpływem na wyniki segmentu

Komentarz:

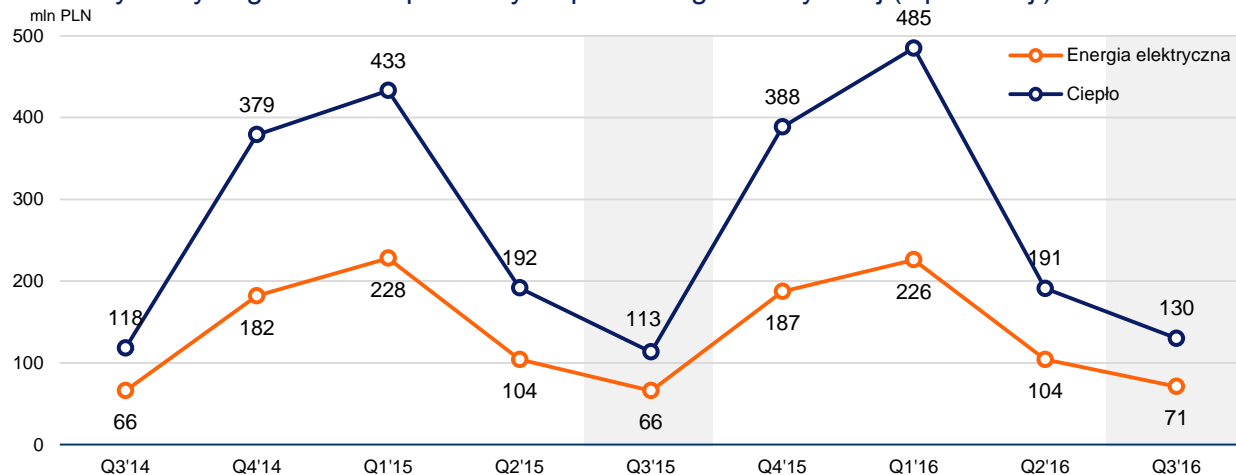
- Wzrost przychodów ze sprzedaży ciepła R/R o 13% do poziomu 128 mln PLN przy wolumenie wyższym o 10% i przy wzroście taryfy na ciepło (w lipcu i w połowie sierpnia).
- Wzrost przychodów ze sprzedaży Ee: z handlu R/R o 36 mln PLN do poziomu 74 mln PLN i z wytwarzania R/R o 5 mln PLN do poziomu 71 mln PLN (w związku ze wzrostem wolumenu sprzedaży).
- Spadek o 7% R/R kosztów zakupu węgla do poziomu -63 mln PLN w Q3 2016 oraz zmiana struktury zużycia paliw – spalanie biomasy.
- Zysk z okazynego nabycia aktywów SEJ w Q3 2016 w wysokości 73 mln PLN
- Wzrost kosztów świadczeń pracowniczych R/R o 15 mln PLN związany m.in. ze zwiększeniem zatrudnienia po zakupie PEC Jastrzębie i Spółki Energetycznej Jastrzębie.

Wolumen sprzedaży w Q3 2016:

- Sprzedaż ciepła na poziomie 3,0 PJ, czyli o 10% więcej R/R.
- Energia elektryczna (z produkcji): 0,4 TWh, czyli o 28% więcej R/R.

| [mln PLN] | Q3 2015 | Q3 2016 | Δ% |
|-------------------------------------|---------|--------------|-------|
| Przychody ze sprzedaży | 239 | 315 | 32% |
| Koszty operacyjne (bez amortyzacji) | (234) | (206) | (12%) |
| EBITDA | 5 | 110 | 22x |
| Amortyzacja | (74) | (83) | 12% |
| EBIT | (69) | 26 | |

Przychody segmentu ze sprzedaży ciepła i energii elektrycznej (z produkcji)



PPE – Blisko 1 mld zł oszczędności do 2017 roku

- > Program prowadzi do trwałej redukcji bazy kosztów zarządalnych we wszystkich kluczowych segmentach Grupy PGNiG

Cele Programu:

- > Zdefiniowanie celów poprawy efektywności dla poszczególnych segmentów i podmiotów wewnątrz Grupy PGNiG oraz wynikających z nich korzyści jakościowych.
- > Zdefiniowanie zakresu działań i przypisanie konkretnych inicjatyw do poszczególnych segmentów biznesowych na podstawie zidentyfikowanych obszarów poprawy efektywności.
- > Realizacja w perspektywie do końca roku 2017 roku inicjatyw poprawiających efektywność funkcjonowania Grupy PGNiG.

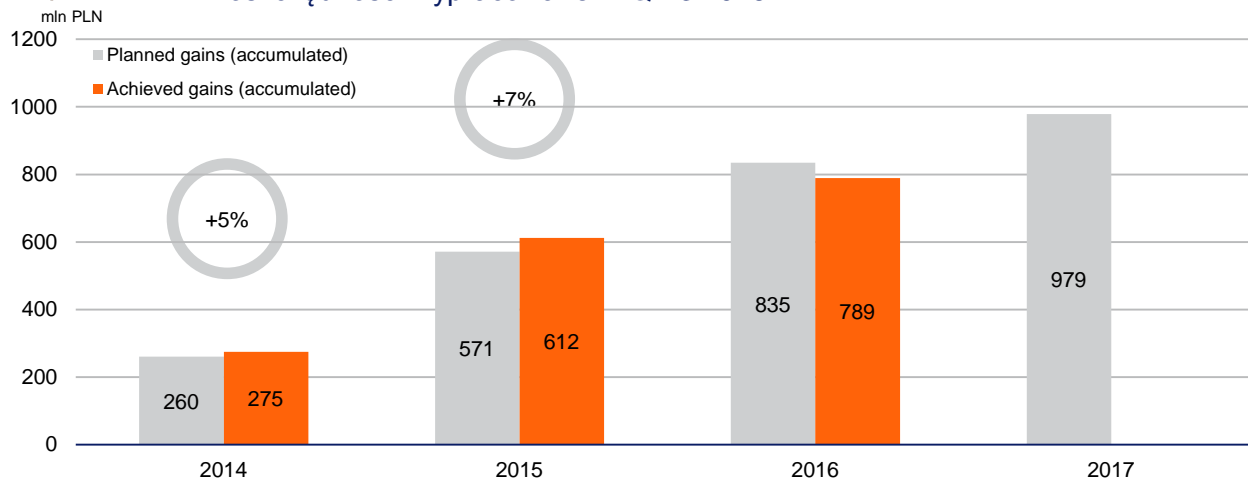
> Koszty operacyjne w ramach PPE



Kluczowe koszty poza PPE:

- Koszty zakupu gazu
- Koszty zakupu innych paliw
- Koszty usług przesyłowych
- Amortyzacja

> 177 mln zł oszczędności wypracowane w Q1-3 2016



Niższe koszty sprzedanego gazu w Q3 2016



Wzrost kosztów regazyfikacji, opłat eksploatacyjnych zrekompensowane przez spadek kosztów pozyskania gazu.

Komentarz:

- > Wzrost kosztów energii na cele handlowe o 60 mln PLN (310 mln PLN w Q3 2016) spowodowany zwiększeniem skali obrotu Ee.
- > Wzrost kosztów pracy w związku z programem racjonalizacji zatrudnienia w PGNiG SA i nowym modelem premiowania w PSG.
- > Wzrost kosztów pozostałych usług obcych w PGNiG SA o koszty regazyfikacji LNG -83 mln PLN. Koszty regazyfikacji powiększają koszt pozyskania gazu.
- > Wzrost opłat od eksploatacji gazu i ropy w Polsce o 23 mln PLN R/R (37 mln PLN w Q3 2016).
- > Wpływ zawiązania odpisu na zapasie gazu w Q3 2016 na -26 mln PLN (saldo odpisu na koniec Q3 2016 wynosi 63 mln PLN). W wynikach Q3 2015 wpływ zawiązania odpisu na zapasie gazu wyniósł -19 mln PLN.
- > Zysk z okazynego nabycia aktywów SEJ w Q3 2016 w wysokości 73 mln PLN.
- > Spadek kosztu sprzedanego gazu w związku z niższymi kosztami jednostkowymi zakupu gazu ziemnego.

| [mln PLN] | Q3 2015 | Q3 2016 | Δ% |
|--|---------|----------------|-------|
| Paliwa do produkcji ciepła i energii | (74) | (68) | (8%) |
| Zużycie pozostałych surowców i materiałów | (407) | (458) | 13% |
| Świadczenia pracownicze | (525) | (611) | 16% |
| Usługa przesyłowa | (271) | (264) | (3%) |
| Koszt odwiertów negatywnych i sejsmiki | (25) | 0 | - |
| Pozostałe usługi obce | (288) | (375) | 30% |
| Pozostałe przychody i koszty operacyjne netto | (319) | (234) | (27%) |
| <i>Zmiana stanu odpisów</i> | 6 | (66) | - |
| <i>Pozostałe przychody operacyjne</i> | 8 | 88 | 11x |
| Koszt wytworzenia świadczeń na własne potrzeby | 206 | 202 | (2%) |
| Amortyzacja | (686) | (619) | (10%) |
| Koszty operacyjne bez kosztu sprzedanego gazu | (2 389) | (2 427) | 2% |
| Koszt sprzedanego gazu | (3 289) | (2 755) | (16%) |
| Koszty operacyjne ogółem | (5 678) | (5 182) | (9%) |

Informacje kontaktowe

> Więcej informacji

Aleksandra Dobosiewicz

Kierownik Działu

Tel: +48 22 589 46 71

Kom: +48 665 004 847

Faks: +48 22 691 81 23

E-mail: aleksandra.dobosiewicz@pgnig.pl

Weronika Zajac

Specjalista ds. Relacji Inwestorskich

Tel: +48 22 589 46 51

Kom: +48 885 888 870

Faks: +48 22 691 81 23

E-mail: weronika.zajac@pgnig.pl

Marcin Piechota

Starszy Specjalista ds. Relacji Inwestorskich

Tel: +48 22 589 43 22

Kom: +48 885 889 890

Faks: +48 22 691 81 23

E-mail: marcin.piechota@pgnig.pl

Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo S.A.

ul. M. Kasprzaka 25

01-224 Warszawa

www.pgnig.pl



Strona internetowa relacji inwestorskich
www.ri.pgnig.pl





Załączniki

- › 1. Zmiany na polskim rynku gazu
- › 2. Obrót i sprzedaż detaliczna gazu
- › 3. Wolumeny operacyjne
- › 4. Zadłużenie i źródła finansowania
- › 5. Bilans, cash flow, wskaźniki finansowe i zatrudnienie

Zmiany na polskim rynku gazu



> Liberalizacja rynku gazu wpływa na udział PGNiG w imporcie oraz strukturę sprzedaży

Komentarz:

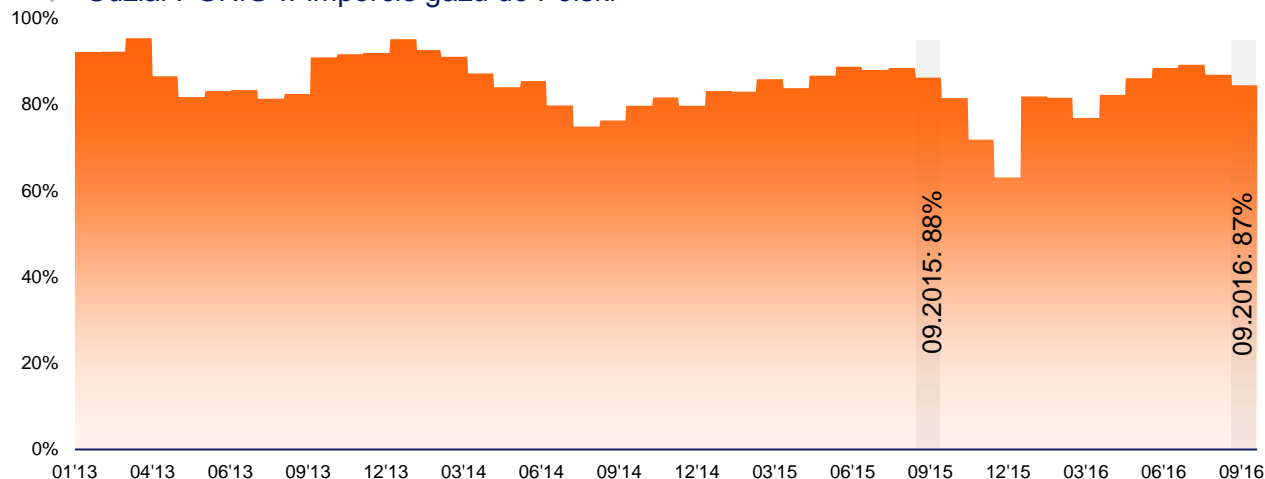
- > Od 01.08.2014 r. wolumen sprzedaży gazu przez Grupę PGNiG zawiera zarówno sprzedaż giełdową PGNiG SA, jak i sprzedaż PGNiG OD do klientów końcowych i na giełdzie.
- > Sprzedaż PGNiG OD uwzględnia również gaz zaazotowany, który został ujęty w tabeli w ekwiwalencie gazu E.

* Uwagi:

- > Wykres przedstawia udział PGNiG SA w przepływach gazu do Polski na punktach OGP Gaz-System (bez uwzględnienia tranzytu gazociągami jamalskim oraz bez eliminacji eksportu), dane miesięczne. Wzrost udziału PGNiG w imporcie zauważalny w Q1 2016 spowodowany przede wszystkim przez spadek eksportu na Ukrainę.
- > Dane na wykresie nie wskazują na udział w polskim rynku gazu. Pochodzą one z publikowanych przez OGP Gaz-System wolumenów gazu przesyłanych przez interkonektory.

| Wolumen sprzedaży gazu [mln m ³] | 2014 | 2015 | Q1-3 2016 |
|--|--------------|--------------|--------------|
| Grupa PGNiG ogółem | 18 609 | 23 000 | 16 993 |
| PGNiG SA | 13 641 | 13 228 | 10 061 |
| <i>w tym PGNiG SA poprzez TGE</i> | <i>3 742</i> | <i>8 089</i> | <i>6 141</i> |
| PGNiG Obrót Detaliczny | 3 209 | 7 502 | 4 959 |

> Udział PGNiG w imporcie gazu do Polski*



Obrót i sprzedaż detaliczna gazu w Polsce po 1 sierpnia 2014 r.

Wydobycie



PGNiG SA

Zakup gazu



Sprzedaż do największych klientów: pow. 25 mln m³ rocznie
4,6 mld m³ sprzedanego gazu w 2014 r.
4,3 mld m³ sprzedanego gazu w 2015 r.



Sprzedaż bezpośrednia
0,93 mld m³ gazu w 2014 r.
0,72 mld m³ gazu w 2015 r.



Towarowa Giełda Energii
3,74 mld m³ w 2014 r.
8,09 mld m³ w 2015 r.



Towarowa Giełda Energii (TGE)



PGNiG Obrót Detaliczny Sp. z o.o.



6,7 mln klientów
zużycie 7,7 mld m³ gazu w 2014 r., z czego PGNiG OD dostarczyła w okresie sierpień-grudzień ponad 3,2 mld m³
zużycie 7,5 mld m³ gazu w 2015 r.

Sprzedaż na TGE realizowana przez PGNiG SA oraz zakupy na TGE przez PGNiG Obrót Detaliczny Sp. z o.o., która rozpoczęła działalność operacyjną 1 sierpnia 2014 roku, **nie podlegają eliminacji w sprawozdaniu skonsolidowanym** i są wykazywane w segmencie Obrót i Magazynowanie.

Dane w przeliczeniu na gaz wysokometanowy (bez eliminacji w ramach Grupy).

Wolumeny operacyjne



| WYDOBYCIE GAZU ZIEMNEGO GK PGNiG [mln m ³] | Q3 2016 | Q2 2016 | Q1 2016 | FY 2015 | Q4 2015 | Q3 2015 | Q2 2015 | Q1 2015 | FY 2014 | Q4 2014 | Q3 2014 | Q2 2014 | Q1 2014 |
|--|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|
| GAZ WYSOKOMETANOWY (E) | 450 | 487 | 509 | 2 031 | 508 | 515 | 507 | 501 | 1 876 | 440 | 475 | 482 | 479 |
| <i>w tym w Polsce</i> | <i>346</i> | <i>349</i> | <i>359</i> | <i>1 458</i> | <i>369</i> | <i>359</i> | <i>362</i> | <i>367</i> | <i>1 457</i> | <i>368</i> | <i>361</i> | <i>362</i> | <i>367</i> |
| <i>w tym w Norwegii</i> | <i>104</i> | <i>138</i> | <i>150</i> | <i>573</i> | <i>138</i> | <i>156</i> | <i>145</i> | <i>134</i> | <i>419</i> | <i>73</i> | <i>114</i> | <i>120</i> | <i>112</i> |
| GAZ ZAAZOTOWANY (Ls/Lw przeliczony na E) | 582 | 596 | 670 | 2 599 | 691 | 622 | 602 | 684 | 2 627 | 692 | 582 | 650 | 704 |
| <i>w tym w Polsce</i> | <i>570</i> | <i>584</i> | <i>657</i> | <i>2 547</i> | <i>677</i> | <i>610</i> | <i>589</i> | <i>671</i> | <i>2 569</i> | <i>677</i> | <i>567</i> | <i>636</i> | <i>690</i> |
| <i>w tym w Pakistanie</i> | <i>12</i> | <i>13</i> | <i>13</i> | <i>52</i> | <i>13</i> | <i>12</i> | <i>13</i> | <i>13</i> | <i>58</i> | <i>14</i> | <i>15</i> | <i>15</i> | <i>14</i> |
| RAZEM (przeliczony na E) | 1 032 | 1 083 | 1 179 | 4 629 | 1 198 | 1 137 | 1 109 | 1 185 | 4 503 | 1 132 | 1 057 | 1 132 | 1 182 |
| Wydobycie razem przeliczone na kboe/d | 72 | 77 | 84 | 81 | 84 | 80 | 79 | 83 | 80 | 79 | 74 | 80 | 85 |

SPRZEDAŻ GAZU ZIEMNEGO w GK PGNiG [mln m³]

| | | | | | | | | | | | | | |
|--|--------------|--------------|--------------|---------------|--------------|--------------|--------------|--------------|---------------|--------------|--------------|--------------|--------------|
| GAZ WYSOKOMETANOWY (E) | 4 027 | 4 439 | 7 572 | 21 665 | 6 151 | 3 674 | 4 521 | 7 320 | 17 358 | 6 470 | 3 284 | 3 078 | 4 526 |
| <i>w tym sprzedaż PST poza GK PGNiG</i> | <i>614</i> | <i>571</i> | <i>764</i> | <i>2 271</i> | <i>608</i> | <i>639</i> | <i>502</i> | <i>522</i> | <i>1 760</i> | <i>488</i> | <i>363</i> | <i>444</i> | <i>465</i> |
| GAZ ZAAZOTOWANY (Ls/Lw przeliczony na E) | 244 | 299 | 413 | 1 335 | 390 | 262 | 282 | 401 | 1 252 | 334 | 272 | 271 | 375 |
| RAZEM (przeliczony na E) | 4 270 | 4 738 | 7 986 | 23 000 | 6 541 | 3 936 | 4 803 | 7 721 | 18 609 | 6 804 | 3 556 | 3 349 | 4 900 |
| <i>w tym sprzedaż bezpośrednia ze złóż</i> | <i>144</i> | <i>189</i> | <i>230</i> | <i>764</i> | <i>201</i> | <i>176</i> | <i>175</i> | <i>212</i> | <i>800</i> | <i>205</i> | <i>177</i> | <i>180</i> | <i>238</i> |

IMPORT GAZU ZIEMNEGO przez PGNiG SA [mln m³]

| | | | | | | | | | | | | | |
|---------------------------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|
| Razem | 3 020 | 2 837 | 2 704 | 9 330 | 1 863 | 2 398 | 2 495 | 2 574 | 9 700 | 2 423 | 2 143 | 2 594 | 2 541 |
| <i>w tym: kierunek wschodni</i> | <i>2 429</i> | <i>2 623</i> | <i>2 657</i> | <i>8 155</i> | <i>1 774</i> | <i>2 329</i> | <i>2 219</i> | <i>1 833</i> | <i>8 097</i> | <i>1 751</i> | <i>1 805</i> | <i>2 515</i> | <i>2 026</i> |
| <i>w tym: LNG</i> | <i>384</i> | <i>210</i> | | | | | | | | | | | |

ROPA NAFTOWA w GK PGNiG [tys. ton]

| | | | | | | | | | | | | | |
|--------------------------------------|------------|------------|------------|------------|------------|------------|------------|------------|------------|------------|------------|------------|------------|
| Wydobycie ropy naftowej i kondensatu | 298 | 328 | 348 | 1 428 | 358 | 367 | 317 | 386 | 1 207 | 271 | 304 | 310 | 322 |
| <i>w tym w Polsce</i> | <i>177</i> | <i>176</i> | <i>203</i> | <i>765</i> | <i>207</i> | <i>204</i> | <i>147</i> | <i>207</i> | <i>789</i> | <i>214</i> | <i>188</i> | <i>184</i> | <i>203</i> |
| <i>w tym w Norwegii</i> | <i>121</i> | <i>152</i> | <i>145</i> | <i>664</i> | <i>151</i> | <i>163</i> | <i>170</i> | <i>180</i> | <i>418</i> | <i>57</i> | <i>116</i> | <i>126</i> | <i>119</i> |
| Wydobycie razem przeliczone na kbb/d | 24 | 26 | 28 | 29 | 29 | 29 | 26 | 31 | 24 | 22 | 24 | 25 | 26 |
| Sprzedaż ropy naftowej i kondensatu | 287 | 336 | 398 | 1 391 | 315 | 356 | 372 | 348 | 1 169 | 249 | 262 | 373 | 287 |
| <i>w tym w Polsce</i> | <i>179</i> | <i>172</i> | <i>205</i> | <i>772</i> | <i>211</i> | <i>196</i> | <i>148</i> | <i>217</i> | <i>780</i> | <i>213</i> | <i>181</i> | <i>185</i> | <i>201</i> |
| <i>w tym w Norwegii</i> | <i>108</i> | <i>164</i> | <i>193</i> | <i>619</i> | <i>104</i> | <i>160</i> | <i>224</i> | <i>131</i> | <i>389</i> | <i>36</i> | <i>81</i> | <i>188</i> | <i>85</i> |

WYTWARZANIE

| | | | | | | | | | | | | | |
|--|-------|-------|--------|--------|--------|-------|-------|--------|--------|--------|-------|-------|--------|
| Produkcja E.c. netto (sprzedaż) [TJ] | 2 969 | 5 309 | 16 152 | 36 209 | 12 643 | 2 701 | 5 810 | 15 055 | 36 617 | 12 980 | 2 867 | 5 336 | 15 434 |
| Produkcja E.e. netto II stopnia (do sprzedaży) [GWh] | 418 | 590 | 1 390 | 3 487 | 1 136 | 328 | 674 | 1 349 | 3 555 | 1 132 | 386 | 648 | 1 390 |

Zadłużenie i źródła finansowania

> Dywidenda na akcję

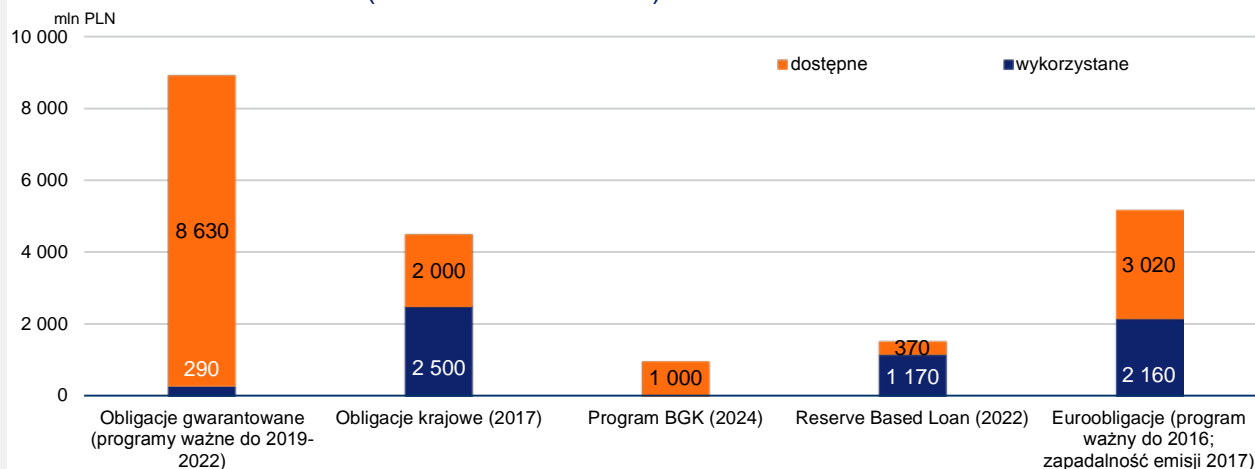


- > Wypłata do 50% skonsolidowanego zysku netto w postaci dywidendy w latach 2015-2022 (przy założeniu stabilnej sytuacji finansowej, zabezpieczenia potrzeb inwestycyjnych oraz przekazania dywidend za dany rok ze spółek zależnych do PGNiG SA).

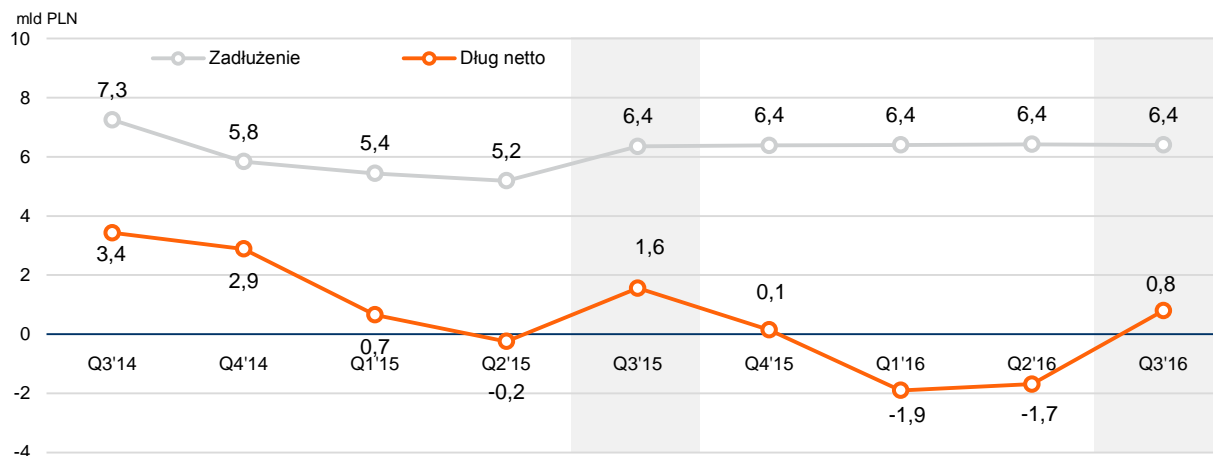
Komentarz

- > Dostępne programy na 15 mld PLN, w tym 10 mld PLN gwarantowane.
- > W sierpniu 2015 PGNiG Upstream International podpisało nową umowę kredytu zabezpieczonego złożami (*reserve based loan*), powiększając jego wartość do 400 mln USD. Tym samym zwiększyła się skala samofinansowania PUI oraz możliwości finansowe Grupy PGNiG. Kredyt ma charakter odnawialny i został udzielony na okres siedmiu lat, z dwuipółrocznym okresem karencji.

> Źródła finansowania (stan na 30.09.2016 r.)

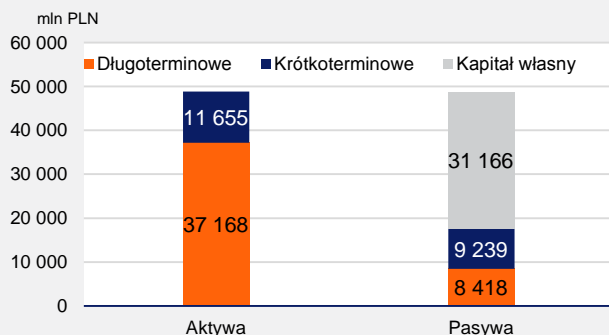


> Zadłużenie na koniec kwartału

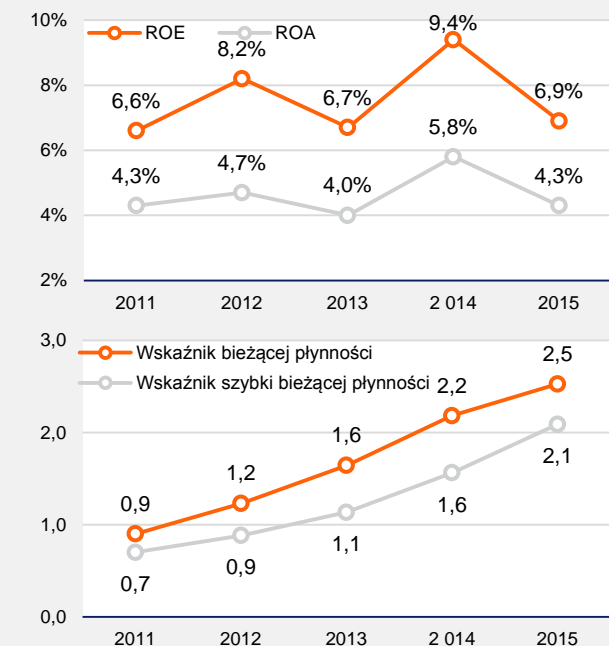


Bilans, rachunek przepływów pieniężnych, wskaźniki finansowe i zatrudnienie

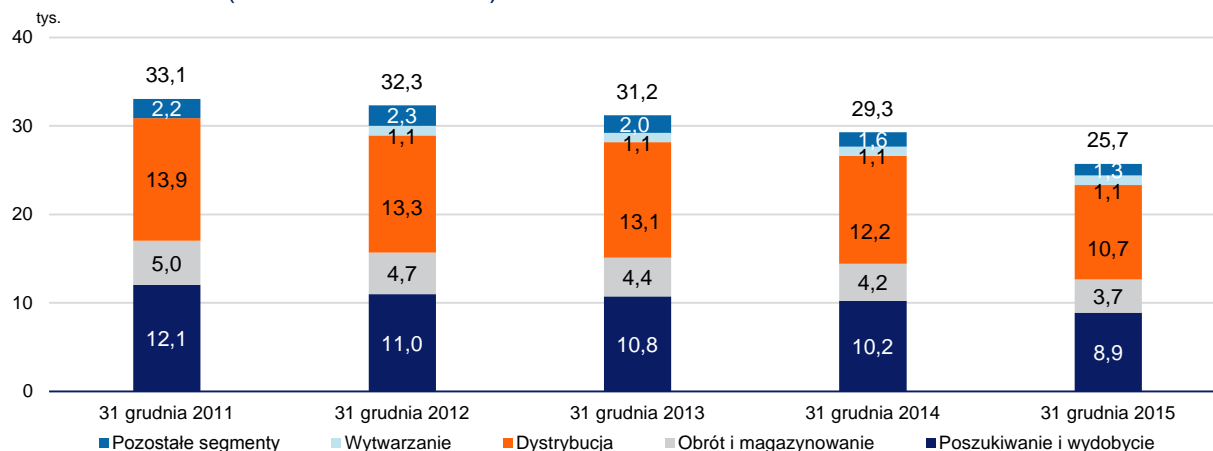
Bilans Grupy (stan na 30.09.2016 r.)



Rentowność i wskaźniki płynności



Zatrudnienie (stan na koniec roku)



Skonsolidowane przepływy pieniężne (01.01.2016 r. - 30.09.2016 r.)

