



PGNiG

Polskie Górnictwo Naftowe
i Gazownictwo SA

**Wyniki finansowe Grupy PGNiG
za I kwartał 2016 roku**

9 maja 2016 r.

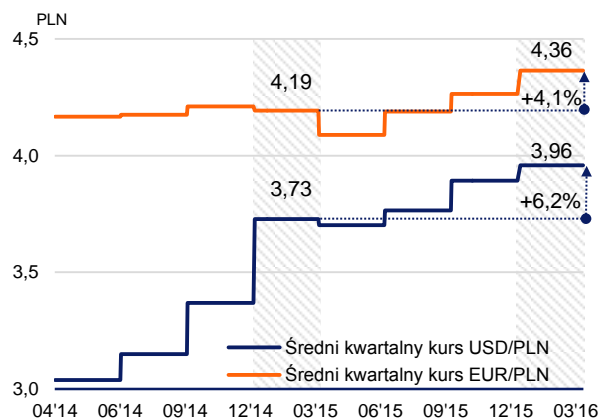
Agenda

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

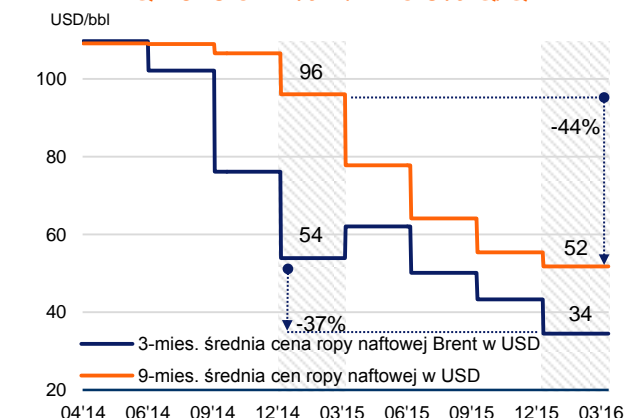
Czynniki wpływające na wynik finansowy

Zauważalny wpływ redukcji taryf na przestrzeni ostatnich okresów na cenę sprzedaży gazu. W 1Q 2016 obniżenie średniej regulowanej ceny o 11% R/R

Wzmocnienie USD i EUR wobec PLN R/R



9-miesięczna średnia cen ropy spadła w 1Q 2016 o 44% R/R i o 6% Q/Q



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



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 źródeł.
- 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.

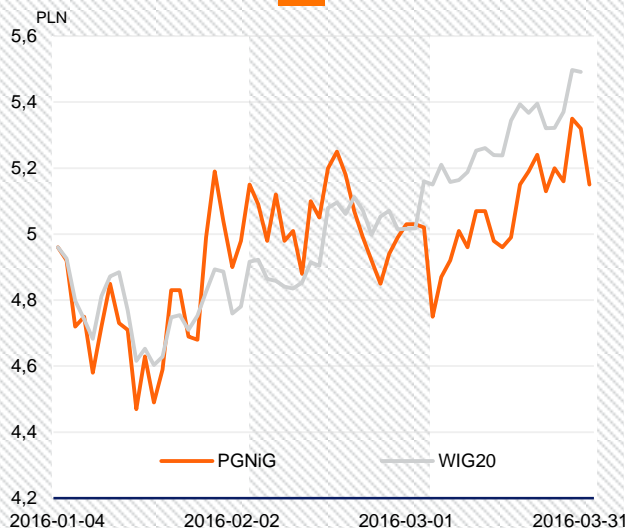
Podstawowe wyniki finansowe 1Q 2016



Istotny wpływ spadku ceny surowców, liberalizacji rynku gazu i Programu Poprawy Efektywności na wyniki operacyjne

[mln PLN]	1Q2015	1Q2016	Δ%
Przychody ze sprzedaży	12 495	10 980	(12%)
Koszty operacyjne (bez amortyzacji)	(10 169)	(8 587)	(16%)
EBITDA	2 326	2 393	3%
Amortyzacja	(664)	(672)	1%
EBIT	1 662	1 721	4%
Wynik na działalności finansowej	(72)	48	
Zysk netto	1 244	1 386	11%

Kurs akcji PGNiG w 1Q16



- Przychody ze sprzedaży gazu wysokometanowego (E) niższe R/R o 1,7 mld PLN, (8,6 mld PLN w 1Q16), przy wolumenie sprzedaży rosnącym R/R o 0,3 mld m³ do 7,6 mld m³.
- Przychody ze sprzedaży ropy naftowej i kondensatu niższe o 120 mln PLN w 1Q16 pomimo zwiększonego o 15% R/R wolumenu sprzedaży, sięgającym 398 tys. ton. Decydujący wpływ miał spadek cen ropy o ponad 40% R/R.
- Koszt sprzedanego gazu niższy o 15%, czyli 1,2 mld PLN R/R.
- Pomijalny wpływ rozliczenia w formule *net proceeds* (netto) gazu katarskiego w 1Q16 (rozliczone 2 dostawy).
- Spadek amortyzacji R/R o 20 mln w Norwegii ze względu na przeszacowanie zasobów na złożu Skarv.
- W 1Q15 zawiązanie rezerwy na PDO w Dystrybucji na kwotę 96 mln PLN (rozwiązanie w 2Q15). Brak zawiązania rezerwy w 1Q16.
- 50 mln PLN zysku w 1Q16 vs 37 mln PLN straty w 1Q15 z tytułu różnic kursowych na denominowanym w USD kredycie RBL (*reserve based loan*).
- 3 mln PLN straty w 1Q16 vs 92 mln PLN straty w 1Q15 z wyceny zabezpieczenia euroobligacji ze względu na umocnienie EUR wobec PLN.

Segmenty – EBITDA 1Q 2016

Poszukiwanie i Wydobywanie

- Obniżenie przychodów ze sprzedaży ropy i kondensatu o 120 mln PLN R/R (-25%).

Obrót i Magazynowanie

- Niższe jednostkowe koszty zakupu gazu.
- Częściowe odwrócenie odpisu na zapasie gazu w 1Q16 na +165 mln PLN (saldo odpisu na koniec 1Q16 wyniosło 88 mln PLN).

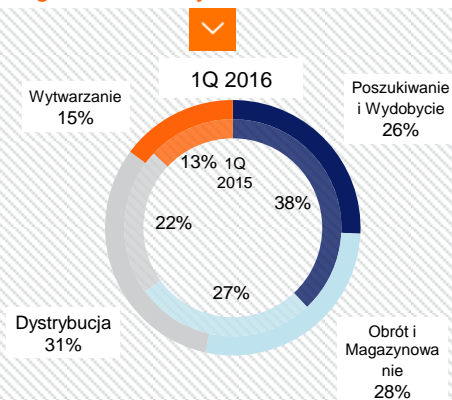
Dystrybucja

- Wzrost wolumenu o 7% R/R.
- W 1Q15 zawiązanie rezerwy na Program Dobrowolnych Odejść w kwocie 96 mln PLN.

Wytwarzanie

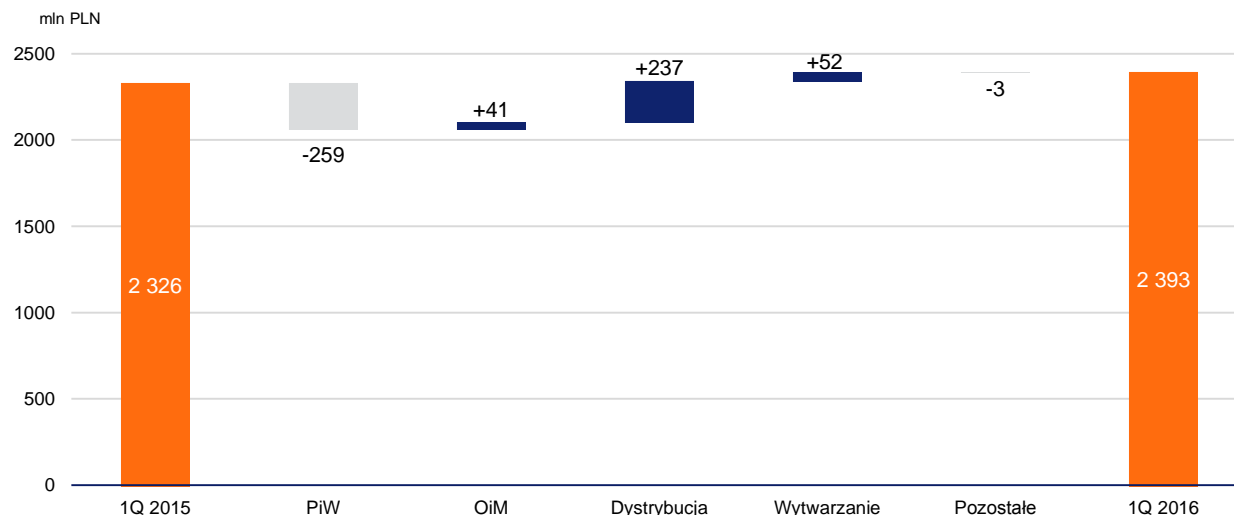
- Wzrost wolumenów sprzedaży ciepła i Ee przy zmniejszonych kosztach zakupu paliw.

Udział segmentów w wyniku EBITDA GK PGNiG



[mln PLN]	1Q2015	1Q2016	Δ%	Udział w wyniku GK
Poszukiwanie i Wydobywanie	878	619	(29%)	26%
Obrót i Magazynowanie	619	660	7%	28%
Dystrybucja	521	758	45%	32%
Wytwarzanie	310	362	17%	15%
Pozostałe, eliminacje	(2)	(5)	x2,5	
Razem	2 326	2 393	3%	

Wzrost EBITDA Grupy PGNiG 1Q2016 vs 1Q2015



Segment – Poszukiwanie i Wydobywanie



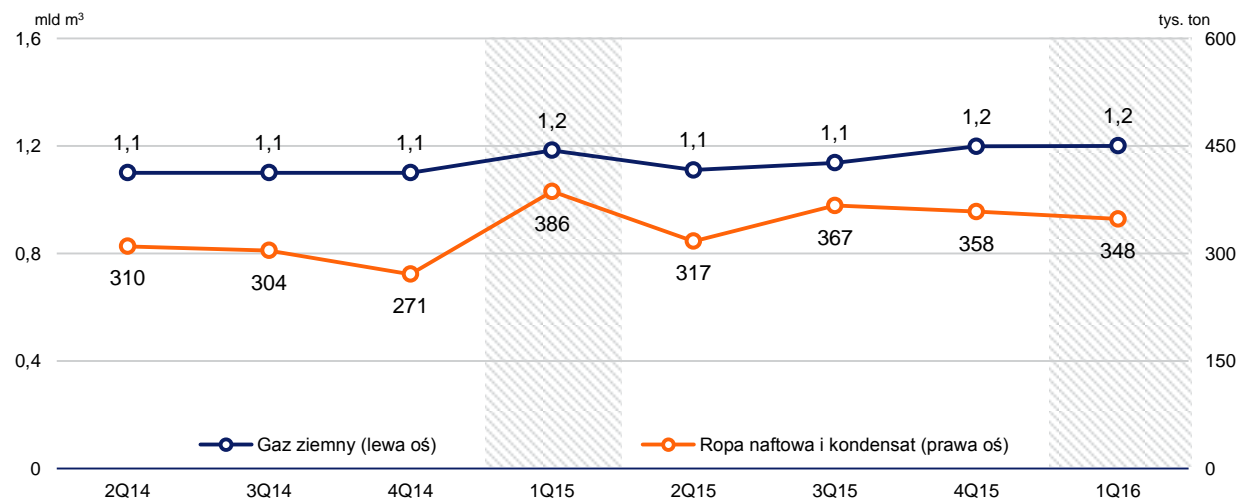
Negatywny wpływ niskich notowań ropy naftowej ograniczony przez wzrost wolumenu sprzedaży

[mln PLN]	1Q2015	1Q2016	Δ%
Przychody ze sprzedaży	1 217	1 045	(14%)
Koszty operacyjne (bez amortyzacji)	(339)	(426)	25%
EBITDA	878	619	(30%)
Amortyzacja	(317)	(286)	(9%)
EBIT	561	333	(41%)

Komentarz:

- Zmniejszenie przychodów ze sprzedaży ropy naftowej i kondensatu (R/R o 120 mln PLN) przy spadającej o ponad 40% cenie ropy wyrażonej w PLN oraz 15% wzroście wolumenu sprzedaży do 398 tys. ton.
- Niewielki spadek przychodów segmentu z usług geofizycznych i wiertniczych o 6 mln PLN, do 95 mln PLN.
- Spisane odwierty negatywne i sejsmika: -46 mln PLN w 1Q16 (3 odwierty) wobec -2 mln PLN w 1Q15.
- Zmniejszenie amortyzacji w Norwegii o 20 mln PLN R/R w związku z przeszacowaniem zasobów na złożu Skarv.
- W 2016 roku prognozuje się wydobycie gazu ziemnego na poziomie 4,7 mld m³ oraz 1,2 mln ton ropy naftowej.

Stabilne wydobycie gazu ziemnego oraz niższe ropy naftowej w I kwartale 2016 R/R



Segment – Obrót i Magazynowanie (1/2)

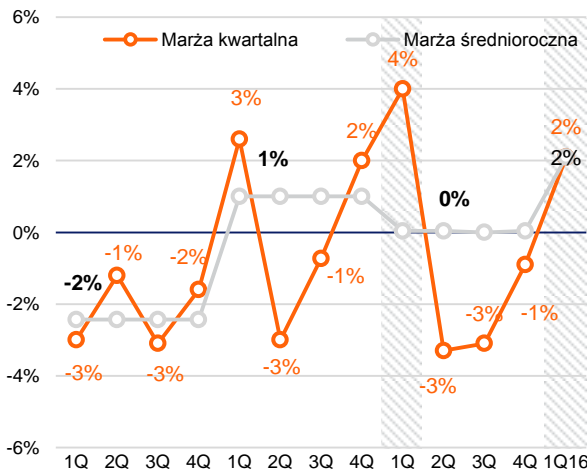
Marża na paliwie gazowym
E +7% przy marży operacyjnej
tego produktu +2% w 1Q 2016

Komentarz:

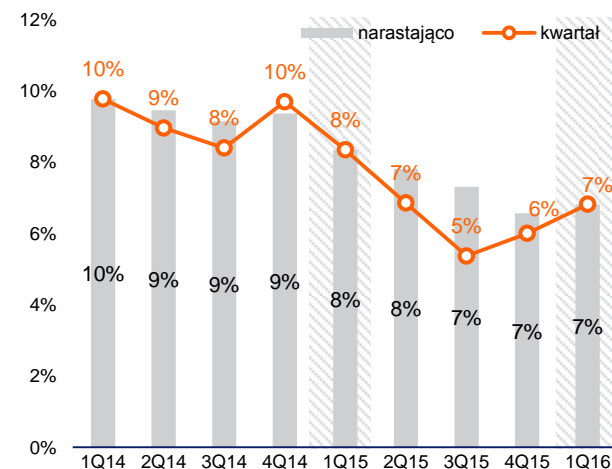
- Spadek przychodów ze sprzedaży gazu segmentu OiM z 10,7 do 9,0 mld PLN w wyniku spadku cen sprzedaży (obniżka taryf i aktywnie prowadzona polityka cenowa wobec największych odbiorców).
- Częściowe odwrócenie odpisu na zapasie gazu w 1Q16 na +165 mln PLN (saldo odpisu na koniec 1Q16 wynosi 88 mln PLN) w efekcie spadku wolumenu gazu w magazynach.
- Udział spółki PST w przychodach ze sprzedaży gazu: 585 mln PLN wobec 617 mln PLN w 1Q15.
- Udział sprzedaży energii elektrycznej z segmentu w przychodach w 1Q16 to 482 mln PLN wobec 447 mln PLN rok wcześniej.
- Wpływ transakcji zabezpieczających zakup gazu zawartych w latach 2014-2015 przy wyższych cenach rynkowych wyniósł -261 mln PLN w 1Q16 wobec -46 mln PLN w 1Q15.

[mln PLN]	1Q2015	1Q2016	Δ%
Przychody ze sprzedaży	11 190	9 619	(14%)
Koszty operacyjne (bez amortyzacji)	(10 571)	(8 959)	(15%)
EBITDA	619	660	7%
Amortyzacja	(40)	(61)	55%
EBIT	579	599	4%

▼ Dodatnia marża operacyjna na gazie E



▼ Dodatnia marża na paliwie gazowym E



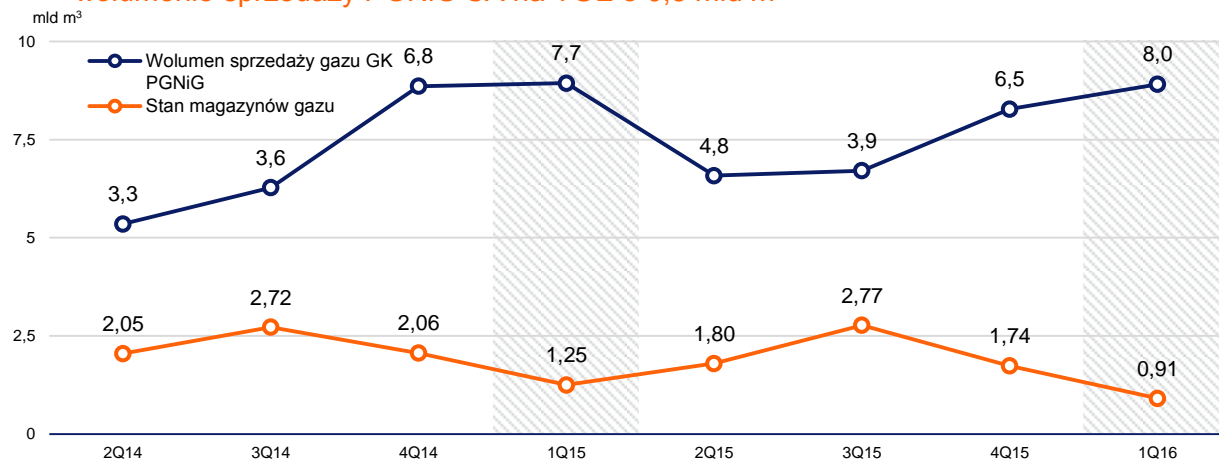
Segment – Obrót i Magazynowanie (2/2)

Wyniki segmentu pod wpływem spadku cen zakupu i sprzedaży gazu oraz niższych R/R temperatur

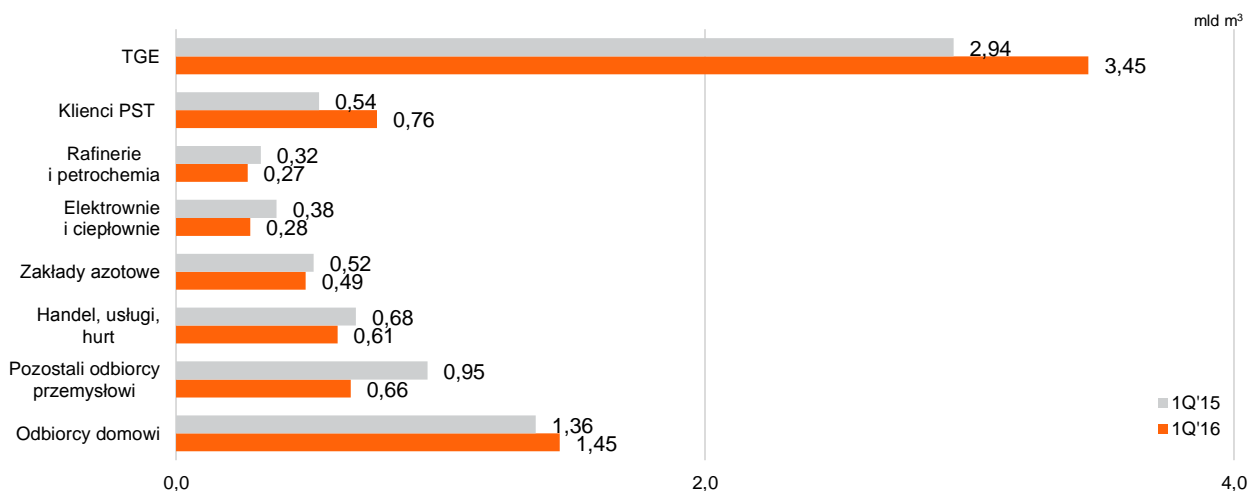
Komentarz:

- Wpływ mroźniejszej zimy na zużycie gazu ziemnego przez odbiorców domowych. Znacznie niższa R/R temperatura w styczniu.
- Zmniejszona sprzedaż R/R w grupie zakładów azotowych, rafinerii i petrochemii oraz elektrowni i ciepłowni.
- Zmniejszenie dostaw do pozostałych odbiorców przemysłowych (różne sektory) i grupy handel, usługi – wpływ zmian sprzedawcy.
- Import gazu przez PGNiG SA do Polski zwiększył się o 5% do 2,70 mld m³ w porównaniu do 1Q15 przy wzroście R/R pozyskaniu z kierunku wschodniego – 2,66 mld m³ i zmniejszonym o 0,7 mld m³ z kierunku zachodniego. W 1Q15 miały miejsce ograniczenia dostaw z kierunku wschodniego

▼ Sprzedaż gazu Grupy PGNiG w 1Q 2016 wyższa R/R o 0,3 mld m³, przy zwiększonym wolumenie sprzedaży PGNiG SA na TGE o 0,5 mld m³



▼ Grupa PGNiG* – wolumen sprzedaży gazu w grupach odbiorców



Segment – Dystrybucja

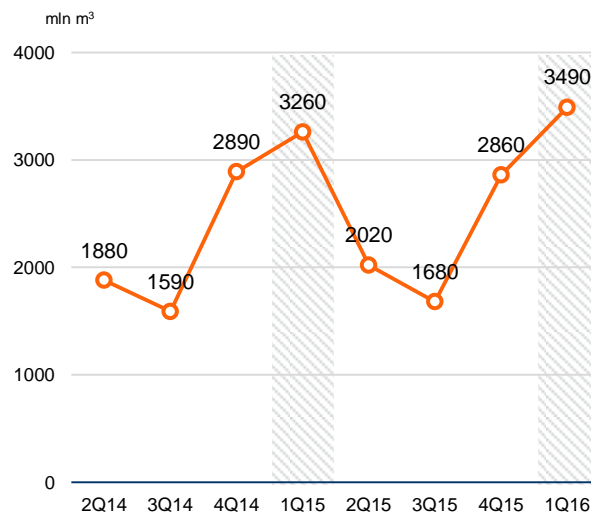
Wzrost wolumenu dystrybucji o 7% przy utrzymaniu kontroli kosztów operacyjnych poprawia wyniki segmentu

[mln PLN]	1Q2015	1Q2016	Δ%
Przychody ze sprzedaży	1 316	1 397	6%
Koszty operacyjne (bez amortyzacji)	(795)	(639)	(20%)
EBITDA	521	758	45%
Amortyzacja	(219)	(225)	3%
EBIT	302	533	76%

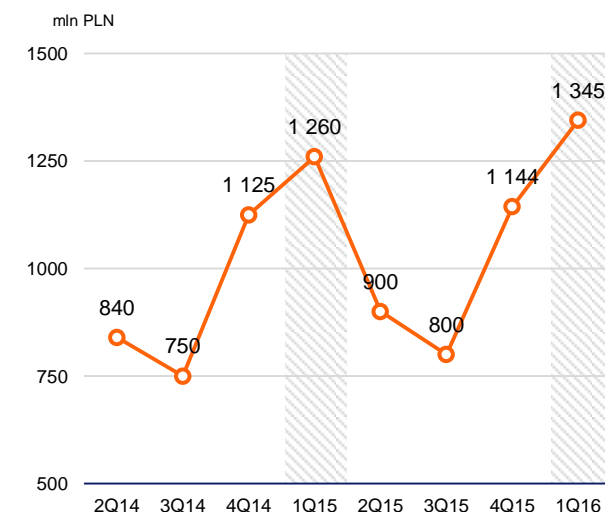
Komentarz:

- Wolumen dystrybuowanych gazów o 7% wyższy R/R sięgający 3,49 mld m³ (nowe przyłącza i niższe temperatury w 1Q16).
- Przychody ze świadczenia usługi dystrybucyjnej wyższe o 81 mln PLN R/R (+6%).
- Saldo przychodów i kosztów z tytułu bilansowania systemu porównywalne R/R - -150 mln PLN w 1Q16 wobec -154 mln PLN rok wcześniej. Negatywny wpływ na wynik jest zgodny z założeniami temperaturowej metody szacowania sprzedaży.
- W 1Q15 zawiązanie rezerwy na Program Dobrowolnych Odejść w kwocie 96 mln PLN. Brak podobnej rezerwy w 1Q16.

Wolumen dystrybuowanych gazów



Przychód z usług dystrybucyjnych



Segment – Wytwarzanie

Wysoki wynik operacyjny wsparty wzrostem przychodów ze sprzedaży ciepła

Komentarz:

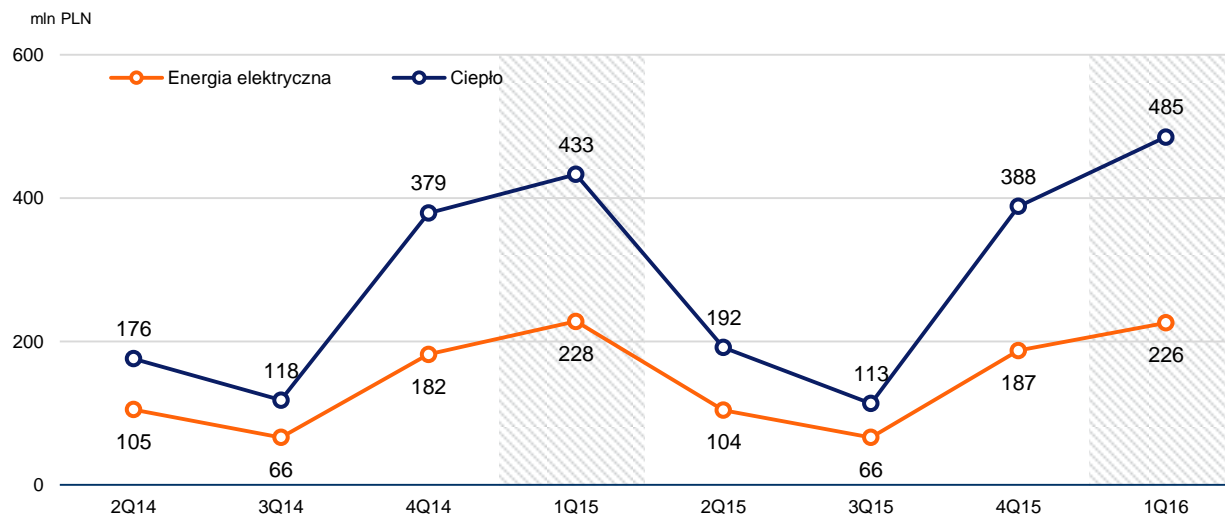
- Rosnące o 12% przychody ze sprzedaży ciepła: do 0,49 mld PLN przy wolumenie wyższym o 7% i przy wzroście taryfy na ciepło od 15.08.2015r.
- Przychody ze sprzedaży z Ee na porównywalnym poziomie R/R. Negatywny wpływ spadku cen sprzedaży Ee zniwelowany zwiększonym o 3% wolumenem sprzedaży oraz poprawą dyspozycyjności bloków EC Siekierki.
- Zmiana struktury zużycia paliw – spalanie biomasy w K1 (EC Żerań) – 18 mln PLN w 1Q16.
- Spadek o 3% R/R kosztów zakupu węgla do poziomu 260 mln PLN w 1Q16.

Wolumen sprzedaży PGNiG Termika w 1Q16 (z produkcji):

- Sprzedaż ciepła na poziomie 16,2 PJ, czyli o 7% więcej R/R.
- Energia elektryczna: 1,4 TWh, czyli o 3% więcej R/R.

[mln PLN]	1Q2015	1Q2016	Δ%
Przychody ze sprzedaży	688	742	8%
Koszty operacyjne (bez amortyzacji)	(378)	(380)	-
EBITDA	310	362	17%
Amortyzacja	(83)	(96)	16%
EBIT	227	266	17%

Przychody PGNiG Termika ze sprzedaży ciepła i energii elektrycznej (z produkcji, mln PLN)



Istotny spadek kosztu sprzedanego gazu w 1Q2016



Niższe koszty sprzedanego gazu oraz zużycia pozostałych surowców w wyniku spadku cen paliw

Komentarz:

- Redukcja zatrudnienia o 3,3 tys. osób R/R do 24,8 tys. (-12%).
- W 1Q15 zawiązanie rezerwy na Program Dobrowolnych Odejść w kwocie 96 mln PLN. Brak podobnej rezerwy w 1Q16.
- Spisanie 3 odwiertów negatywnych w 1Q16.
- Ograniczenie kosztów na różnych pozycjach w ramach PPE (m.in. usługi gazownicze, transportowe, wynajmu).
- Częściowe odwrócenie odpisu na zapasie gazu w 1Q16 na +165 mln PLN (saldo odpisu na koniec 1Q16 wynosi 88 mln PLN) w efekcie spadku wolumenu gazu w magazynach.
- Spadek kosztu sprzedanego gazu w związku z niższymi kosztami jednostkowymi zakupu gazu ziemnego.

[mln PLN]	1Q2015	1Q2016	Δ%
Paliwa do produkcji ciepła i energii	(274)	(282)	3%
Zużycie pozostałych surowców i materiałów	(154)	(113)	(27%)
Świadczenia pracownicze	(698)	(545)	(22%)
Usługa przesyłowa	(247)	(236)	(4%)
Koszt odwiertów negatywnych i sejsmiki	(2)	(46)	x22
Pozostałe usługi obce	(274)	(236)	(14%)
Pozostałe przychody i koszty operacyjne netto	(318)	(48)	(85%)
<i>Zmiana stanu odpisów na zapasy</i>	25	170	x6
Koszt wytworzenia świadczeń na własne potrzeby	206	163	(21%)
Amortyzacja	(664)	(672)	1%
Koszty operacyjne bez kosztu sprzedanego gazu	(2 627)	(2 265)	(14%)
Koszt sprzedanego gazu	(8 206)	(6 993)	(15%)
Koszty operacyjne ogółem	(10 833)	(9 258)	(15%)

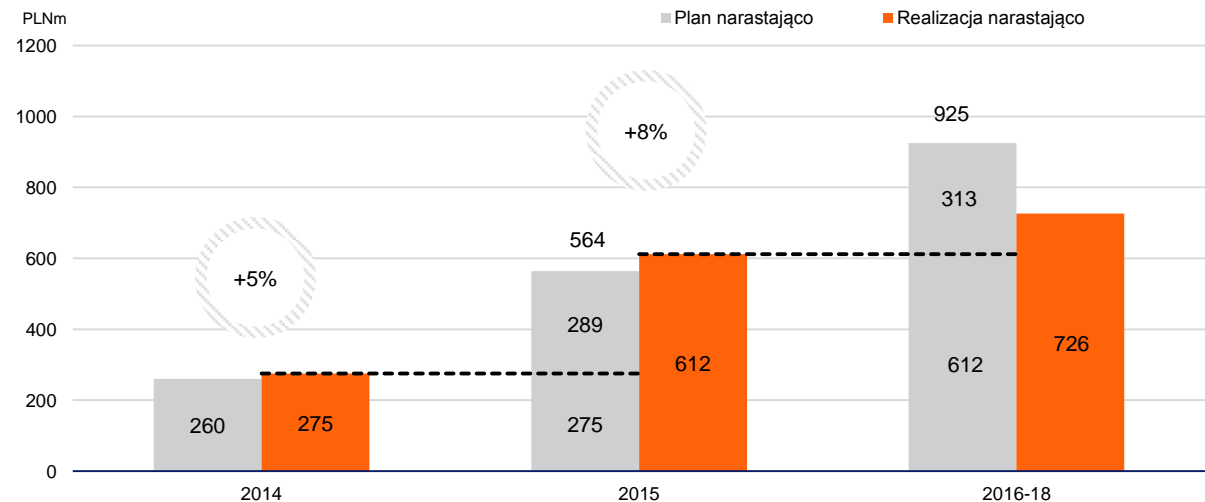
PPE – Ponad 1/3 planu na lata 2016-18 wykonana w Q1 2016

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 2018 roku inicjatyw poprawiających efektywność funkcjonowania Grupy PGNiG.

114 mln zł oszczędności wypracowane w Q1 2016



Koszty operacyjne w ramach PPE

OPEX Zarządalny
5

OPEX ogółem
29 mld zł
w 2013 r.

Kluczowe koszty poza PPE:

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

OPEX pozostały
24

Informacje kontaktowe



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

▼ Kalendarz publikacji raportów okresowych



Raport za
I półrocze 2016 r.

Okres zamknięty:
13.07 - 12.08.2016 r.



Raport za
III kwartał 2016 r.

Okres zamknięty:
27.10 - 09.11.2016 r.

▼ Więcej informacji



Strona internetowa relacji
inwestorskich
www.ri.pgnig.pl



Załączniki

- > Zmiany na polskim rynku gazu
- > Obrót i sprzedaż detaliczna gazu
- > Wolumeny operacyjne
- > Zadłużenie i źródła finansowania
- > 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:

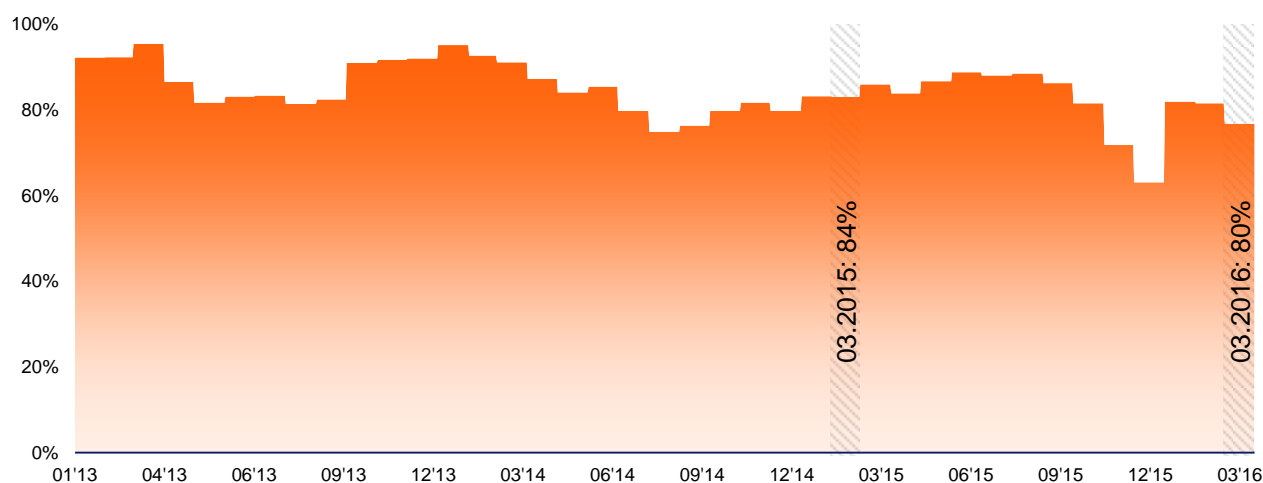
- Od 01.08.2014 r. wolumen sprzedaży gazu przez Grupę PGNiG zawiera zarówno sprzedaż giełdową PGNiG SA, jak i sprzedaż PGNiG OD do klientów końcowych i na giełdzie.
- Sprzedaż PGNiG OD uwzględnia również gaz zaazotowany, który został ujęty w tabeli w ekwiwalencie gazu E.

* 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 1Q16 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]	1Q2015	1Q2016	Δ%
Grupa PGNiG ogółem	7 721	7 986	3%
PGNiG SA	4 342	4 612	6%
<i>w tym PGNiG SA poprzez TGE</i>	2 855	3 399	19%
PGNiG Obrót Detaliczny	2 843	2 597	(9%)

▼ Udział PGNiG w imporcie gazu do Polski*



Obrót i sprzedaż detaliczna gazu po 1 sierpnia 2014r.

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]	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)	509	2 031	508	515	507	501	1 876	440	475	482	479
w tym w Polsce	359	1 458	369	359	362	367	1 457	368	361	362	367
w tym w Norwegii	150	573	138	156	145	134	419	73	114	120	112
GAZ ZAAZOTOWANY (Ls/Lw przeliczony na E)	670	2 599	691	622	602	684	2 627	692	582	650	704
w tym w Polsce	657	2 547	677	610	589	671	2 569	677	567	636	690
w tym w Pakistanie	13	52	13	12	13	13	58	14	15	15	14
RAZEM (przeliczony na E)	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	84	81	84	80	79	83	80	79	74	80	85

SPRZEDAŻ GAZU ZIEMNEGO w GK PGNiG [mln m ³]	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)	7 572	21 665	6 151	3 674	4 521	7 320	17 358	6 470	3 284	3 078	4 526
w tym sprzedaż PST poza GK PGNiG	764	2 271	608	639	502	522	1 760	488	363	444	465
GAZ ZAAZOTOWANY (Ls/Lw przeliczony na E)	413	1 335	390	262	282	401	1 252	334	272	271	375
RAZEM (przeliczony na E)	7 986	23 000	6 541	3 936	4 803	7 721	18 609	6 804	3 556	3 349	4 900
w tym sprzedaż bezpośrednią ze złóż	218	764	201	176	175	212	800	205	177	180	238

IMPORT GAZU ZIEMNEGO przez PGNiG SA [mln m ³]	Q1 2016	FY 2015	Q4 2015	Q3 2015	Q2 2015	Q1 2015	FY 2014	Q4 2014	Q3 2014	Q2 2014	Q1 2014
Razem	2 704	9 330	1 863	2 398	2 495	2 574	9 700	2 423	2 143	2 594	2 541
w tym: kierunek wschodni	2 657	8 155	1 774	2 329	2 219	1 833	8 097	1 751	1 805	2 515	2 026

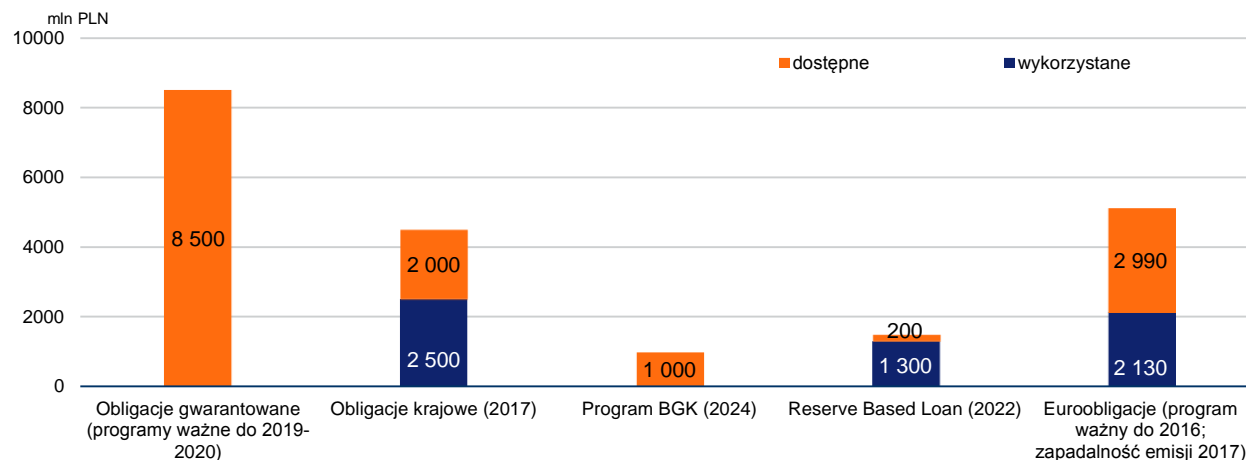
ROPA NAFTOWA w GK PGNiG [tys. ton]	Q1 2016	FY 2015	Q4 2015	Q3 2015	Q2 2015	Q1 2015	FY 2014	Q4 2014	Q3 2014	Q2 2014	Q1 2014
Wydobycie ropy naftowej i kondensatu	348	1 428	358	367	317	386	1 207	271	304	310	322
w tym w Polsce	203	765	207	204	147	207	789	214	188	184	203
w tym w Norwegii	145	664	151	163	170	180	418	57	116	126	119
Wydobycie razem przeliczone na kbb/d	28	29	29	29	26	31	24	22	24	25	26
Sprzedaż ropy naftowej i kondensatu	398	1 391	315	356	372	348	1 169	249	262	373	287
w tym w Polsce	205	772	211	196	148	217	780	213	181	185	201
w tym w Norwegii	193	619	104	160	224	131	389	36	81	188	85

PGNiG TERMIKA	Q1 2016	FY 2015	Q4 2015	Q3 2015	Q2 2015	Q1 2015	FY 2014	Q4 2014	Q3 2014	Q2 2014	Q1 2014
Produkcja E.c. netto (sprzedaż) [TJ]	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]	1 390	3 487	1 136	328	674	1 349	3 555	1 132	386	648	1 390

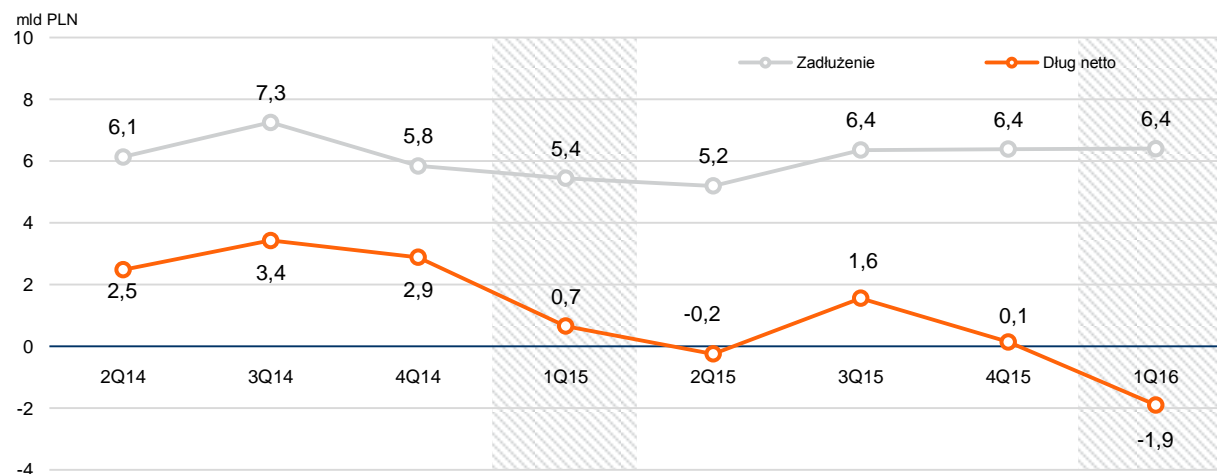
Zadłużenie i źródła finansowania

Mocna pozycja finansowa

Źródła finansowania (stan na 31.03.2016 r.)



Zadłużenie na koniec kwartału

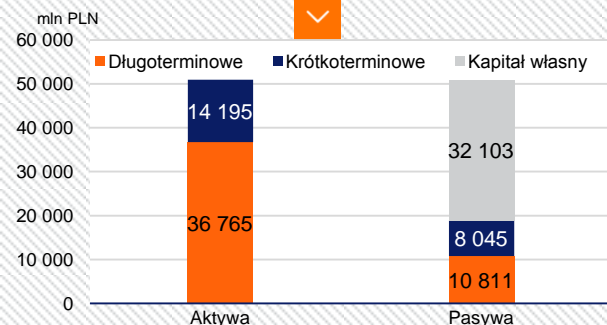


Komentarz:

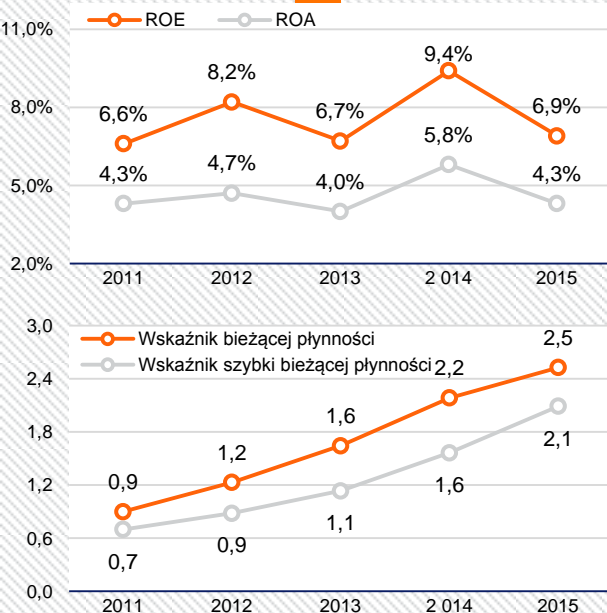
- Dostępne programy na 14,7 mld PLN, w tym 9,7 mld PLN gwarantowane.
- W sierpniu 2015 PGNiG Upstream International podpisało nową umowę kredytu zabezpieczonego złożami (*reserve based loan*), powiększając jego wartość do 400 mln USD. Tym samym zwiększyła się skala samofinansowania PUI oraz możliwości finansowe Grupy PGNiG. Kredyt ma charakter odnawialny i został udzielony na okres siedmiu lat, z dwupółrocznym okresem karencji.

Bilans, rachunek przepływów pieniężnych, wskaźniki finansowe i zatrudnienie

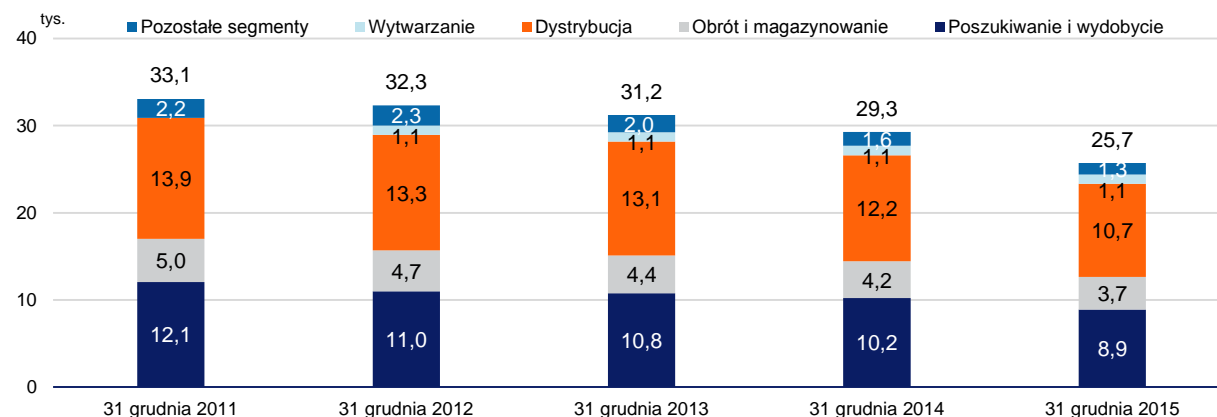
Bilans Grupy (stan na 31.03.2016 r.)



Rentowność i wskaźniki płynności



Zatrudnienie (stan na koniec roku)



Skonsolidowane przepływy pieniężne (01.01.2016 r. - 31.03.2016 r.)

