



PGNiG

Polskie Górnictwo Naftowe
i Gazownictwo SA

**Wyniki finansowe Grupy PGNiG
za I połowę i II kwartał 2016 roku**

12 sierpnia 2016 r.

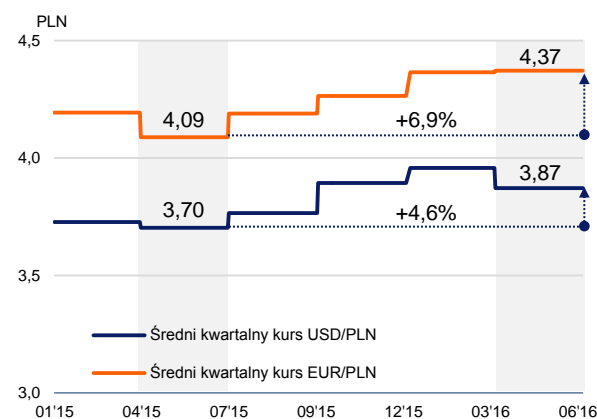
Agenda

- > 1. Czynniki wpływające na wynik finansowy
 - > 2. Podstawowe wyniki finansowe Q2 2016
 - > 3. Podstawowe wyniki finansowe H1 2016
 - > 4. Segmentowe ujęcie EBITDA GK PGNiG
 - > 5. Wyniki finansowe w poszczególnych segmentach działalności
 - > Poszukiwanie i Wydobywanie
 - > Obrót i Magazynowanie
 - > Dystrybucja
 - > Wytwarzanie
 - > 6. Koszty operacyjne
 - > 7. Program Poprawy Efektywności
 - > 8. Załączniki
- 

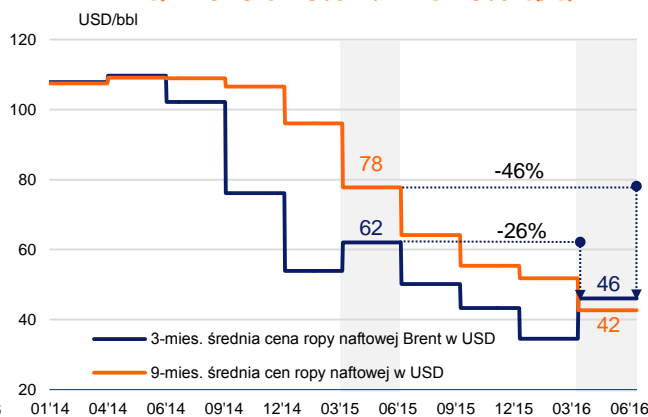
Czynniki wpływające na wynik finansowy

Zauważalny wpływ redukcji taryf na przestrzeni ostatnich okresów na cenę sprzedaży gazu. W Q2 2016 obniżenie średniej regulowanej ceny o 16% R/R i 8% Q/Q

Wzmocnienie USD i EUR wobec PLN R/R



9-miesięczna średnia cen ropy spadła w Q2 2016 o 46% R/R i o 18% 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.

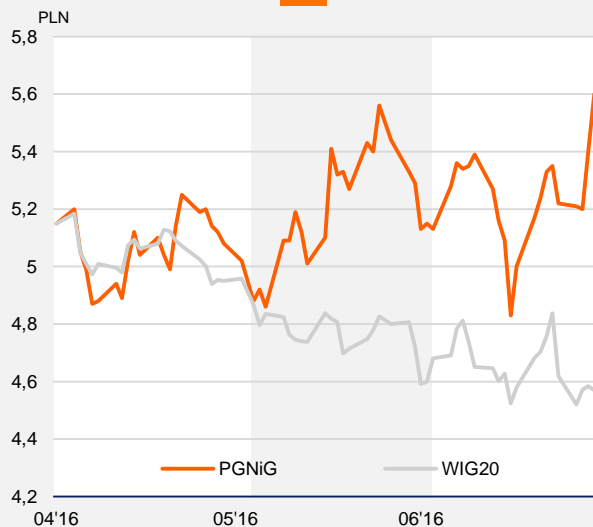
Podstawowe wyniki finansowe Q2 2016



Wyniki operacyjne pod istotnym wpływem zdarzeń jednorazowych R/R

[mIn PLN]	Q2 2015	Q2 2016	Δ%
Przychody ze sprzedaży	7 895	6 369	(19%)
Koszty operacyjne (bez amortyzacji)	(6 225)	(5 632)	(10%)
EBITDA	1 670	738	(56%)
Amortyzacja	(723)	(665)	(8%)
EBIT	947	73	(92%)
Wynik na działalności finansowej	14	(68)	
Zysk netto	621	(115)	

Kurs akcji PGNiG w Q2 2016



- Przychody ze sprzedaży gazu wysokometanowego (E) niższe R/R o 1,4 mld PLN (4,6 mld PLN w Q2 2016), przy 2% spadku wolumenu sprzedaży do 4,4 mld m³.
- Przychody ze sprzedaży ropy naftowej i kondensatu niższe o 192 mln PLN w Q2 2016 przy spadku o 36 tys. ton R/R wolumenu sprzedaży do poziomu 336 tys. ton. Znaczący wpływ miał spadek cen ropy o blisko 26% R/R.
- Koszt sprzedanego gazu niższy o blisko 30%, czyli 1,3 mld PLN R/R.
- Spadek amortyzacji R/R o 71 mln w Norwegii ze względu na przeszacowanie zasobów na złożu Skarv pod koniec 2015 roku.
- Wpływ netto zawiązanych/rozwiązanych odpisów oraz spisanych w koszty odwiertów negatywnych i sejsmiki na -714 mln w Q2 16 wobec -333 mln w Q2 15 (zmiana -381 mln PLN).
- Wzrost kosztów z tytułu odsetek o 43 mln PLN R/R (z 22 na 65 mln PLN), głównie w związku ze zmianą wyceny obligacji według zamortyzowanego kosztu.
- Wpływ wyceny udziałów w PGG metodą praw własności na wynik netto wyniósł -41 mln zł.

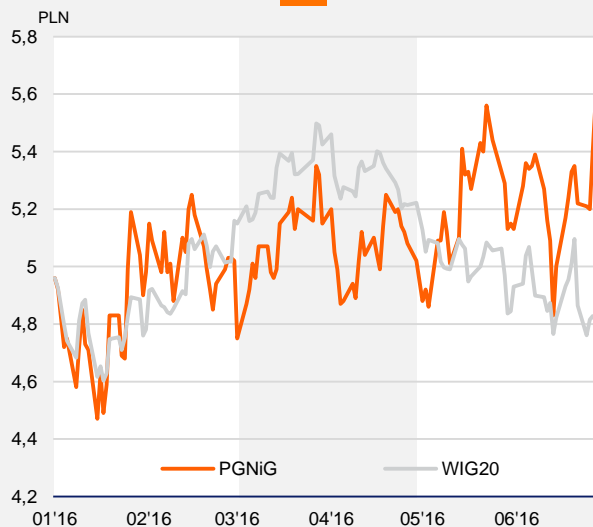
Podstawowe wyniki finansowe H1 2016



Znaczący wpływ spadku ceny surowców na wyniki operacyjne

[mln PLN]	H1 2015	H1 2016	Δ%
Przychody ze sprzedaży	20 390	17 349	(15%)
Koszty operacyjne (bez amortyzacji)	(16 394)	(14 218)	(13%)
EBITDA	3 996	3 131	(22%)
Amortyzacja	(1 387)	(1 337)	(4%)
EBIT	2 609	1 794	(31%)
Wynik na działalności finansowej	(58)	(20)	(66%)
Zysk netto	1 865	1 271	(32%)

Kurs akcji PGNiG w H1 2016



- Przychody ze sprzedaży gazu wysokometanowego (E) niższe R/R o 3,2 mld PLN (13,2 mld PLN w H1 2016), przy stabilnym R/R wolumenie sprzedaży sięgającym 12 mld m³.
- Przychody ze sprzedaży ropy naftowej i kondensatu niższe o 313 mln PLN w H1 2016 przy stabilnym R/R wolumenie sprzedaży, sięgającym 734 tys. ton.
- Koszt sprzedanego gazu niższy o 20%, czyli 2,5 mld PLN R/R.
- Wpływ netto zawiązanych/rozwiązanych odpisów oraz spisanych w koszty odwiertów negatywnych i sejsmiki wyniósł -554 mln PLN w H1 2016 wobec -296 mln PLN w H1 2015 (zmiana -258 mln PLN).
- 52 mln PLN zysku w H1 2016 vs -20 mln PLN straty w H1 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 -41 mln zł.

Segmenty – EBITDA H1 2016

Poszukiwanie i Wydobywanie

- Obniżenie przychodów ze sprzedaży ropy i kondensatu o 312 mln PLN R/R (-28%).
- Wpływ odpisów w segmencie w H1 2016 na -680 mln PLN wobec -165 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 H1 2016 na +216 mln PLN.

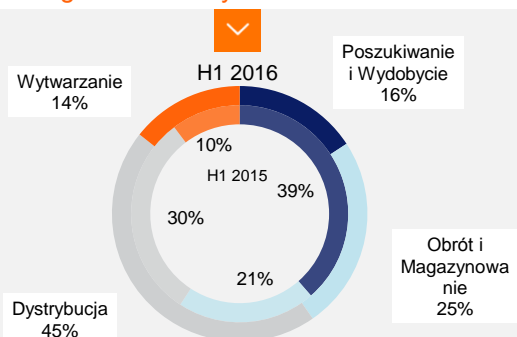
Dystrybucja

- Wzrost wolumenu o 5% w H1 2016 R/R.
- Poprawa efektywności kosztowej dzięki PPE.

Wytwarzanie

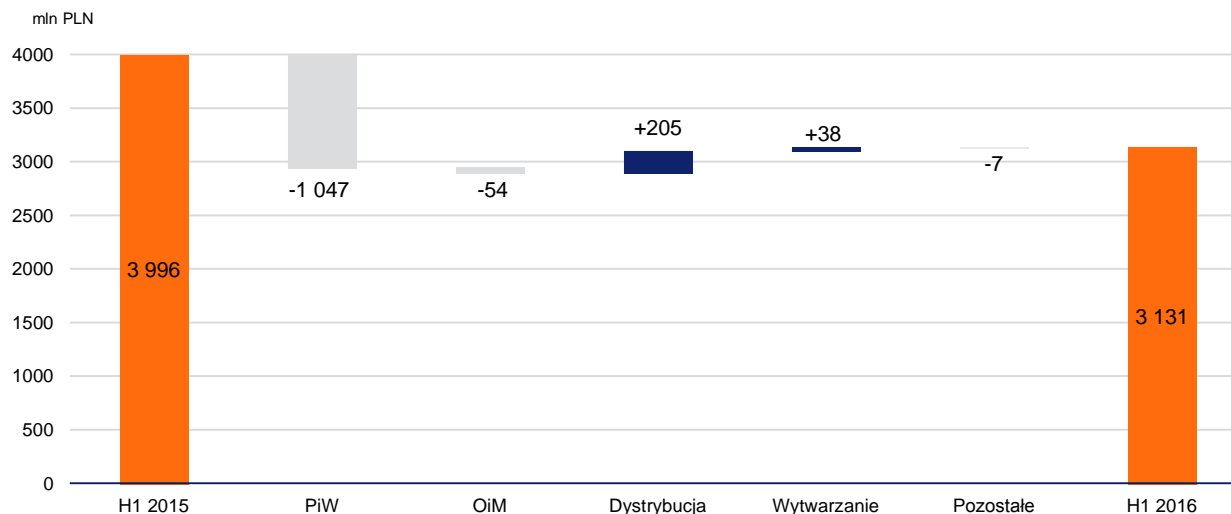
- Wzrost wolumenów sprzedaży ciepła przy zmniejszonych kosztach zakupu paliw.

Udział segmentów w wyniku EBITDA GK PGNiG



[mln PLN]	H1 2015	H1 2016	Δ%	Udział w wyniku GK
Poszukiwanie i Wydobywanie	1 542	495	(68%)	16%
Obrót i Magazynowanie	824	770	(7%)	25%
Dystrybucja	1 218	1 423	17%	45%
Wytwarzanie	412	450	9%	14%
Pozostałe, eliminacje	-	(7)		
Razem	3 996	3 131	(22%)	

Spadek EBITDA Grupy PGNiG H1 2016 vs H1 2015



Segment – Poszukiwanie i Wydobywanie



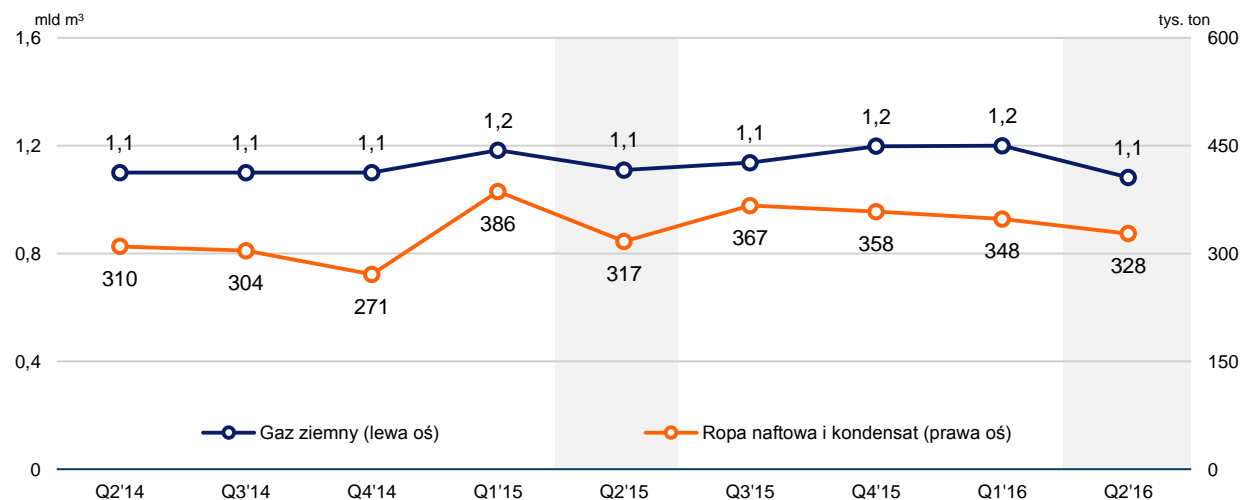
Zawiązanie odpisów aktualizujących oraz negatywny wpływ niskich notowań ropy naftowej pogłębiony przez spadek wolumenu sprzedaży

[mln PLN]	Q2 2015	Q2 2016	Δ%
Przychody ze sprzedaży	1 316	1 093	(17%)
Koszty operacyjne (bez amortyzacji)	(652)	(1 217)	87%
EBITDA	664	(124)	
Amortyzacja	(378)	(289)	(24%)
EBIT	286	(413)	

Komentarz:

- Zmniejszenie przychodów ze sprzedaży ropy naftowej i kondensatu (R/R o 192 mln PLN) przy spadającej o blisko 23% cenie ropy wyrażonej w PLN oraz 10% spadku wolumenu sprzedaży do 336 tys. ton.
- Wpływ odpisów na aktywach i spisanych w koszty odwiertów negatywnych i sejsmiki w Q2 2016 na -749 mln PLN wobec -365 mln PLN rok wcześniej.
- Wzrost kosztów świadczeń pracowniczych R/R o 54 mln PLN m.in. w związku z zawiązanymi rezerwami na świadczenia pracownicze.
- Zmniejszenie amortyzacji w Norwegii o 71 mln PLN R/R w związku z przeszacowaniem zasobów na złożu Skarv w końcu 2015 roku.

Stabilne wydobywanie gazu ziemnego oraz wyższe ropy naftowej w Q2 2016 R/R



Segment – Obrót i Magazynowanie (1/2)

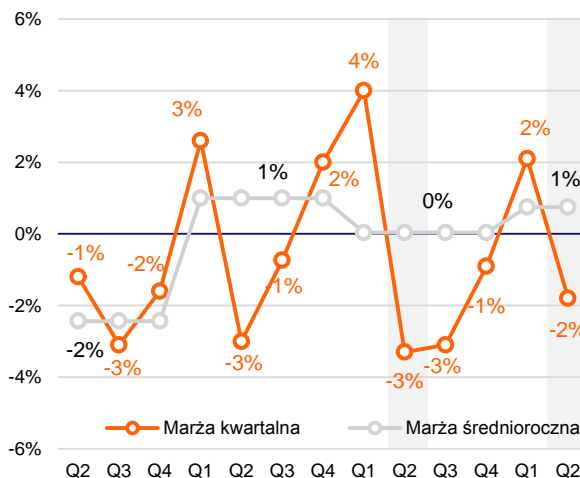
7% marży na paliwie gazowym E przy marży operacyjnej tego produktu -2% w Q2 2016

Komentarz:

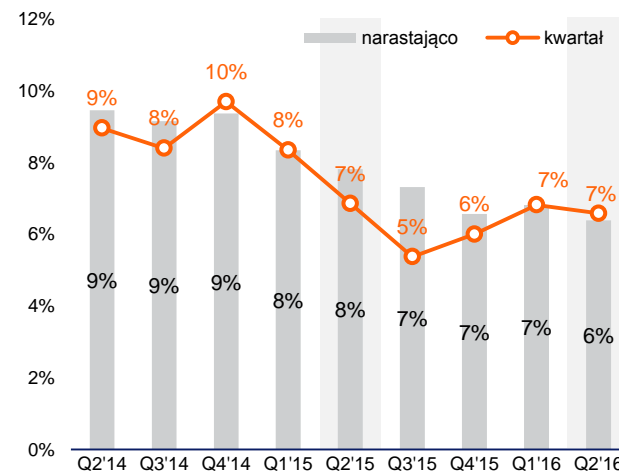
- Spadek przychodów ze sprzedaży gazu segmentu OiM z 6,2 do 4,8 mld PLN w wyniku spadku cen sprzedaży (obniżka taryf i aktywnie prowadzona polityka cenowa wobec największych odbiorców).
- Częściowe odwrócenie odpisu na zapasie gazu w Q2 2016 na +51 mln PLN (saldo odpisu na koniec Q2 2016 wynosi 37 mln PLN). W wynikach Q2 2015 dodatni wpływ zawiązania odpisu na zapas gazu na +25 mln PLN.
- Udział spółki PST w przychodach ze sprzedaży gazu: 410 mln PLN wobec 490 mln PLN w Q2 2015.
- Udział sprzedaży energii elektrycznej w przychodach w Q2 2016 to 457 mln PLN wobec 357 mln PLN rok wcześniej.
- Wpływ transakcji zabezpieczających zakup gazu, zawartych w latach 2014-2015, przy wyższych cenach rynkowych wyniósł -218mln PLN w Q2 2016 wobec -78 mln PLN w Q2 2015.

[mln PLN]	Q2 2015	Q2 2016	Δ%
Przychody ze sprzedaży	6 634	5 264	(21%)
Koszty operacyjne (bez amortyzacji)	(6 429)	(5 154)	(20%)
EBITDA	205	110	(46%)
Amortyzacja	(43)	(64)	49%
EBIT	163	47	(71%)

Ujemna marża operacyjna na gazie E



Dodatnia marża na paliwie gazowym E



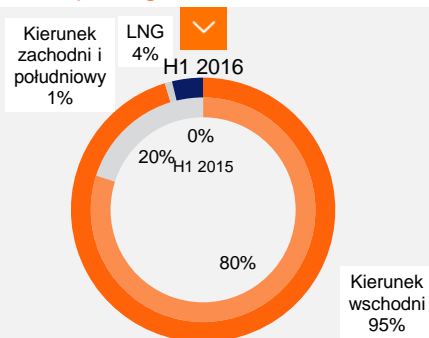
Segment – Obrót i Magazynowanie (2/2)

Pierwsze dostawy LNG do terminalu w Świnoujściu w czerwcu 2016 r.

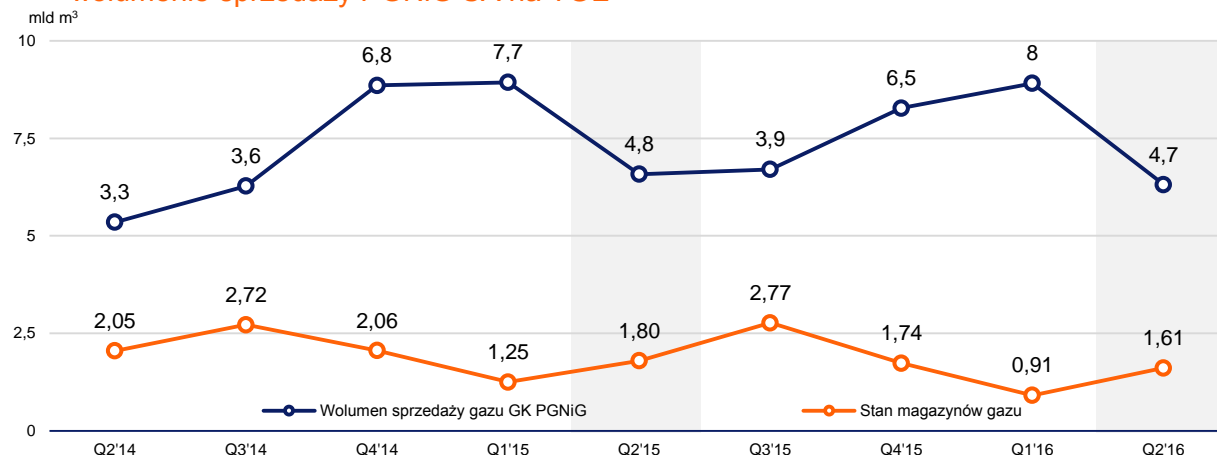
Komentarz:

- Wzrost sprzedaży gazu do klientów PST R/R o blisko 21%.
- Zwiększone zakupy gazu R/R w grupach: zakłady azotowe oraz rafinerie i petrochemia.
- Niższy wolumen sprzedaży do pozostałych odbiorców przemysłowych (różne sektory) i grupy handel, usługi – wpływ zmian sprzedawcy.
- Stan magazynów gazu na 31 lipca 2016: 2,08 mld m³

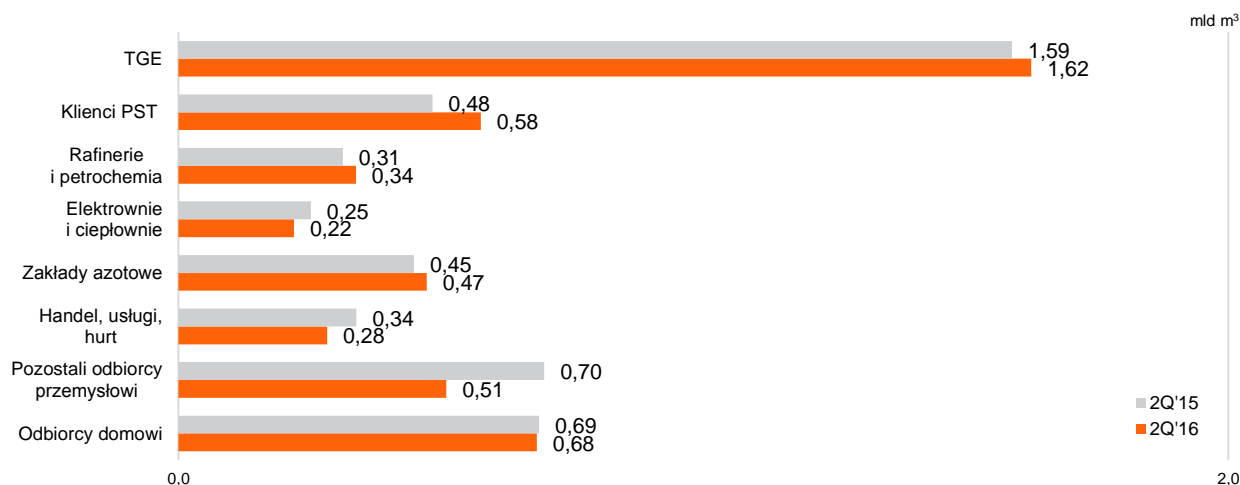
Struktura importu gazu do Polski w H1 2016 r.



▼ Sprzedaż gazu Grupy PGNiG w Q2 2016 niższa R/R o 0,1 mld m³, przy porównywalnym wolumenie sprzedaży PGNiG SA na TGE



▼ Grupa PGNiG* – wolumen sprzedaży gazu w grupach odbiorców



Segment – Dystrybucja

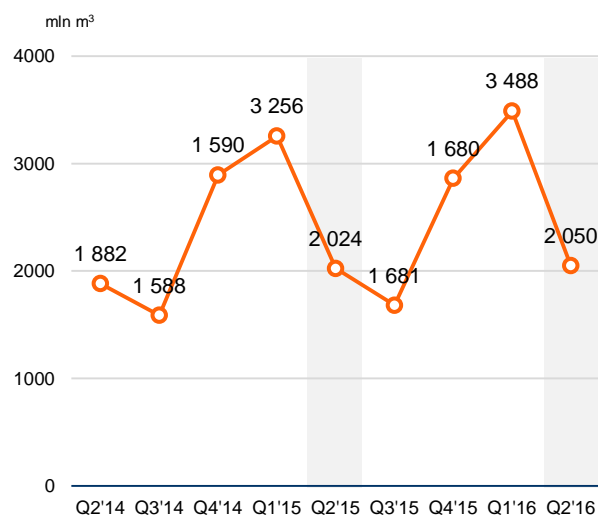
Stabilny wolumen dystrybucji gazu i porównywalne R/R wyniki segmentu

[mln PLN]	Q2 2015	Q2 2016	Δ%
Przychody ze sprzedaży	1 078	1 065	(1%)
Koszty operacyjne (bez amortyzacji)	(381)	(400)	5%
EBITDA	697	665	(5%)
Amortyzacja	(220)	(230)	5%
EBIT	477	435	(9%)

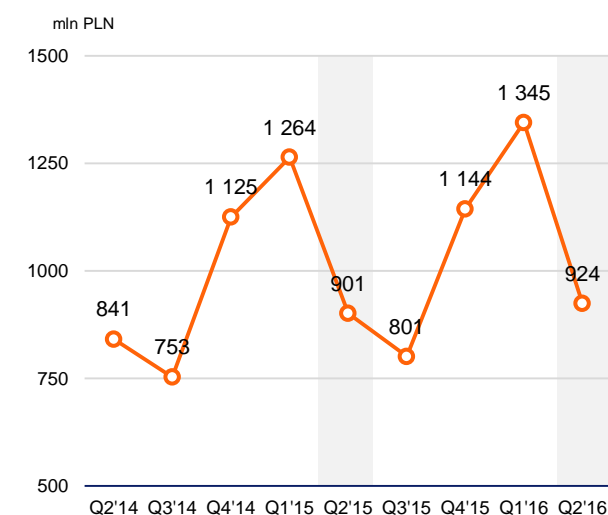
Komentarz:

- Wolumen dystrybuowanych gazów o 1% wyższy R/R sięgający 2,05 mld m³ (nowe przyłącza).
- Przychody ze świadczenia usługi dystrybucyjnej wyższe o 23 mln PLN R/R (3%).
- Saldo przychodów i kosztów z tytułu bilansowania systemu niższe R/R: +156 mln PLN w Q2 2016 wobec +172 mln PLN rok wcześniej. Wpływ na wynik jest zgodny z założeniami temperaturowej metody szacowania sprzedaży.
- W Q2 2015 rozwiązanie rezerwy na bezumowne korzystanie z gruntów na 39 mln PLN.

Wolumen dystrybuowanych gazów



Przychód z usług dystrybucyjnych



Segment – Wytwarzanie



Słabsze wyniki operacyjne segmentu

Komentarz:

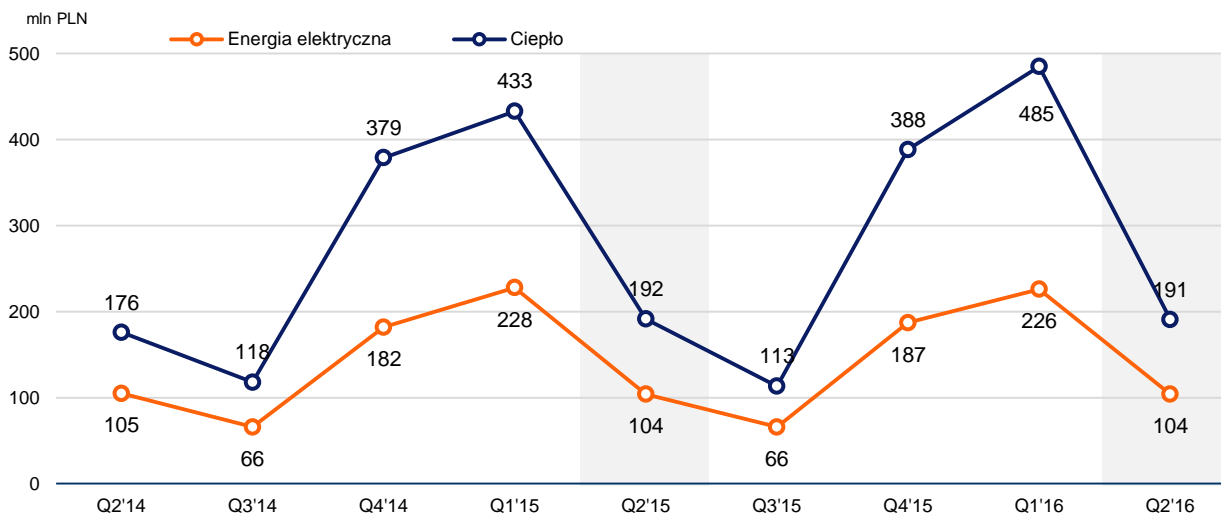
- Rozpoczęcie konsolidacji PEC Jastrzębie.
- Stabilne przychody ze sprzedaży ciepła - 191 mln PLN przy wolumenie niższym o 9% i przy wzroście taryfy na ciepło od sierpnia 2015 r.
- Wzrost przychodów ze sprzedaży Ee z handlu R/R o 30 mln PLN do poziomu 60 mln PLN w związku ze wzrostem wolumenu sprzedaży. Przychody ze sprzedaży Ee z wytwarzania R/R na stałym poziomie 104 mln PLN.
- Spadek o 17% R/R kosztów zakupu węgla do poziomu -92 mln PLN w Q2 2016 oraz zmiana struktury zużycia paliw – spalanie biomasy.
- Wzrost kosztów świadczeń pracowniczych R/R o 16 mln PLN związany m.in. ze zwiększeniem zatrudnienia po zakupie PEC Jastrzębie.

Wolumen sprzedaży w Q2 2016:

- Sprzedaż ciepła na poziomie 5,3 PJ, czyli o 9% mniej R/R.
- Energia elektryczna (z produkcji): 0,6 TWh, czyli o 13% mniej R/R.

[mln PLN]	Q2 2015	Q2 2016	Δ%
Przychody ze sprzedaży	343	381	11%
Koszty operacyjne (bez amortyzacji)	(241)	(293)	22%
EBITDA	102	88	(14%)
Amortyzacja	(78)	(80)	3%
EBIT	24	8	(67%)

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



Istotny spadek kosztu sprzedanego gazu w Q2 2016



Istotny wpływ zdarzeń jednorazowych zrekompensowany spadkiem kosztu sprzedanego gazu

Komentarz:

- Wzrost kosztów pracy w związku z konsolidacją PEC Jastrzębie oraz zawiązaniem rezerw na przyszłe świadczenia pracownicze.
- Spisanie 2 odwiertów negatywnych w Q2 2016 vs 6 odwiertów w Q2 2015.
- W Q2 2016 wpływ zawiązania odpisu na majątek trwały na -725 mln PLN (Q2 2015 -195 mln PLN).
- Częściowe odwrócenie odpisu na zapasie gazu w Q2 2016 na +51 mln PLN (saldo odpisu na koniec Q2 2016 wynosi 37 mln PLN). W wynikach Q2 2015 wpływ zawiązania odpisu na zapasie gazu wyniosła +25 mln PLN.
- Zmiana stanu rezerw w wysokości +141 mln zł w Q2 2015 (rozwiązanie rezerw na likwidację odwiertów) i -28 mln zł w Q2 2016
- Spadek kosztu sprzedanego gazu w związku z niższymi kosztami jednostkowymi zakupu gazu ziemnego.

[mln PLN]	Q2 2015	Q2 2016	Δ%
Paliwa do produkcji ciepła i energii	(120)	(105)	(13%)
Zużycie pozostałych surowców i materiałów	(347)	(389)	12%
Świadczenia pracownicze	(583)	(639)	10%
Usługa przesyłowa	(276)	(271)	(2%)
Koszt odwiertów negatywnych i sejsmiki	(175)	(36)	(79%)
Pozostałe usługi obce	(303)	(313)	3%
Pozostałe przychody i koszty operacyjne netto	(229)	(913)	x4
<i>Zmiana stanu odpisów</i>	(160)	(678)	x4
<i>Zmiana stanu rezerw</i>	141	(28)	(120%)
Koszt wytworzenia świadczeń na własne potrzeby	229	161	(30%)
Amortyzacja	(723)	(665)	(8%)
Koszty operacyjne bez kosztu sprzedanego gazu	(2 528)	(3 170)	25%
Koszt sprzedanego gazu	(4 420)	(3 126)	(29%)
Koszty operacyjne ogółem	(6 948)	(6 296)	(9%)

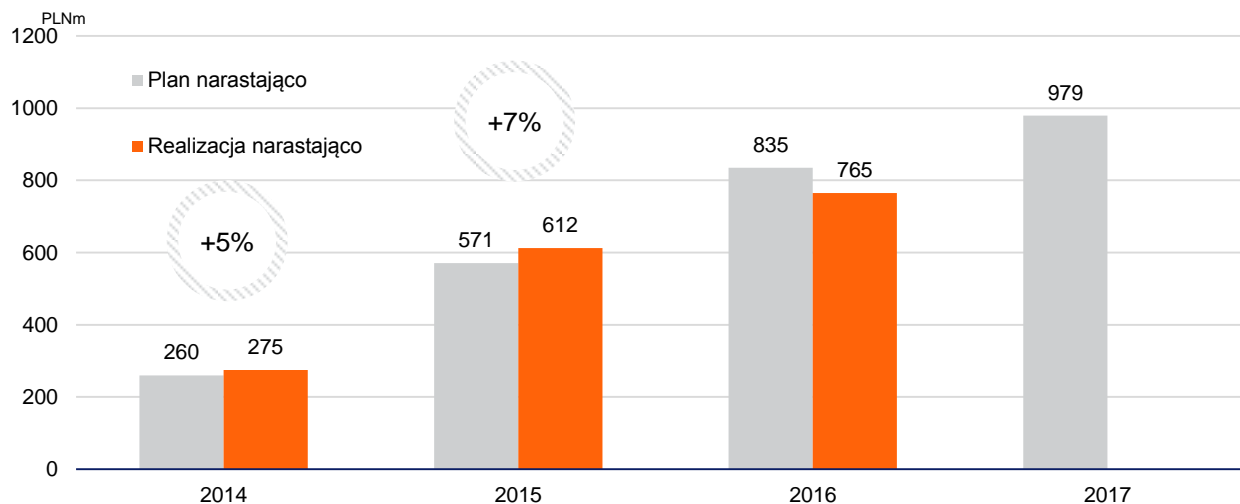
PPE – Blisko 1 mld zł oszczędności do 2017 roku

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.

153 mln zł oszczędności wypracowane w H1 2016



Koszty operacyjne w ramach PPE

OPEX Zarządalny
5 mld PLN

OPEX ogółem
29 mld PLN
w 2013 r.

Kluczowe koszty poza PPE:

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

OPEX pozostały
24 mld PLN

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
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:

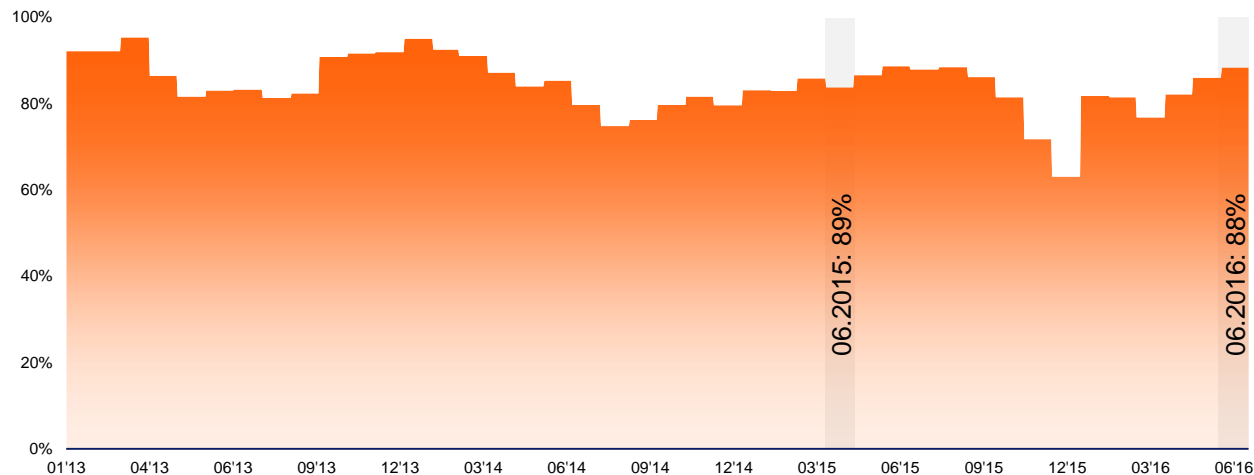
- Od 01.08.2014 r. wolumen sprzedaży gazu przez Grupę PGNiG zawiera zarówno sprzedaż giełdową PGNiG SA, jak i sprzedaż PGNiG OD do klientów końcowych i na giełdzie.
- Sprzedaż PGNiG OD uwzględnia również gaz zaazotowany, który został ujęty w tabeli w ekwiwalencie gazu E.

* Uwagi:

- Wykres przedstawia udział PGNiG SA w przepływach gazu do Polski na punktach OGP Gaz-System (bez uwzględnienia tranzytu gazociągiem jamalskim oraz bez eliminacji eksportu), dane miesięczne.
- 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]	Q2 2015	Q2 2016	Δ%
Grupa PGNiG ogółem	4 803	4 738	(1%)
PGNiG SA	2 893	2 897	-
<i>w tym PGNiG SA poprzez TGE</i>	1 551	1 577	2%
PGNiG Obrót Detaliczny	1 492	1 329	(11%)

▼ Udział PGNiG w imporcie gazu do Polski*



Obrót i sprzedaż detaliczna gazu 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]	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)	487	509	2 031	508	515	507	501	1 876	440	475	482	479
<i>w tym w Polsce</i>	349	359	1 458	369	359	362	367	1 457	368	361	362	367
<i>w tym w Norwegii</i>	138	150	573	138	156	145	134	419	73	114	120	112
GAZ ZAAZOTOWANY (Ls/Lw przeliczony na E)	596	670	2 599	691	622	602	684	2 627	692	582	650	704
<i>w tym w Polsce</i>	584	657	2 547	677	610	589	671	2 569	677	567	636	690
<i>w tym w Pakistanie</i>	13	13	52	13	12	13	13	58	14	15	15	14
RAZEM (przeliczony na E)	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	77	84	81	84	80	79	83	80	79	74	80	85

SPRZEDAŻ GAZU ZIEMNEGO w GK PGNiG [mln m³]

GAZ WYSOKOMETANOWY (E)	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>	571	764	2 271	608	639	502	522	1 760	488	363	444	465
GAZ ZAAZOTOWANY (Ls/Lw przeliczony na E)	299	413	1 335	390	262	282	401	1 252	334	272	271	375
RAZEM (przeliczony na E)	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 bezpośrednio ze złóż</i>	189	230	764	201	176	175	212	800	205	177	180	238

IMPORT GAZU ZIEMNEGO przez PGNiG SA [mln m³]

Razem	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>	2 623	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]

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

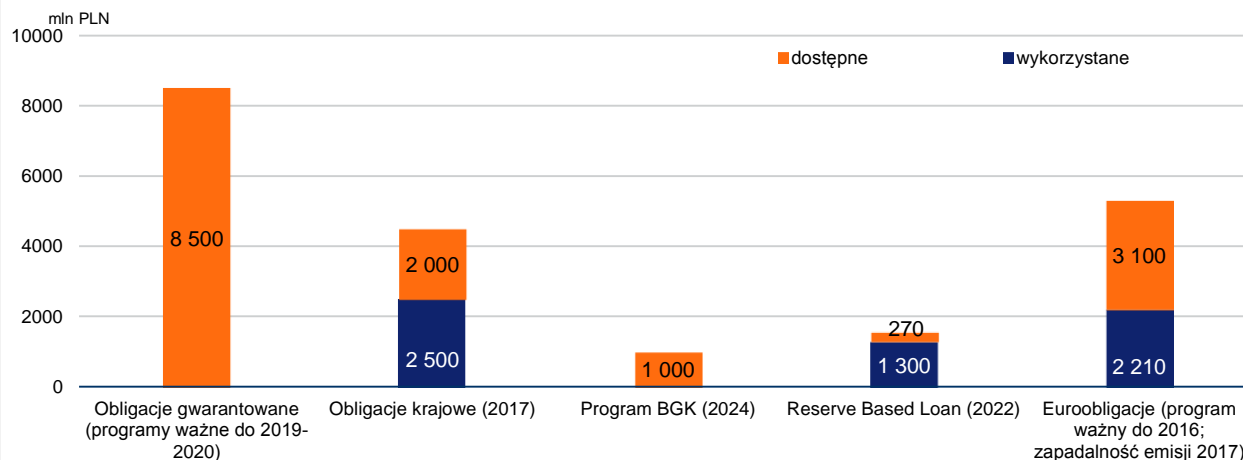
PGNiG TERMIKA

Produkcja E.c. netto (sprzedaż) [TJ]	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]	590	1 390	3 487	1 136	328	674	1 349	3 555	1 132	386	648	1 390

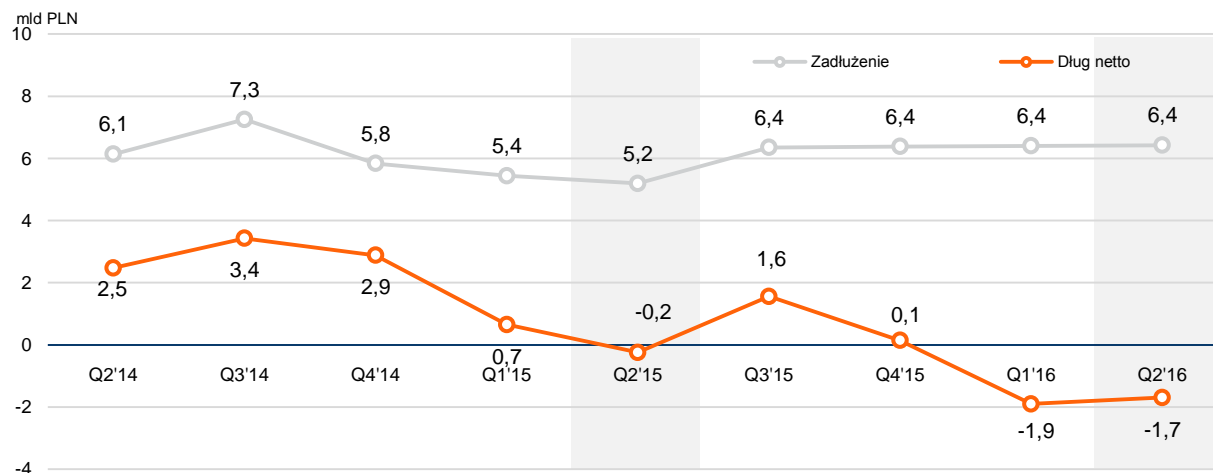
Zadłużenie i źródła finansowania

Mocna pozycja finansowa

Źródła finansowania (stan na 30.06.2016 r.)



Zadłużenie na koniec kwartału

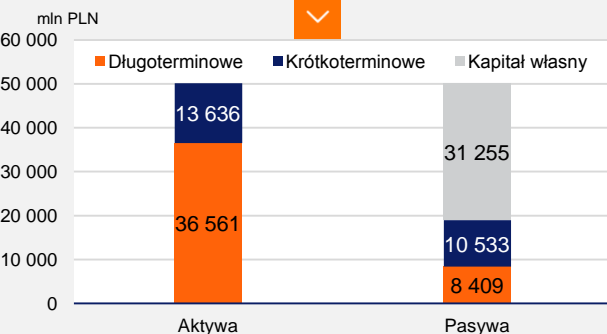


Komentarz:

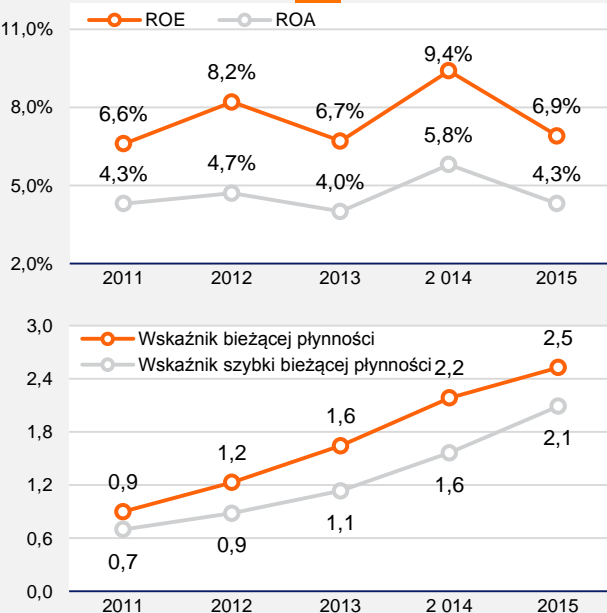
- Dostępne programy na 14,9 mld PLN, w tym 9,8 mld PLN gwarantowane.
- W sierpniu 2015 PGNiG Upstream International podpisało nową umowę kredytu zabezpieczonego złożami (*reserve based loan*), powiększając jego wartość do 400 mln USD. Tym samym zwiększyła się skala samofinansowania PUI oraz możliwości 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

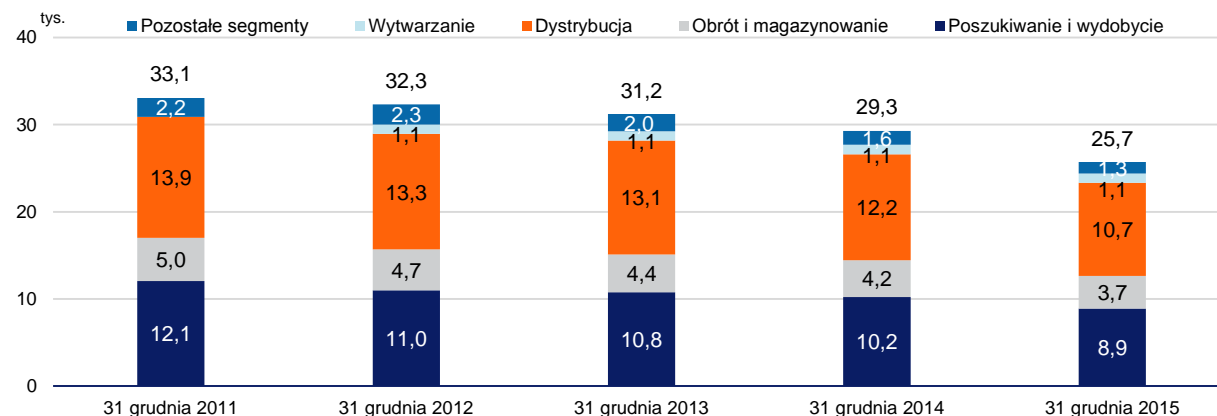
Bilans Grupy (stan na 30.06.2016 r.)



Rentowność i wskaźniki płynności



Zatrudnienie (stan na koniec roku)



Skonsolidowane przepływy pieniężne (01.01.2016 r. - 30.06.2016 r.)

