

Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo SA

Wyniki finansowe Grupy PGNiG
za I kwartał 2017



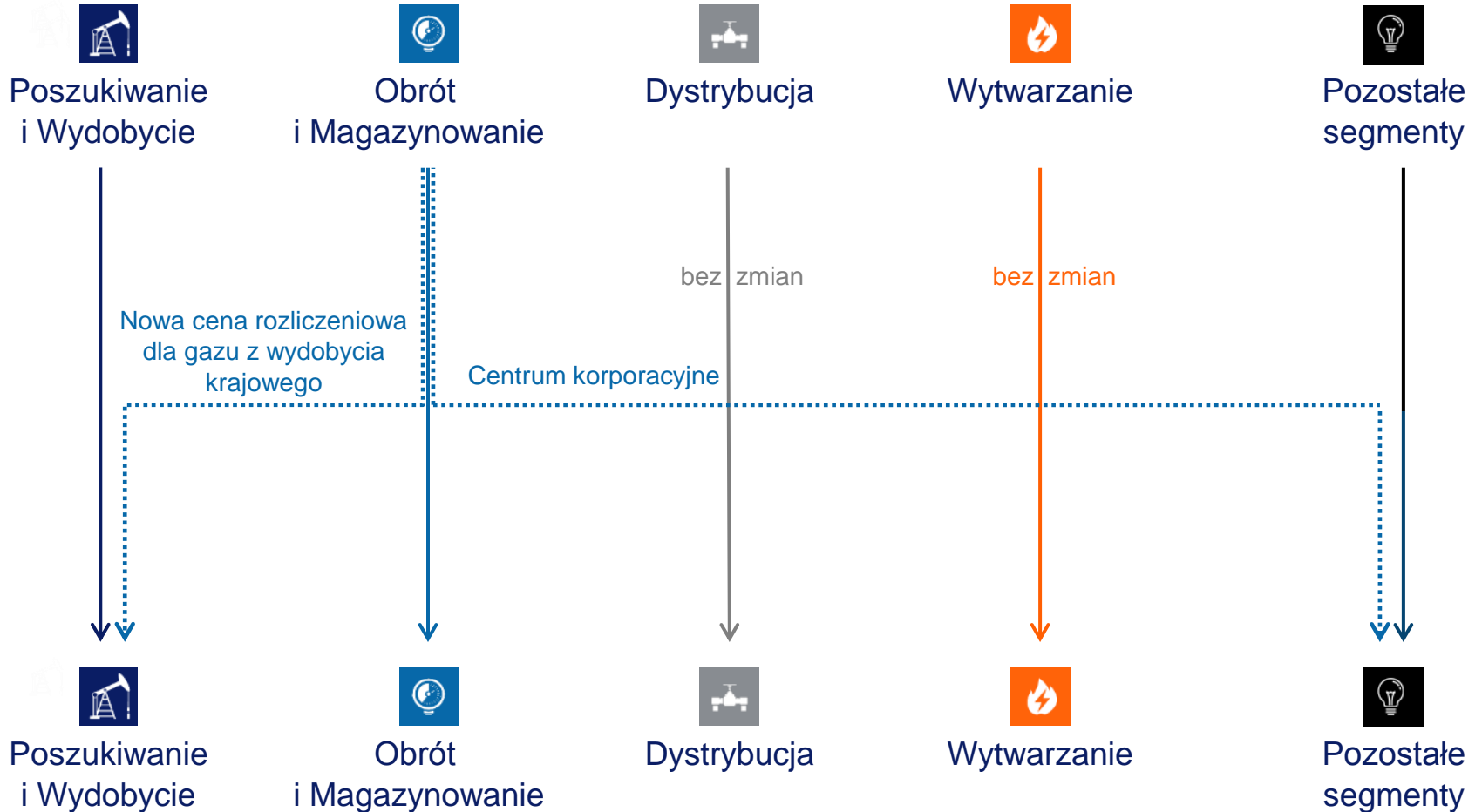
25 maja 2017 r.



Zmiany w prezentacji segmentów działalności



Zmiana segmentów sprawozdawczych (1/4)



Zmiana segmentów sprawozdawczych (2/4)

1 Metoda 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.

2 Wydzielenie centrum korporacyjnego



- > Zarząd PGNiG zdecydował o skorygowaniu wyników finansowych segmentu Obrót i Magazynowanie o przychody i koszty generowane przez Centralę PGNiG S.A. oraz PGNiG Finance AB, które pełnią funkcje wsparcia dla innych segmentów GK PGNiG.
- > Centrum korporacyjne zostało zaprezentowane w „Pozostałych segmentach”

3 Koszty operacyjne – pozostałe pozycje



- > W ramach prowadzonych prac uporządkowano inne pozycje kosztów operacyjnych, kierując się rodzajem prowadzonej działalności.

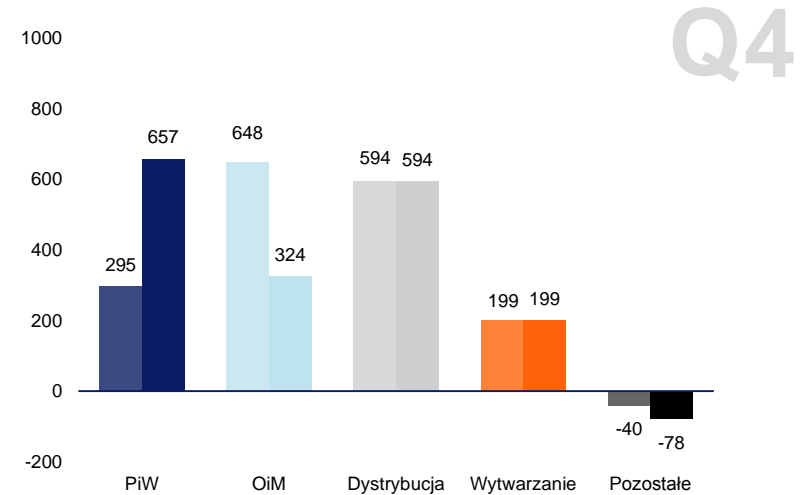
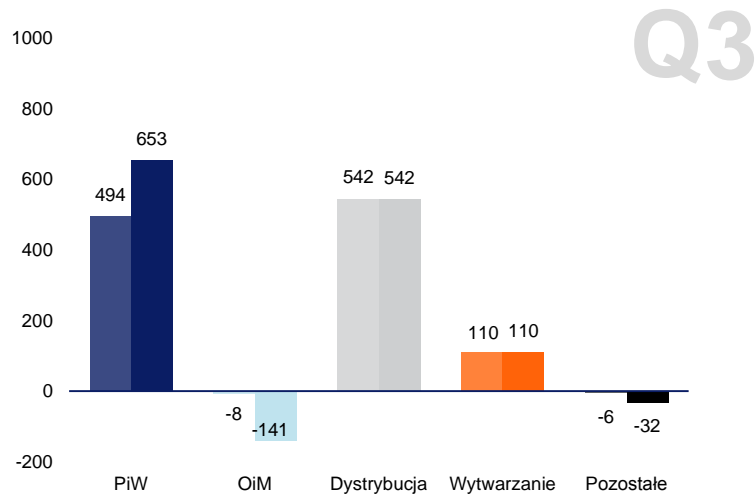
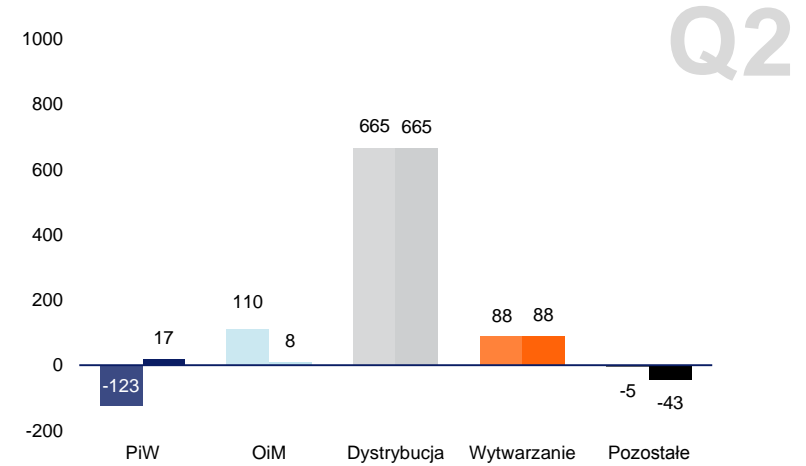
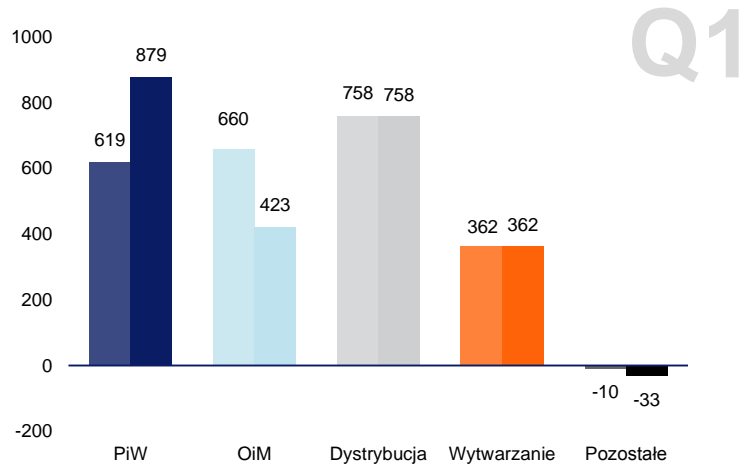
Skutki zmian [EBITDA 2016 w mln PLN] (3/4)

Dotychczasowy sposób raportowania	Q1 2016	Q2 2016	Q3 2016	Q4 2016	Q1 2017
Poszukiwanie i Wydobywanie	619	(123)	494	295	-
Obrót i Magazynowanie	660	110	(8)	648	-
Dystrybucja	758	665	542	594	-
Wytwarzanie	362	88	110	199	-
Pozostałe segmenty	(10)	(5)	(6)	(40)	-
Eliminacje	4	2	5	11	-





Reklasyfikacja	Q1 2016	Q2 2016	Q3 2016	Q4 2016	Q1 2017
Poszukiwanie i Wydobywanie	260	140	159	362	-
Obrót i Magazynowanie	(237)	(102)	(133)	(324)	-
Dystrybucja	-	-	-	-	-
Wytwarzanie	-	-	-	-	-
Pozostałe segmenty	(23)	(38)	(26)	(38)	-
Eliminacje	-	-	-	-	-

Nowy sposób raportowania	Q1 2016	Q2 2016	Q3 2016	Q4 2016	Q1 2017
Poszukiwanie i Wydobywanie	879	17	653	657	1 376
Obrót i Magazynowanie	423	8	(141)	324	358
Dystrybucja	758	665	542	594	692
Wytwarzanie	362	88	110	199	409
Pozostałe segmenty	(33)	(43)	(32)	(78)	(66)
Eliminacje	4	2	5	11	-

Skutki zmian [EBITDA 2016 w mln PLN] (4/4)*

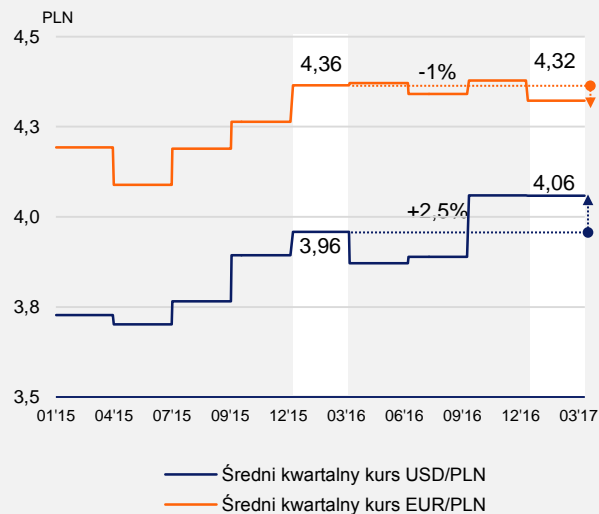


Spis Treści

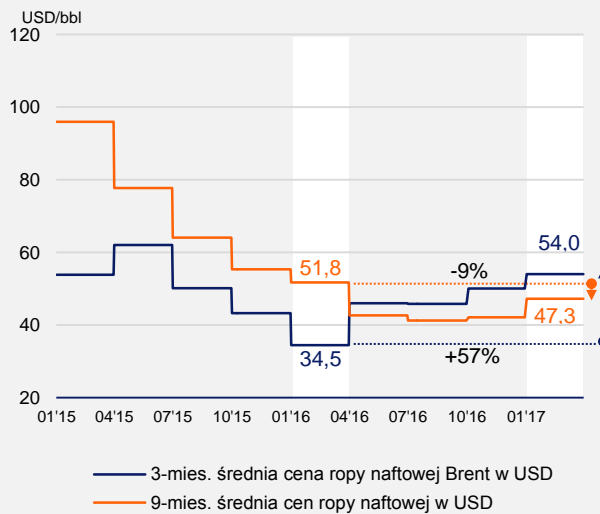
- > 1. Czynniki wpływające na wynik finansowy
- > 2. Podstawowe wyniki finansowe - Q1 2017
- > 3. Segmenty – EBITDA w Q1 2017
- > 4. Segmenty – omówienie:
 -  > Poszukiwanie i Wydobywanie
 -  > Obrót i Magazynowanie
 -  > Dystrybucja
 -  > Wytwarzanie
- > 5. Załączniki

Czynniki wpływające na wynik finansowy

- Wzmocnienie USD wobec PLN R/R, stabilne EUR wobec PLN R/R

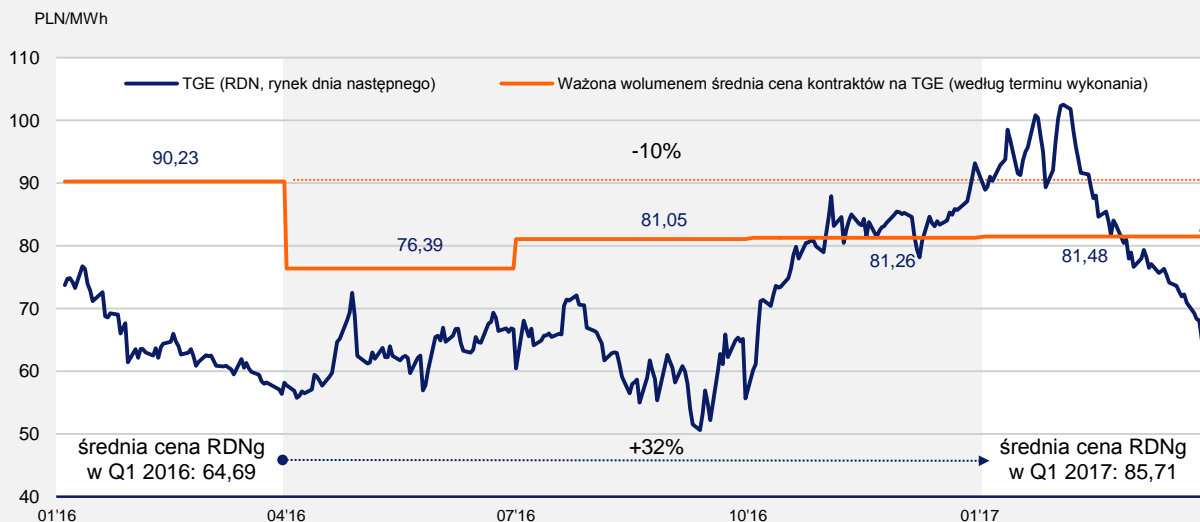


- 3-miesięczna średnia cen ropy wzrosła w Q1 2017 o 57% R/R



- Wzrost przychodów ze sprzedaży wskutek rosnących cen ropy naftowej i wolumenów sprzedaży gazu

- Ceny gazu TGE RDN oraz średnia cena kontraktów ważonych wolumenem

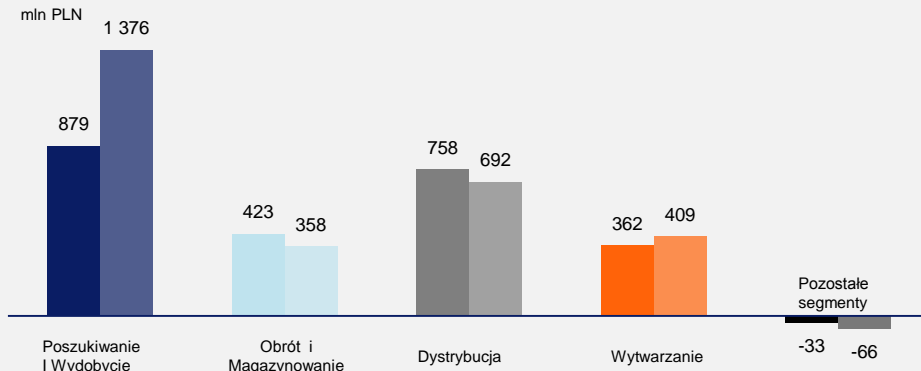


Uwagi:

- Cena sprzedaży na TGE: dominujące pod względem wolumenu terminy kontraktów gazowych na TGE i innych giełdach gazu to kontrakty kwartalne, sezonowe (lato/zima) i roczne. Rynek kontraktów terminowych miesięcznych i tygodniowych oraz rynek spot pełnią funkcję uzupełniającą.
- Ważoną wolumenem średnią kwartalną cen kontraktów na TGE obliczono na podstawie kwotowań kontraktów z datą realizacji przypadającą na dany kwartał.

Podstawowe wyniki finansowe - Q1 2017

> EBITDA Grupy w podziale na segmenty w Q1 2017 vs Q1 2016



Poszukiwanie i Wydobywanie

- > Wzrost przychodów ze sprzedaży:
 - > ropy i kondensatu R/R o 242 mln PLN (+66%),
 - > gazu R/R o 219 mln PLN (+26%),
 - > usług geofizycznych i wiertniczych R/R o 25 mln PLN (+26%).

Obrót i Magazynowanie

- > Wzrost przychodów ze sprzedaży gazu o 5% pomimo niższych cen sprzedaży, głównie za sprawą wzrostu wolumenu o 11%.
- > Zwiększenie odpisu na zapasie gazu w Q1 2017 o 35 mln PLN wobec odwrócenia odpisu na +165 mln PLN w Q1 2016 (stan odpisu na koniec 1Q17 wyniosło 66 mln PLN).

Dystrybucja

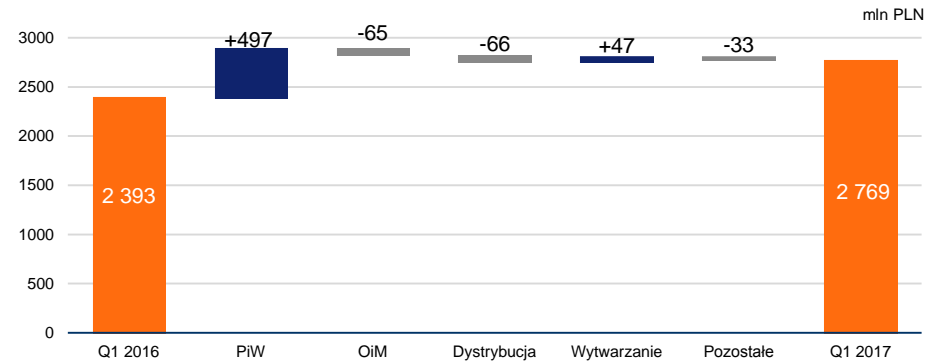
- > Wzrost wolumenu o 13% R/R w Q1 2017.
- > W Q1 2017 wpływ bilansowania systemu na -218 mln PLN (-150 mln PLN rok wcześniej).

Wytwarzanie

- > Wzrost wolumenów sprzedaży ciepła i energii elektrycznej (z produkcji).

[mln PLN]	Q1 2016	Q1 2017	Δ%
Przychody ze sprzedaży	10 980	11 652	6%
Koszty operacyjne (bez amortyzacji)	(8 587)	(8 883)	3%
EBITDA	2 393	2 769	16%
Amortyzacja	(672)	(695)	(3%)
EBIT	1 721	2 074	21%
Wynik na działalności finansowej	48	19	(60%)
Zysk netto	1 386	1 599	15%

> Wzrost EBITDA Grupy PGNiG w Q1 2016 vs Q1 2017*



*Zmiany nie uwzględniają uzgodnień do danych skonsolidowanych

Segment – Poszukiwanie i Wydobywanie

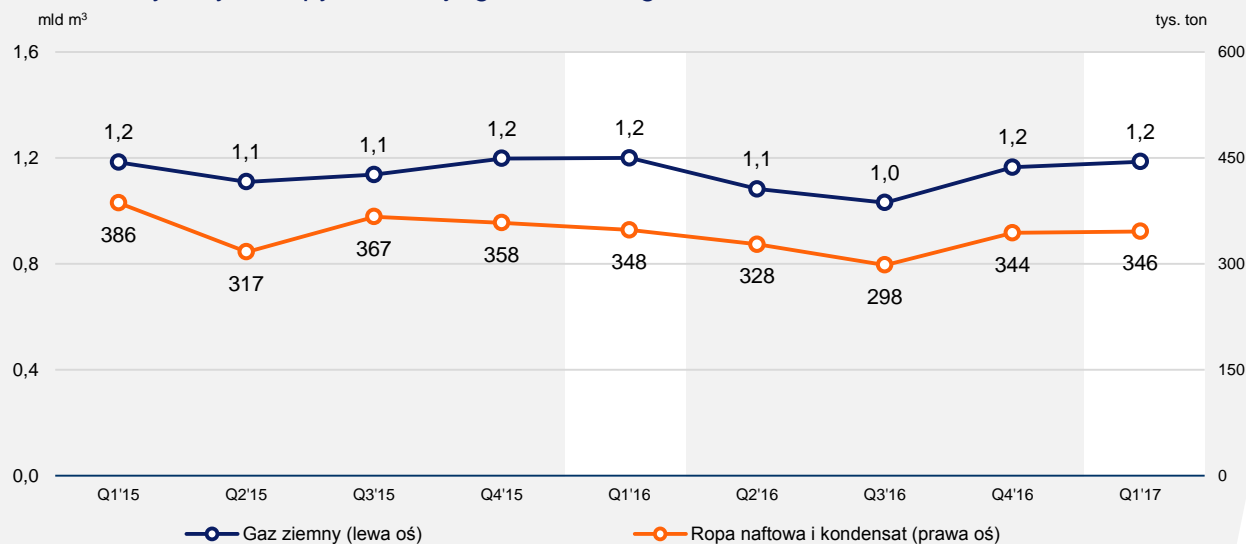
[mIn PLN]	Q1 2016	Q1 2017	Δ%
Przychody ze sprzedaży	1 351	1 851	37%
Koszty operacyjne (bez amortyzacji)	(472)	(475)	(1%)
EBITDA	879	1 376	57%
Amortyzacja	(287)	(292)	(2%)
EBIT	592	1 084	83%

- Wzrost przychodów podążający za cenami ropy i gazu

Komentarz:

- Zwiększenie przychodów ze sprzedaży ropy naftowej i kondensatu (R/R o 242 mln PLN) przy rosnącej o blisko 61% cenie ropy wyrażonej w PLN oraz 2% spadku wolumenu sprzedaży do 390 tys. ton.
- Wyższe przychody ze sprzedaży gazu w segmencie (R/R o 219 mln PLN), przy wolumenie na poziomie zbliżonym do Q1 2016, w wyniku wzrostu cen gazu na TGE (+35% R/R) oraz TTF (+32% R/R). Przychody PGNiG SA wyższe o 25% (186 mln PLN) a PUN wyższe o 33 mln PLN R/R (+35%).
- Spisane odwierty negatywne i sejsmika: -17 mln PLN w Q1 2017 przy -46 mln PLN w Q1 2016.

Stabilne wydobywanie ropy naftowej i gazu ziemnego w Q1 2017 R/R



Segment – Obrót i Magazynowanie

[mln PLN]	Q1 2016	Q1 2017	Δ%
Przychody ze sprzedaży	9 620	9 932	3%
Koszty operacyjne (bez amortyzacji)	(9 197)	(9 574)	(4%)
EBITDA	423	358	(15%)
Amortyzacja	(48)	(50)	(4%)
EBIT	375	308	(18%)

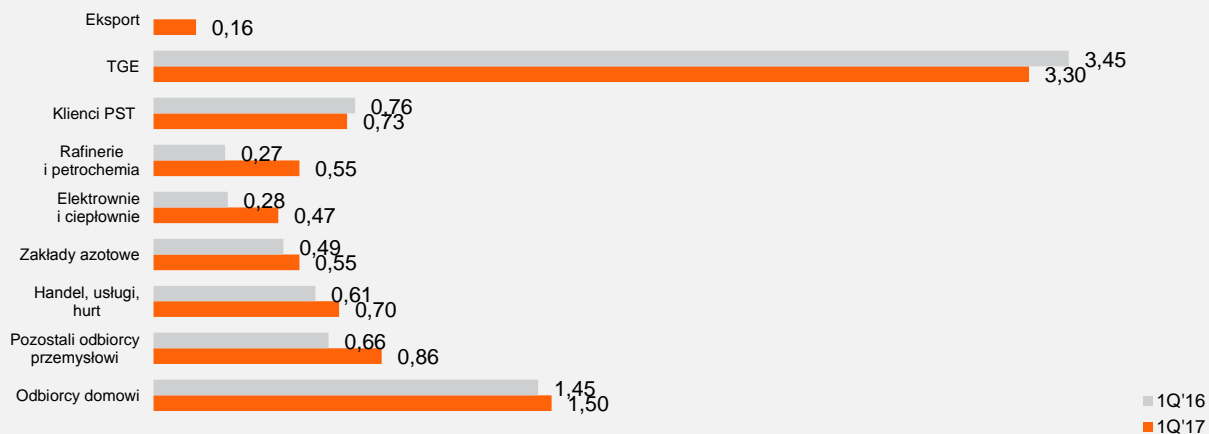
- Wzrost przychodów w wyniku wzrostu wolumenu przy niższych cenach rynkowych gazu.

Komentarz:

- Wzrost przychodów ze sprzedaży gazu o 439 mln PLN (do 9,4 mld PLN w Q1 2017) pomimo niższych cen sprzedaży, głównie za sprawą wzrostu wolumenu.
- Udział sprzedaży energii elektrycznej w przychodach w Q1 2017 na poziomie 483 mln PLN – zbliżonym do wyniku Q1 2016.
- Zwiększenie odpisu na zapas gazu w Q1 2017 o 35 mln PLN wobec odwrócenia odpisu na +165 mln PLN w Q1 2016 (stan odpisu na koniec 1Q17 wyniosło 66 mln PLN – głównie zapas LNG w terminalu).
- Zwiększenie rezerwy na opłatę zastępczą dot. świadectw efektywności energetycznej o 62 mln PLN do 81 mln PLN. Niższe koszty w 1Q 2016 wynikały z rozwiązania nadwyżki dot. białych certyfikatów z 2015 roku.
- Wpływ transakcji zabezpieczających zakup gazu: +45 mln PLN w Q1 2017 w porównaniu do -248 mln PLN w Q1 2016.
- Wyższy wolumen sprzedaży do odbiorców przemysłowych zarówno w obrocie detalicznym jak i hurtowym, oraz wzrost wolumenu sprzedaży do odbiorców domowych.

Grupa PGNiG* – wolumen sprzedaży gazu w grupach odbiorców

mln m³



Segment – Dystrybucja

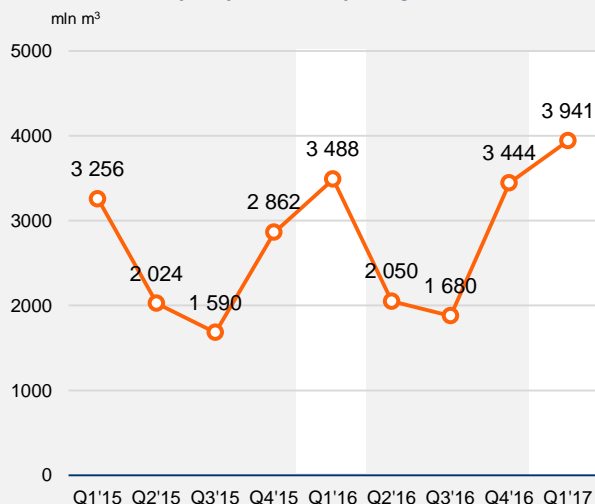
[mln PLN]	Q1 2016	Q1 2017	Δ%
Przychody ze sprzedaży	1 397	1 469	5%
Koszty operacyjne (bez amortyzacji)	(639)	(777)	(22%)
EBITDA	758	692	(9%)
Amortyzacja	(225)	(231)	(3%)
EBIT	533	461	(14%)

- Wyniki segmentu pod wpływem wzrostu wolumenu dystrybucji gazu oraz wzrostu kosztów operacyjnych

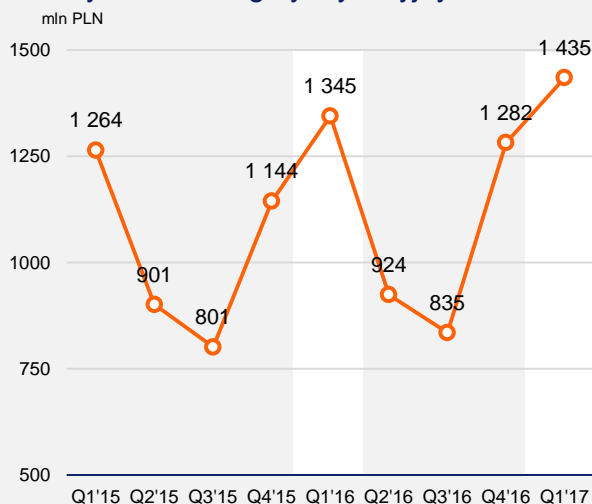
Komentarz:

- Wolumen dystrybuowanych gazów o ponad 13% wyższy R/R sięgający 0,5 mld m³ (nowe przyłącza i niższa temperatura).
- Przychody ze świadczenia usługi dystrybucyjnej wyższe o 90 mln PLN R/R (7%).
- Saldo przychodów i kosztów z tytułu bilansowania systemu niższe R/R: -218 mln PLN w Q1 2017 wobec -150 mln PLN rok wcześniej. Wpływ na wynik jest zgodny z założeniami temperaturowej metody szacowania sprzedaży.
- Wzrost świadczeń pracowniczych (29% R/R) dotyczy przede wszystkim zmiany struktury organizacyjnej Polskiej Spółki Gazownictwa Sp. z o.o. oraz nowego regulaminu premiowania.
- Wzrost kosztów usług przesyłowych o 47 mln PLN (39% R/R) w wyniku wzrostu wolumenu oraz wyższych stawek taryfowych OGP Gaz-System S.A.

Wolumen dystrybuowanych gazów



Przychód z usług dystrybucyjnych



Segment – Wytwarzanie

[mln PLN]	Q1 2016	Q1 2017	Δ%
Przychody ze sprzedaży	742	859	16%
Koszty operacyjne (bez amortyzacji)	(380)	(450)	(18%)
EBITDA	362	409	13%
Amortyzacja	(96)	(108)	13%
EBIT	266	301	13%

- Wynik segmentu wsparty akwizycjami w PEC i SEJ oraz wzrostem wolumenu sprzedaży ciepła

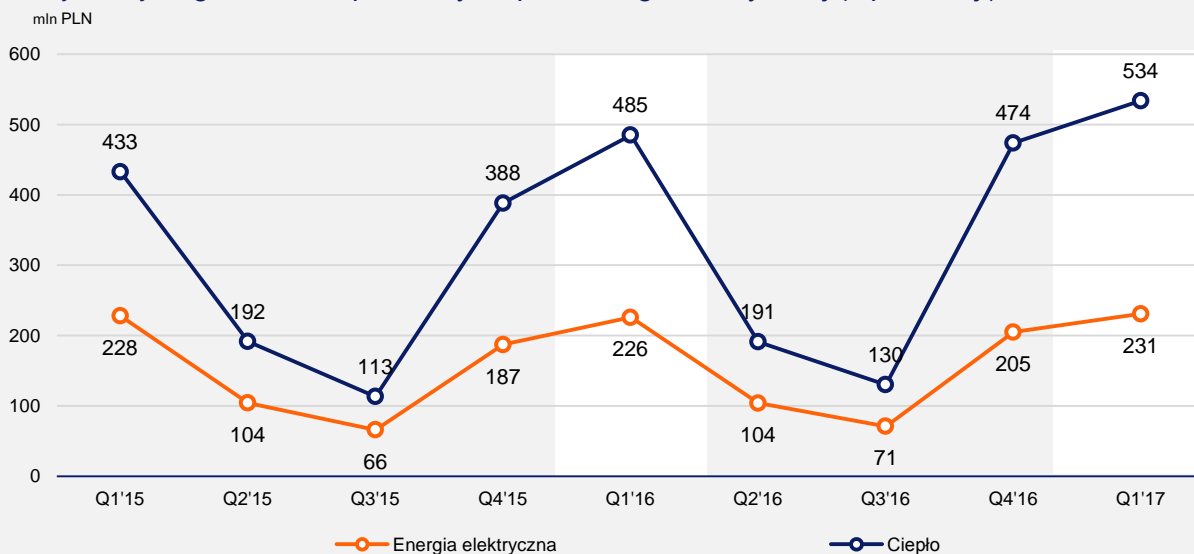
Komentarz:

- Wzrost przychodów ze sprzedaży ciepła R/R o 10% do poziomu 534 mln PLN przy wolumenie wyższym o 12% i przy niezmienionej taryfie na ciepło.
- Wzrost przychodów ze sprzedaży Ee z wytwarzania R/R o 5 mln PLN do poziomu 231 mln PLN w związku ze wzrostem wolumenu sprzedaży o 5%.
- Wzrost o 2% R/R kosztów zakupu węgla do poziomu -265 mln PLN w Q1 2017 (w tym 17 mln PLN kosztu zakupu węgla przez SEJ i PEC).
- Zmiana struktury zużycia paliw, wyższe spalanie biomasy i oleju opałowego (C Wola)

Wolumen sprzedaży w Q1 2017:

- Sprzedaż ciepła poza GK PGNiG na poziomie 17,7 PJ, czyli o 9% więcej R/R.
- Energia elektryczna (z produkcji) 1,5 TWh, czyli o 5% więcej R/R.

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



Informacje kontaktowe

Aleksandra Dobosiewicz

Zastępca Dyrektora Departamentu Ekonomicznego

Kierownik Działu Relacji Inwestorskich

tel.: +48 22 589 46 71

kom.:+48 665 004 847

faks: +48 22 691 81 23

e-mail: aleksandra.dobosiewicz@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

Zastrzeżenie

Wszystkie opinie, oceny i prognozy zawarte w niniejszej prezentacji (Prezentacja) są przygotowywane przez Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo (PGNiG) S.A. na podstawie publicznie dostępnych informacji. Informacje zawarte w Prezentacji mogą ulec zmianie bez wcześniejszego powiadomienia, mogą być niepełne lub skrócone, oraz mogą nie zawierać wszystkich istotnych informacji. Informacje zawarte w niniejszej Prezentacji nie stanowią oferty inwestycyjnej, rekomendacji inwestycyjnej ani oferty świadczenia jakiegokolwiek usługi. Prezentacja zawiera także informacje i oświadczenia, które są związane z przyszłymi, ale nie przeszłymi zdarzeniami. Wszelkie takie wypowiedzi prognozujące oparte są na założeniach i oczekiwaniach PGNiG, ale ze względu na ich przyszły i niepewny charakter noszą ze sobą ryzyko, że w rzeczywistości przyszłe fakty lub wydarzenia mogą się znacznie różnić od tych stwierdzeń dotyczących przyszłości, zawartych w Prezentacji. Prezentacja nie powinna być wykorzystywana przy podejmowaniu jakichkolwiek decyzji lub jakichkolwiek działań inwestycyjnych. Aby uzyskać więcej informacji dotyczących PGNiG zajrzyj do jego raportów bieżących i okresowych. PGNiG nie ponosi odpowiedzialności za dokładność, kompletność lub wykorzystywanie informacji zawartych w Prezentacji, i nie zobowiązują się do jej aktualizacji. Informacje zawarte w niniejszej Prezentacji nie stanowią porady prawnej lub innej profesjonalnej porady.

> Więcej informacji



Strona Relacji Inwestorskich

www.ri.pgnig.pl



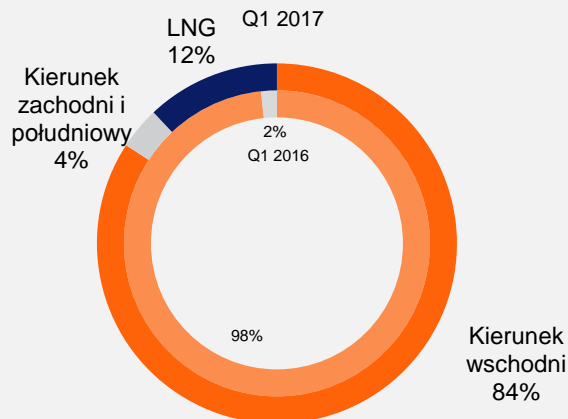
Załączniki

- 1. Sprzedaż i struktura importu gazu
- 2. Koszty operacyjne
- 3. Zadłużenie i źródła finansowania
- 4. Bilans, rachunek przepływów pieniężnych, wskaźniki finansowe i zatrudnienie
- 5. Wolumeny operacyjne



Sprzedaż i struktura importu gazu

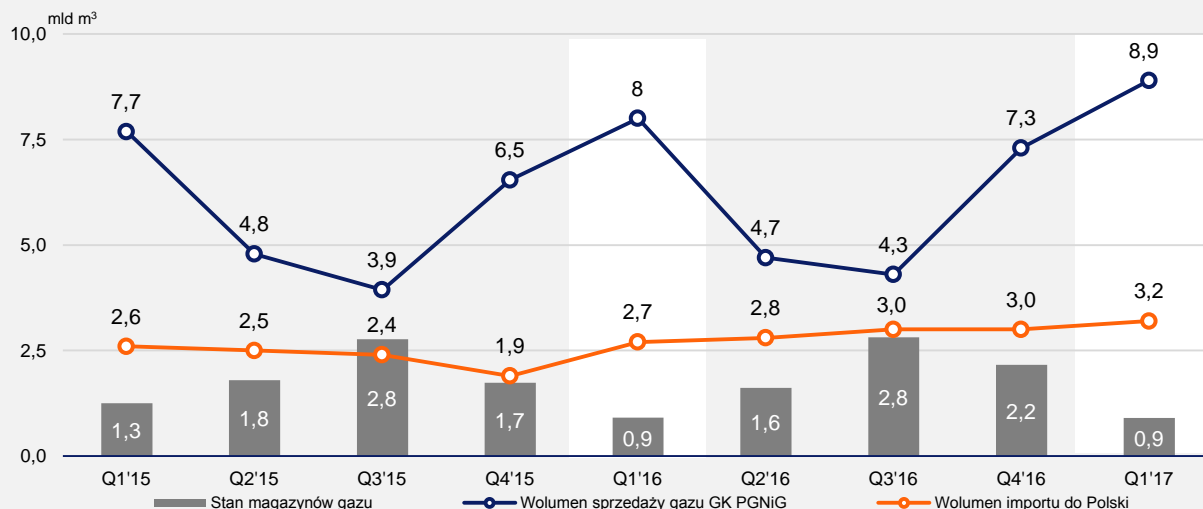
> Struktura importu gazu do Polski w Q1 2017 vs Q1 2016



> Istotny udział LNG w strukturze importu w Q1 2017.

> Sprzedaż gazu Grupy PGNiG w Q1 2017 wyższa R/R o 0,9 mld m³, przede wszystkim do odbiorców przemysłowych zarówno w obrocie detalicznym jak i hurtowym.

> Sprzedaż gazu Grupy PGNiG, stan magazynów i wolumen importu



Komentarz:

> Zapas LNG w terminalu: 99 mln m³ (na 31.03.2017).

Wzrost kosztów operacyjnych w Q1 2017

[mIn PLN]	Q1 2016	Q1 2017	Δ%
Paliwa do produkcji ciepła i energii	(282)	(293)	4%
Zużycie pozostałych surowców i materiałów	(361)	(351)	(3%)
Świadczenia pracownicze	(545)	(642)	18%
Usługa przesyłowa	(239)	(294)	23%
Koszt odwiertów negatywnych i sejsmiki	(46)	(17)	(63%)
Pozostałe usługi obce	(236)	(361)	52%
<i>Usługi gazownicze (w tym regazyfikacja LNG)</i>	<i>(10)</i>	<i>(95)</i>	<i>8x</i>
Pozostałe przychody i koszty operacyjne netto	(48)	(338)	6x
<i>Zmiana stanu odpisów</i>	<i>205</i>	<i>7</i>	<i>(97%)</i>
<i>-Odpis na zapasy</i>	<i>170</i>	<i>(19)</i>	<i>(111%)</i>
<i>-Odpis aktualizujący wartość składników majątku trwałego</i>	<i>49</i>	<i>20</i>	<i>(59%)</i>
<i>Podatki i opłaty</i>	<i>(448)</i>	<i>(524)</i>	<i>17%</i>
Koszt wytworzenia świadczeń na własne potrzeby	163	159	(2%)
Amortyzacja	(672)	(695)	3%
Koszty operacyjne bez kosztu sprzedanego gazu	(2 266)	(2 829)	4%
Koszt sprzedanego gazu	(6 993)	(6 749)	(3%)
Koszty operacyjne ogółem	(9 259)	(9 578)	3%

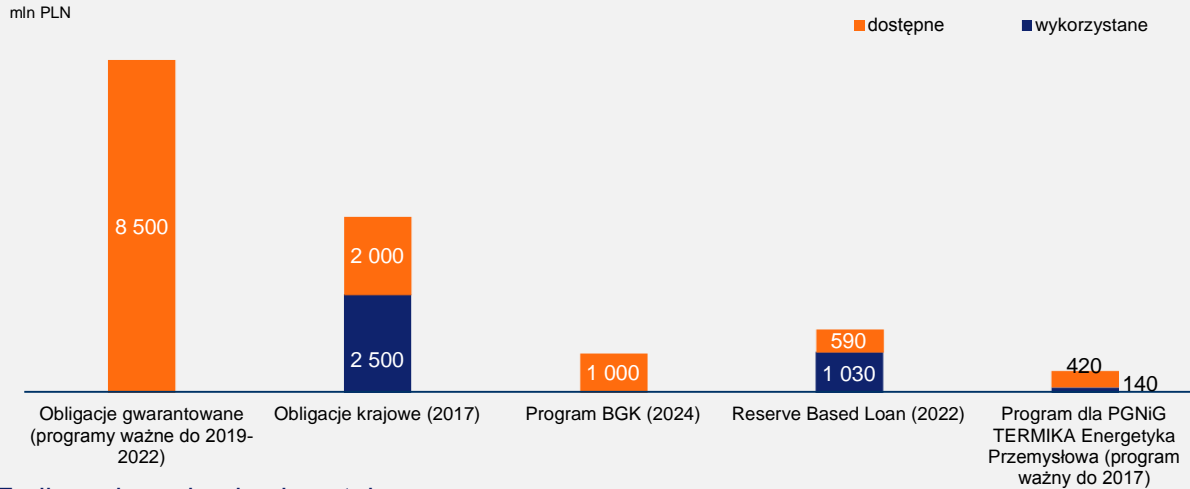
- Wzrost kosztów regazyfikacji, opłat eksploatacyjnych zrekompensowane przez spadek kosztów pozyskania gazu.

Komentarz:

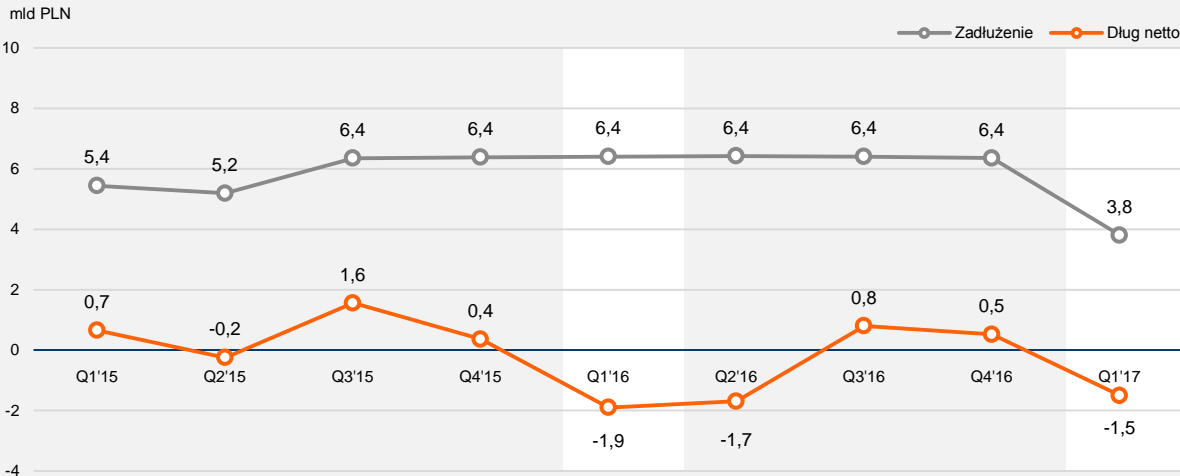
- Wzrost kosztów świadczeń pracowniczych z tytułu premii pracowniczych (+50 mln PLN R/R), wzrostu wynagrodzeń +19 mln PLN R/R i innych świadczeń pracowniczych.
- Niższy koszt spisania odwiertów negatywnych: -17 mln PLN w Q1 2017 vs -46 mln PLN w Q1 2016. W obu okresach spisano 3 odwierty negatywne, nie wystąpiły koszty sejsmiki.
- Wzrost kosztów pozostałych usług obcych o 123 mln PLN R/R głównie w związku ze wzrostem kosztu regazyfikacji (+87 mln PLN R/R)
- Wzrost kosztów z tytułu różnic kursowych z działalności operacyjnej o 94 mln PLN R/R.
- Wzrost podatków i opłat (75 mln PLN) głównie w wyniku niedoszacowania podatku od gazociągów (wzrost o 56 mln PLN) w Q1 2016.
- Zmiana stanu produktów +107 mln PLN R/R

Zadłużenie i źródła finansowania

Źródła finansowania (stan na 31.03.2017)



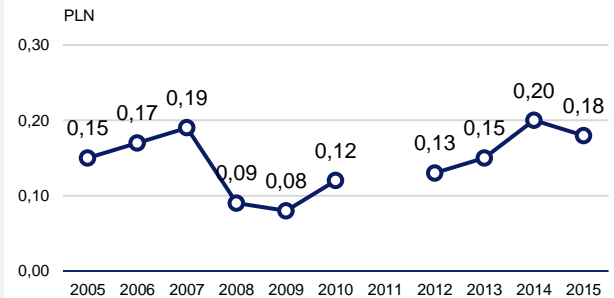
Zadłużenie na koniec kwartału



Komentarz:

> W dniu 13 lutego 2017 r. PGNiG dokonała terminowej spłaty pożyczki udzielonej przez PGNiG Finance AB w wysokości 500 mln EUR wraz z należnymi odsetkami. W dniu 14 lutego 2017r. PGNiG Finance AB wykupiła euroobligacje o wartości nominalnej 500 mln EUR wraz z należnymi odsetkami.

Dywidenda na akcje

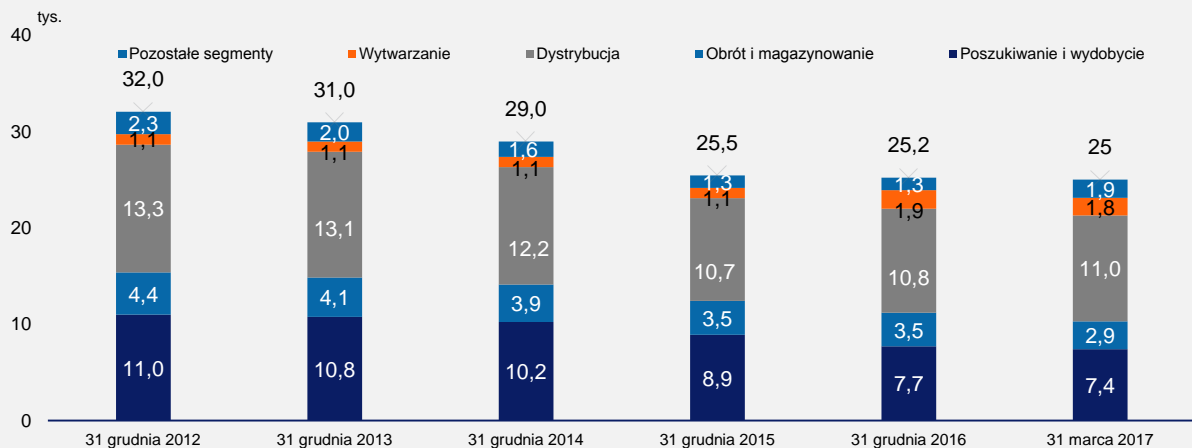


> Założenie Strategii: wypłata do 50% skonsolidowanego zysku netto w postaci dywidendy w latach 2015-2022 (przy założeniu stabilnej sytuacji finansowej, zabezpieczenia potrzeb inwestycyjnych).

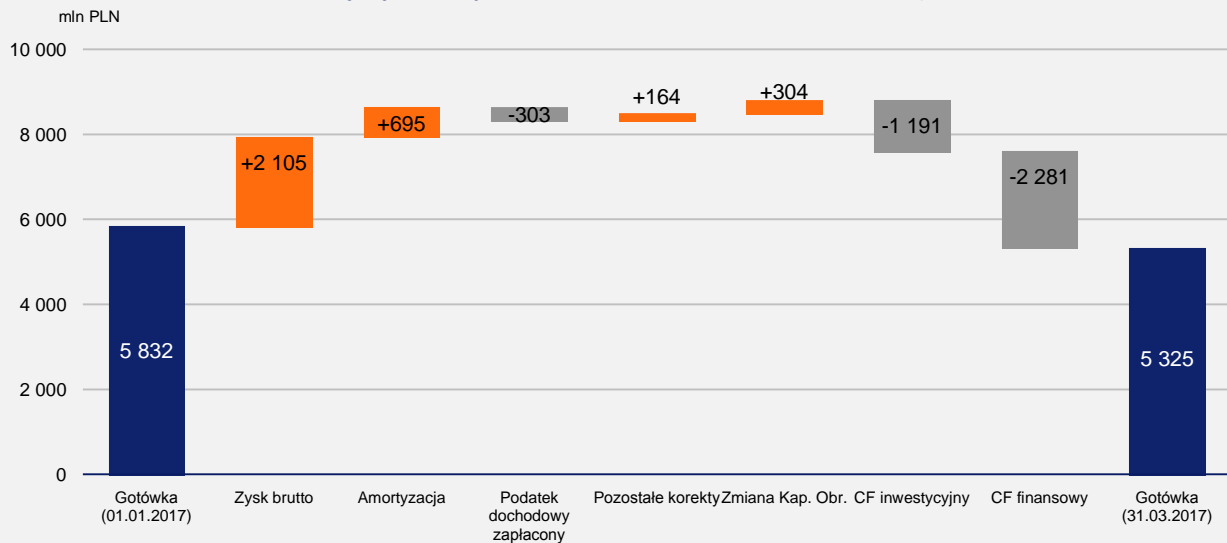


Bilans, rachunek przepływów pieniężnych, wskaźniki finansowe i zatrudnienie

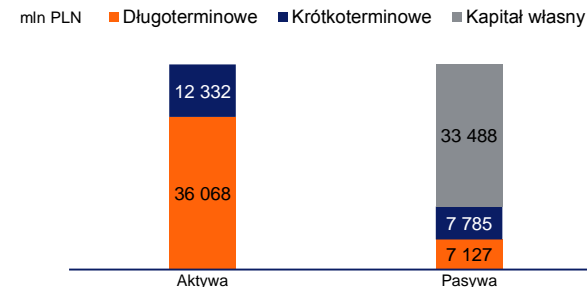
> Zatrudnienie (stan na dzień)



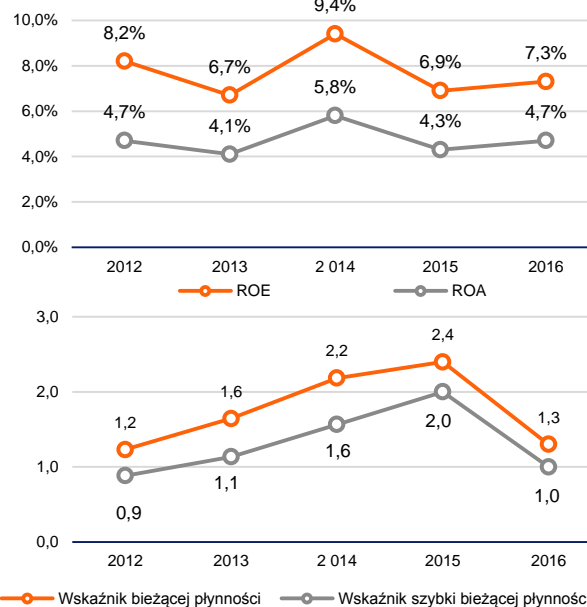
> Skonsolidowane przepływy pieniężne (01.01.2017 r. - 31.03.2017 r.)



> Bilans Grupy (stan na 31.03.2017 r.)



> Rentowność i wskaźniki płynności



Wolumeny operacyjne

WYDOBYCIE GAZU ZIEMNEGO GK PGNiG [mln m³]

	Q1 2017	FY 2016	Q4 2016	Q3 2016	Q2 2016	Q1 2016	FY 2015	Q4 2015	Q3 2015	Q2 2015	Q1 2015
GAZ WYSOKOMETANOWY (E)	474	1 918	473	450	487	509	2 027	504	515	507	501
<i>w tym w Polsce</i>	328	1 401	347	346	349	359	1 454	366	359	362	367
<i>w tym w Norwegii</i>	146	517	126	104	138	150	573	138	156	145	134
GAZ ZAAZOTOWANY (Ls/Lw przeliczony na E)	712	2 540	692	582	596	670	2 564	664	612	602	685
<i>w tym w Polsce</i>	680	2 480	670	570	584	657	2 513	651	601	589	672
<i>w tym w Pakistanie</i>	32	59	22	12	13	13	52	13	12	13	13
RAZEM (przeliczony na E)	1 186	4 458	1 165	1 032	1 083	1 179	4 591	1 168	1 128	1 109	1 186
Wydobycie razem przeliczone na kboe/d	81	79	82	72	77	84	81	84	80	79	83

SPRZEDAŻ GAZU ZIEMNEGO w GK PGNiG [mln m³]

GAZ WYSOKOMETANOWY (E)	8 396	22 900	6 923	4 006	4 411	7 560	21 653	6 184	3 662	4 497	7 311
<i>w tym sprzedaż PST poza GK PGNiG</i>	734	2 511	561	614	571	764	2 311	648	639	502	522
GAZ ZAAZOTOWANY (Ls/Lw przeliczony na E)	469	1 373	419	244	298	412	1 295	355	261	285	395
RAZEM (przeliczony na E)	8 865	24 273	7 342	4 250	4 709	7 972	22 949	6 539	3 922	4 782	7 705
<i>w tym sprzedaż bezpośrednio ze złóż</i>	243	756	218	137	181	221	736	192	169	169	206

IMPORT GAZU ZIEMNEGO przez PGNiG SA [mln m³]

Razem	3 219	11 527	2 968	3 020	2 837	2 702	9 330	1 863	2 398	2 495	2 574
<i>w tym: kierunek wschodni</i>	2 709	10 248	2 539	2 429	2 623	2 657	8 155	1 774	2 329	2 219	1 833
<i>w tym: LNG</i>	387	974	380	384	210	-	-	-	-	-	-

ROPA NAFTOWA w GK PGNiG [tys. ton]

Wydobycie ropy naftowej i kondensatu	346	1 318	344	298	328	348	1 428	358	367	317	386
<i>w tym w Polsce</i>	216	764	207	177	176	203	765	207	204	147	207
<i>w tym w Norwegii</i>	130	555	137	121	152	145	664	151	163	170	180
Wydobycie razem przeliczone na kbb/d	27	26	27	24	26	28	29	29	29	26	31
Sprzedaż ropy naftowej i kondensatu	390	1 347	326	287	336	398	1 391	315	356	372	348
<i>w tym w Polsce</i>	218	754	198	179	172	205	772	211	196	148	217
<i>w tym w Norwegii</i>	172	593	127	108	164	193	619	104	160	224	131

WYTWARZANIE

Produkcja E.c. netto (sprzedaż) [TJ]	17 669	39 527	15 079	2 945	5 351	16 152	36 209	12 643	2 701	5 810	15 055
Produkcja E.e. netto II stopnia (do sprzedaży) [GWh]	1 458	3 604	1 204	418	591	1 390	3 487	1 136	328	674	1 349

