

Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo SA

Wyniki finansowe Grupy PGNiG
za I kwartał 2018

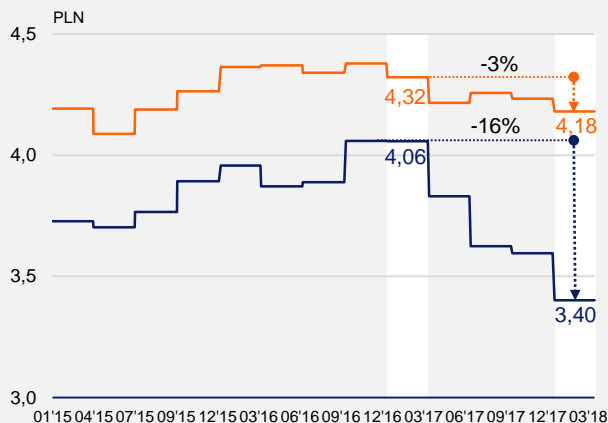


23 maja 2018 r.



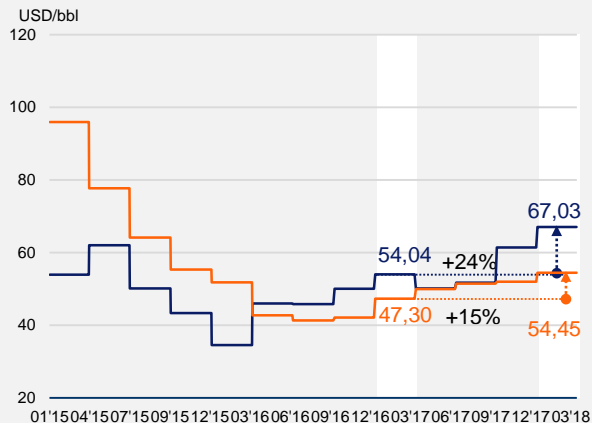
Czynniki wpływające na wynik finansowy

> Silniejszy PLN wobec EUR i USD R/R



— Średni kwartalny kurs USD/PLN
— Średni kwartalny kurs EUR/PLN

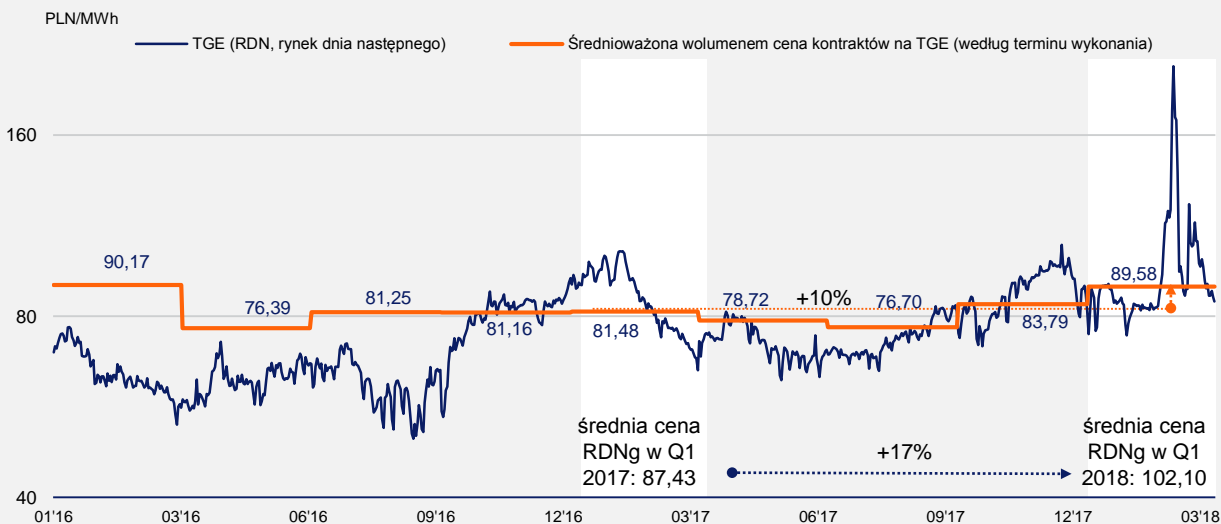
> 9-miesięczna średnia cen ropy wzrosła w Q1 2018 o 15% R/R



— 3-mies. średnia cena ropy naftowej Brent w USD
— 9-mies. średnia cena ropy naftowej w USD

- > Wzrost przychodów ze sprzedaży na skutek wysokich wolumenów sprzedaży gazu, przy rosnącym jednostkowym koszcie pozyskania 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 cenę kontraktów na TGE obliczono na podstawie kwotowań kontraktów z datą realizacji przypadającą na dany kwartał.

Zmiany w prezentacji usług wg MSSF 15

> Prezentacja wpływu wdrożenia MSSF 15 na skonsolidowany rachunek zysków i strat

Skonsolidowany rachunek zysków i strat w 2017 roku (w mln zł)	Q1 2017 przed zmianą	wpływ	Q1 2017 po zmianie
Przychody ze sprzedaży, w tym:	11 652	-37	11 615
Przychody ze sprzedaży gaz	9 468	-1 234	8 234
Przychody ze sprzedaży pozostałe	2 184	1 197	3 381
Koszty operacyjne (bez amortyzacji), w tym:	-8 883	37	-8 846
Usługi przesyłowe	-294	34	-260
Pozostałe usługi	-361	3	-358

Skonsolidowany rachunek zysków i strat w 2018 roku (w mln zł)	Q1 2018 przed zmianą	wpływ	Q1 2018 po zmianie
Przychody ze sprzedaży, w tym:	13 297	-50	13 247
Przychody ze sprzedaży gaz	10 853	-1 291	9 562
Przychody ze sprzedaży pozostałe	2 444	1 241	3 685
Koszty operacyjne (bez amortyzacji), w tym:	-10 623	50	-10 573
Usługi przesyłowe	-311	42	-269
Pozostałe usługi	-400	8	-392

> Grupa zastosowała wymogi nowych standardów MSSF 9 i MSSF 15 z wykorzystaniem zmodyfikowanego podejścia retrospektywnego ze skutkiem od 1 stycznia 2018 roku i zgodnie z MSSF w raporcie okresowym nie przekształcono okresu porównawczego.

> Dla ułatwienia interpretacji wyników finansowych niniejszy slajd przedstawia w uproszczeniu wpływ MSSF 15 na prezentację Q1 2017 oraz Q1 2018.

> **Kolejne slajdy prezentacji porównują Q1 2018 z przekształconym Q1 2017 w zakresie MSSF 15.**

MSSF 9 – Instrumenty finansowe:

- > zmiana w zasadach klasyfikacji i wyceny aktywów finansowych,
- > wprowadzenie nowego modelu wyznaczania oczekiwanych strat kredytowych oraz
- > zmiana wymogów w zakresie rachunkowości zabezpieczeń.

MSSF 15 – Przychody z tytułu umów z klientami

- > Spółki Grupy które zidentyfikowały dobra lub usługi, dla których pełnią rolę pośrednika (agenta) zmieniły sposób prezentacji przychodów i kosztów. Przychody prezentowane są w kwocie wynagrodzenia netto.
- > Grupa jako podmiot nie mający wpływu na główne cechy świadczonych usług i ich cenę pełni rolę pośrednika (agenta) w zakresie usług przesyłu gazu i dystrybucji energii elektrycznej. Przychody ze sprzedaży usługi dystrybucji gazu prezentowane są w pełnej kwocie świadczonych usług na rzecz klientów spoza Grupy PGNiG.

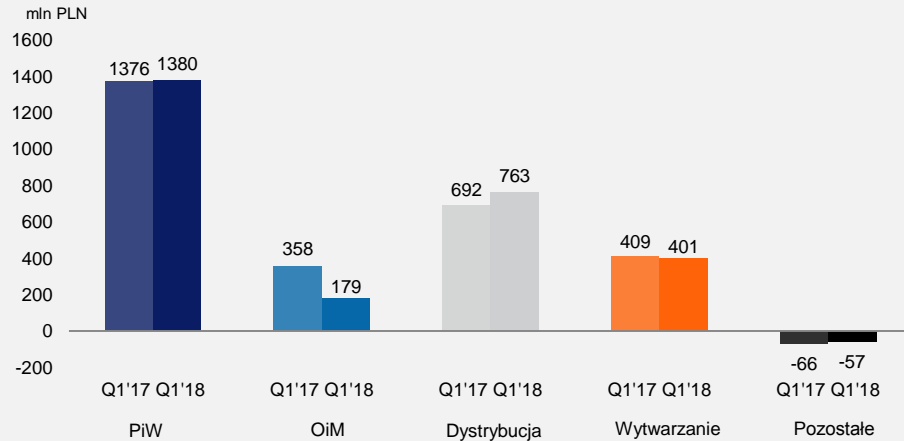
Skutki zmian prezentacji wg MSSF 15 - segmenty

Bez uwzględnienia zmiany prezentacji MSSF 15	Q1 2017	Q1 2018
Obrót i Magazynowanie		
Przychody ze sprzedaży	9 932	11 506
Koszty operacyjne (bez amortyzacji)	-9 574	-11 327
Dystrybucja		
Przychody ze sprzedaży	1 469	1 551
Sprzedaż na rzecz klientów zewnętrznych	260	294
Sprzedaż między segmentami	1 209	1 257
Koszty operacyjne (bez amortyzacji)	-777	-788
Wpływ MSSF 15		
Obrót i Magazynowanie		
Przychody ze sprzedaży	-1 235	-1 297
Koszty operacyjne (bez amortyzacji)	1 235	1 297
Dystrybucja		
Przychody ze sprzedaży	0	0
Sprzedaż na rzecz klientów zewnętrznych	1 198	1 247
Sprzedaż między segmentami	-1 198	-1 247
Koszty operacyjne (bez amortyzacji)	0	0
Nowy sposób prezentacji		
Obrót i Magazynowanie		
Przychody ze sprzedaży	8 697	10 209
Koszty operacyjne (bez amortyzacji)	-8 339	-10 030
Dystrybucja		
Przychody ze sprzedaży	1 469	1 551
Sprzedaż na rzecz klientów zewnętrznych	1 458	1 541
Sprzedaż między segmentami	11	10
Koszty operacyjne (bez amortyzacji)	-777	-788

- > Segment Obrót i Magazynowanie pełni rolę pośrednika (agenta) w zakresie usług dystrybucji gazu, przesyłu gazu i dystrybucji energii elektrycznej, dlatego przychody i koszty zostały zaprezentowane w kwocie netto.
- > W segmencie Dystrybucja zmiana prezentacji polega na wykazaniu przychodów ze sprzedaży usług dystrybucyjnych świadczonych na rzecz klientów spoza GK PGNiG jako sprzedaż zewnętrzną.
- > Kolejne slajdy prezentacji porównują Q1 2018 według nowych standardów z przekształconym Q1 2017 w zakresie MSSF 15.

Podstawowe wyniki finansowe Q1 2018

> EBITDA Grupy w podziale na segmenty w Q1 2017 vs Q1 2018



Poszukiwanie i Wydobywanie

- > Wzrost przychodów ze sprzedaży gazu R/R o 107 mln PLN (+10%).
- > Koszt odwiertów negatywnych w Q1 2018: -244 mln PLN wobec -17 mln PLN w Q1 2017.
- > Rozwiązanie odpisów na majątek trwały w Q1 2018: +241 mln PLN wobec +5 mln PLN w Q1 2017.

Obrót i Magazynowanie

- > Wzrost przychodów ze sprzedaży gazu o 16% głównie za sprawą wzrostu wolumenu o 13% R/R.
- > W Q1 2018 wpływ rozwiązania odpisu na zapasie gazu: +25 mln PLN (głównie z tytułu wyceny rynkowej gazu w terminalu LNG). W Q1 2017 zwiększenie odpisu na zapasie gazu na poziomie -35 mln PLN.

Dystrybucja

- > Wzrost wolumenu dystrybucji o 7% R/R w Q1 2018 i przychodów z usługi dystrybucyjnej o 5% R/R.

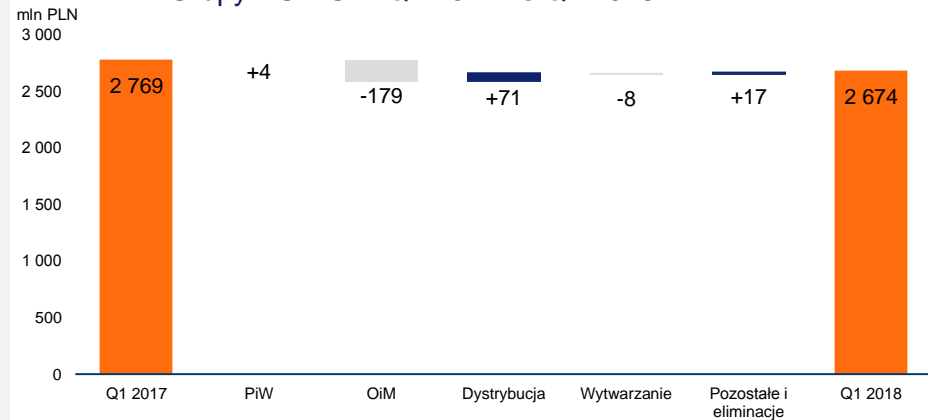
Wytwarzanie

- > Wzrost wolumenów sprzedaży: energii elektrycznej o 6% R/R (z własnej produkcji) oraz ciepła o 5% R/R.

[mln PLN]	Q1 2017	Q1 2018	Δ%
Przychody ze sprzedaży	11 615*	13 247	14%
Koszty operacyjne (bez amortyzacji)	-8 846*	-10 573	20%
EBITDA	2 769	2 674	-3%
Amortyzacja	-695	-669	-4%
EBIT	2 074	2 005	-3%
Wynik na działalności finansowej	19	40	106%
Zysk netto	1 599	1 566	-2%

*Dane przekształcone do porównywalności w związku z zastosowaniem nowego standardu sprawozdawczości finansowej MSSF 15

> EBITDA Grupy PGNiG w Q1 2017 vs Q1 2018**



**Eliminacje w Q1 2018: +8 mln PLN oraz w Q1 2017: 0 mln PLN



Segment – Poszukiwanie i Wydobywanie

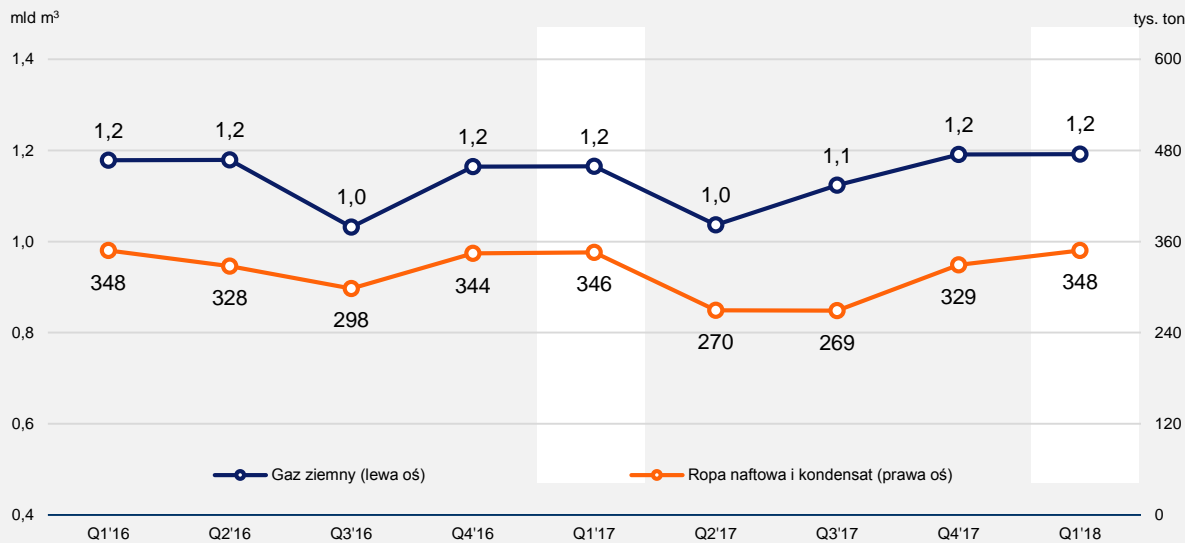
[mIn PLN]	Q1 2017	Q1 2018	Δ%
Przychody ze sprzedaży	1 851	1 979	7%
Koszty operacyjne (bez amortyzacji)	-475	-599	26%
<i>Koszty odwiertów negatywnych</i>	-17	-244	13x
<i>Odpis aktualizujący majątek trwały</i>	5	241	47x
EBITDA	1 376	1 380	0%
Amortyzacja	-292	-252	-14%
EBIT	1 084	1 128	4%

- Wzrost przychodów na skutek wyższych R/R cen ropy i gazu oraz wzrostu wolumenu sprzedaży ropy i gazu w kwartale.

Komentarz:

- Wzrost przychodów ze sprzedaży ropy naftowej i kondensatu (R/R o 85 mln PLN) na skutek wzrostu o 4% średniej kwartalnej ceny ropy wyrażonej w PLN oraz wzrostu wolumenu sprzedaży o 10% R/R do 429 tys. ton.
- Wyższe przychody ze sprzedaży gazu w segmencie (+10% R/R, o 107 mln PLN) na skutek wyższych wolumenów sprzedaży (o 19 mln m³, czyli 2% R/R) oraz wyższych cen gazu R/R.
- Spisane koszty odwiertów negatywnych: -244 mln PLN w Q1 2018 wobec -17 mln PLN w Q1 2017.
- Rozwiązanie odpisów na majątek trwały: +241 mln PLN w Q1 2018 wobec +5 mln PLN w Q1 2017.
- Pozycja *overlift* na koniec Q1 2018 na poziomie 43 tys. ton wycenianej rynkowo na -139 mln PLN (łącznie ropa naftowa i NGL oraz gaz ziemny). Zastosowanie nowej metody szacowania wartości pozycji *over/underlift* w Q1 2017 wpłynęłoby na wynik tego okresu na kwotę -64 mln PLN.

Wolumen wydobycia gazu i ropy naftowej R/R



Segment – Obrót i Magazynowanie

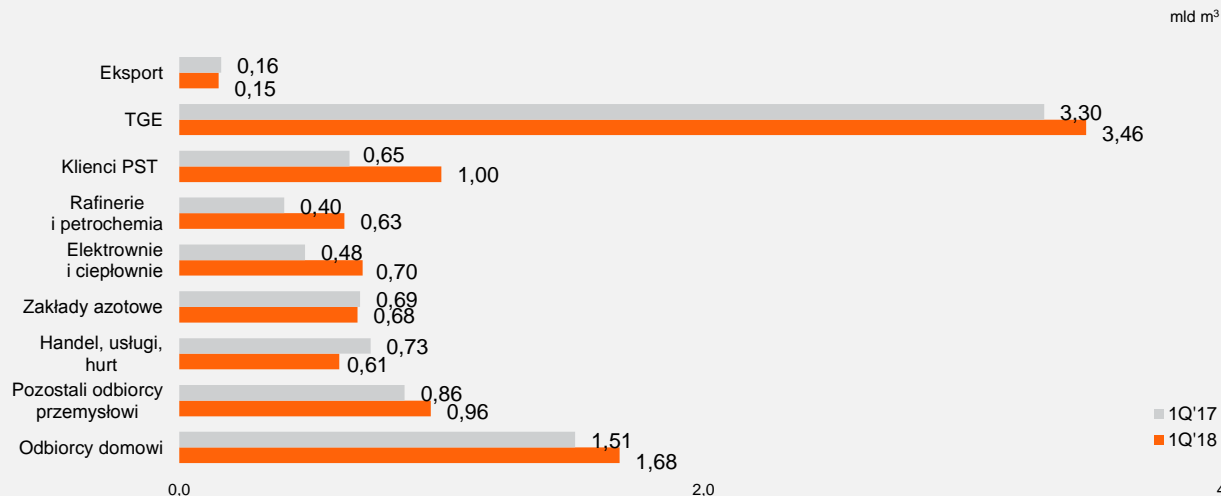
[mIn PLN]	Q1 2017	Q1 2018	Δ%
Przychody ze sprzedaży	8 697*	10 209	17%
Koszty operacyjne (bez amortyzacji)	-8 339*	-10 030	20%
EBITDA	358	179	-50%
Amortyzacja	-50	-46	-8%
EBIT	308	133	-57%

- Wzrost przychodów w wyniku wzrostu wolumenu. Wyższe koszty pozyskania gazu.

Komentarz:

- Wzrost przychodów ze sprzedaży gazu R/R (z uwzgl. wpływu transakcji zabezpieczających -173 mln PLN) o 1 347 mln PLN (do 9,5 mld PLN w Q1 2018) skorelowany z wyższym wolumenem oraz wyższą średnią ceną sprzedaży gazu.
- Wyższy wolumen sprzedaży do największych odbiorców przemysłowych oraz na TGE. Istotny wzrost sprzedaży gazu przez PST.
- Wzrost kosztów pozyskania gazu w segmencie na skutek wyższych notowań cen ropy i gazu.
- Wzrost wolumenu importu gazu do Polski R/R (Q1 2018: 3,84 mld m³ vs Q1 2017: 3,22 mld m³) przy wyższym wolumenie importu kierunku wschodniego oraz LNG.
- Przychody ze sprzedaży energii elektrycznej na poziomie 595 mln PLN, wzrost o 113 mln PLN R/R (+23% R/R) przy jednoczesnym wzroście kosztów energii na cele handlowe o 136 mln zł. Wzrost obrotu szczególnie widoczny za granicą gdzie podwojono wolumen handlu energią.
- Rozwiązanie odpisu na zapasie gazu w Q1 2018 na poziomie 25 mln PLN wobec zwiększenia odpisu o 35 mln PLN w Q1 2017.
- Zawiązanie rezerwy na opłatę zastępczą dot. świadectw efektywności energetycznej na -41 mln PLN w Q1 2018 wobec zawiązania rezerwy na -81 mln PLN R/R w Q1 2017.

Grupa PGNiG** – wolumen sprzedaży gazu w grupach odbiorców



*Dane przekształcone do porównywalności w związku z zastosowaniem nowego standardu sprawozdawczości finansowej MSSF 15.

** Łączny wolumen sprzedaży gazu poza GK PGNiG obejmujący segmenty PIW i OiM.

Wolumeny w grupie: rafinerie i petrochemia, elektrownie i ciepłownie oraz zakłady azotowe zostały przekształcone.

Segment – Dystrybucja

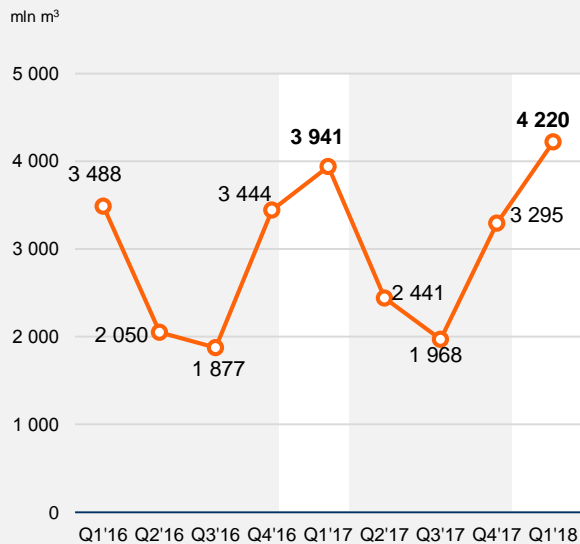
[mIn PLN]	Q1 2017	Q1 2018	Δ%
Przychody ze sprzedaży	1 469	1 551	6%
Koszty operacyjne (bez amortyzacji)	-777	-788	1%
EBITDA	692	763	10%
Amortyzacja	-231	-226	-2%
EBIT	461	537	16%

- Wyniki segmentu pod wpływem wzrostu wolumenu dystrybucji gazu

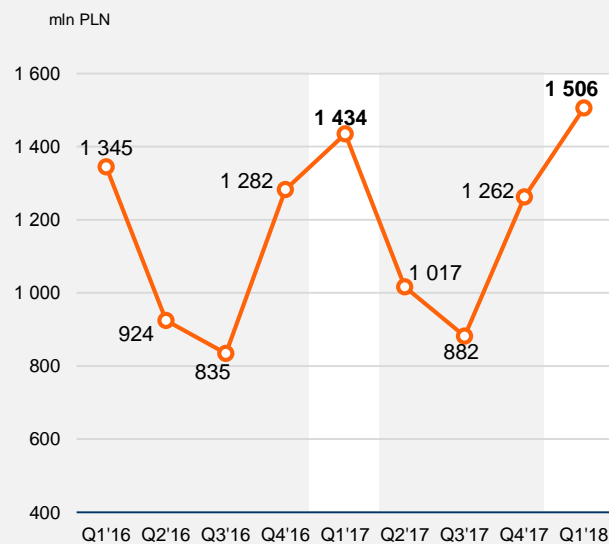
Komentarz:

- Wolumen dystrybuowanego gazu wyższy o 7% R/R sięgający 4,22 mld m³ (głównie na skutek czynników temperaturowych).
- Przychody ze świadczenia usługi dystrybucyjnej wyższe o 71 mln PLN (+5% R/R).
- Saldo przychodów i kosztów z tytułu bilansowania systemu: -177 mln PLN w Q1 2018 wobec -218 mln PLN rok wcześniej.
- Wzrost świadczeń pracowniczych o 14 mln PLN w wyniku wzrostu zatrudnienia w segmencie.
- Stabilne koszty usługi przesyłowej na poziomie 169 mln PLN.

Wolumen dystrybuowanych gazów



Przychód z usług dystrybucyjnych



Segment – Wytwarzanie

[mln PLN]	Q1 2017	Q1 2018	Δ%
Przychody ze sprzedaży	859	918	7%
Koszty operacyjne (bez amortyzacji)	-450	-517	15%
EBITDA	409	401	-2%
Amortyzacja	-108	-127	18%
EBIT	301	274	-9%

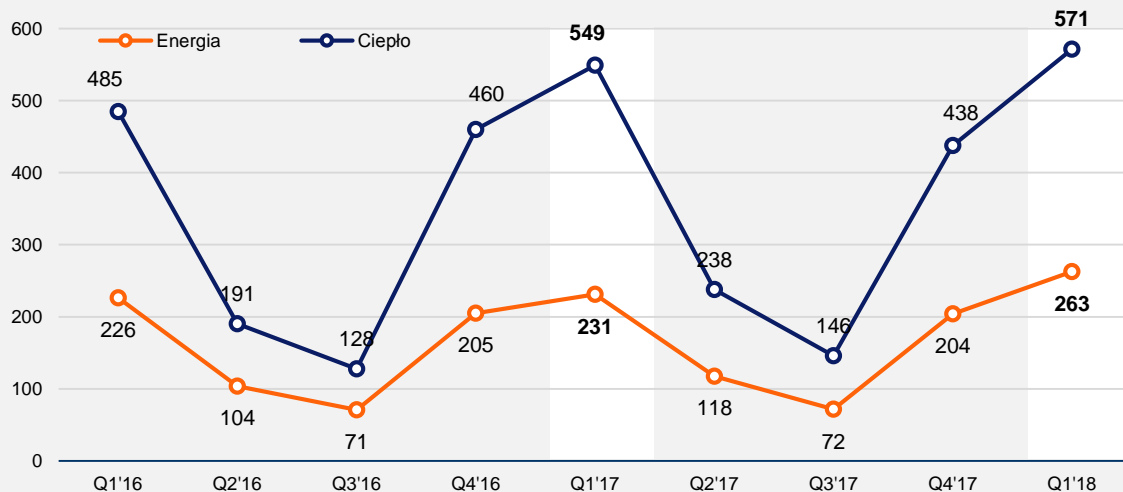
- Wynik segmentu pod wpływem czynników temperaturowych i wyższych kosztów surowców

Komentarz:

- Wzrost przychodów ze sprzedaży ciepła R/R o 4% do poziomu 571 mln PLN przy wolumenie wyższym o 5%.
- Wzrost przychodów ze sprzedaży Ee z wytwarzania o 14% R/R do poziomu 263 mln PLN przy rosnącym wolumenie sprzedaży o 6% R/R.
- Wzrost kosztów zakupu węgla o 62 mln PLN do -327 mln PLN w Q1 2018.
- Wolumen sprzedaży w Q1 2018:
 - Sprzedaż ciepła poza GK PGNiG na poziomie 19,04 PJ.
 - Energia elektryczna z produkcji: 1 539 GWh.

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

mln PLN



Informacje kontaktowe

Marcin Piechota

Kierownik Działu Relacji Inwestorskich

tel.: +48 22 589 43 22

kom.: +48 885 889 890

e-mail: marcin.piechota@pgnig.pl

Piotr Gałek

Specjalista ds. Relacji Inwestorskich

tel.: +48 22 589 48 46

kom.: +48 723 235 652

e-mail: piotr.galek@pgnig.pl

Aleksander Kutnik

Specjalista ds. Relacji Inwestorskich

tel.: +48 22 589 47 97

kom.: +48 723 239 162

e-mail: aleksander.kutnik@pgnig.pl

Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo S.A.

ul. M. Kasprzaka 25

01-224 Warszawa

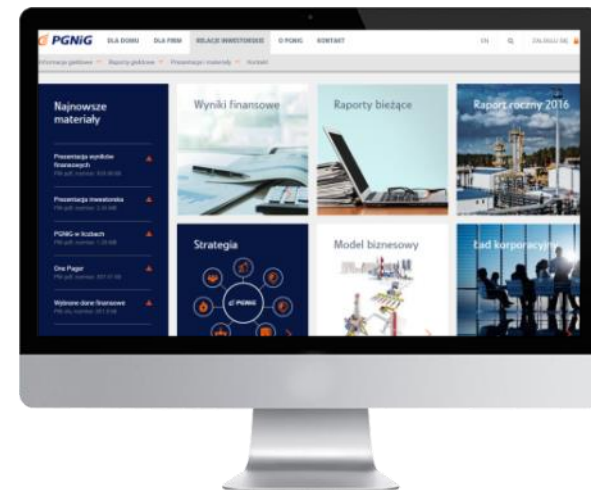
faks: +48 22 691 81 23

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 zobowiązuje 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



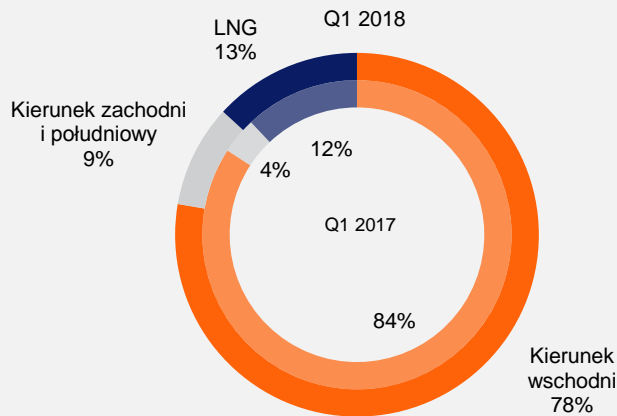
Załączniki

- 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

> Import gazu do Polski



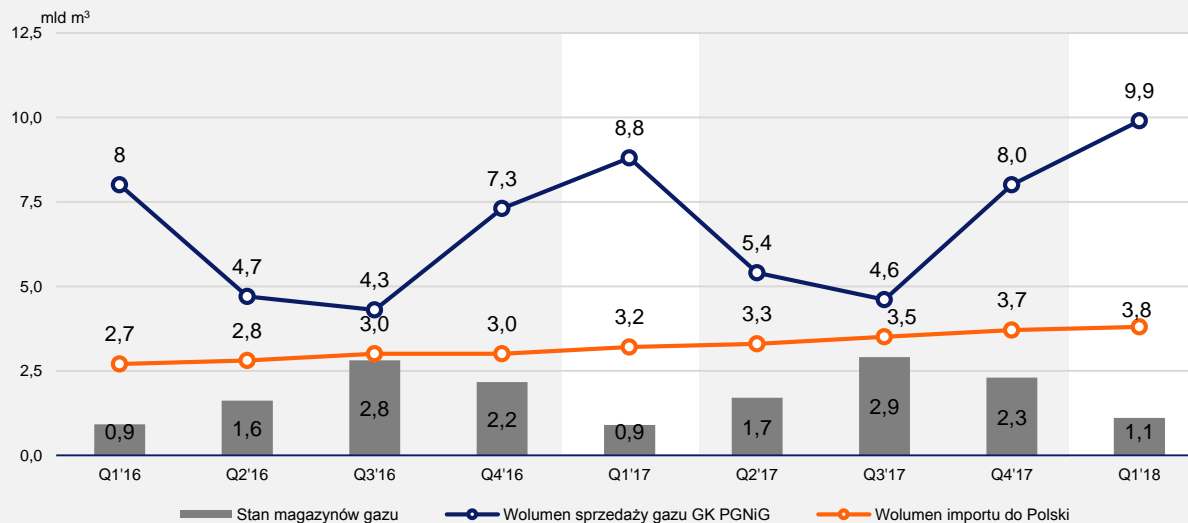
> Sprzedaż gazu poza GK PGNiG według spółek

[mln m ³]	1Q 2017	1Q 2018	Δ%
Grupa PGNiG:	8 781	9 905	+13%
<i>PGNiG SA</i>	5 387	5 944	+10%
<i>PGNiG OD</i>	2 744	2 963	+8%
<i>PST</i>	649	998	+54%

> Spadek udziału kierunku wschodniego przy wzroście udziału kierunku zachodniego i południowego oraz LNG w strukturze importu w Q1 2018.

> Sprzedaż gazu Grupy PGNiG w Q1 2018 wyższa R/R o 1,1 mld m³. Wyższy poziom sprzedaży do odbiorców przemysłowych, głównie: rafinerie i petrochemia oraz elektrownie i ciepłownie.

> Sprzedaż gazu Grupy PGNiG, stan magazynów i wolumen importu



Komentarz:

> Zapas LNG w terminalu: 96 mln m³ po regazyfikacji (stan na 31.03.2018 r.).

Koszty operacyjne w Q1 2018 vs Q1 2017

[mln PLN]	Q1 2017	Q1 2018	Δ%
Koszt sprzedanego gazu	-6 749	-8 215	22%
Paliwa do produkcji ciepła i energii	-293	-355	21%
Zużycie pozostałych surowców i materiałów	-350	-438	25%
Świadczenia pracownicze	-640	-669	5%
Usługa przesyłowa	-260*	-269	3%
Pozostałe usługi obce	-358*	-392	9%
<i>Usługi regazyfikacji LNG</i>	-87	-89	2%
Podatki i opłaty	-524	-557	6%
Pozostałe przychody i koszty operacyjne netto**	167	112	-33%
<i>Zmiana stanu odpisów na zapasy</i>	-19	63	-4x
<i>Zmiana stanu rezerw</i>	-63	-92	-46%
Odpisy z tytułu utraty wartości rzeczowego majątku trwałego i wartości niematerialnych oraz ich odwrócenie	2	-4	3x
<i>Koszt odwiertów negatywnych i sejsmiki</i>	-17	-244	14x
<i>Odpisy aktualizujące wartość składników majątku trwałego</i>	20	240	12x
Koszt wytworzenia świadczeń na własne potrzeby	159	214	35%
Amortyzacja	-695	-669	-4%
Koszty operacyjne ogółem	-9 541*	-11 242	18%
<i>Koszty operacyjne bez kosztu sprzedanego gazu</i>	<i>-2 792*</i>	<i>-3 027</i>	8%

Komentarz:

- Wzrost kosztów sprzedanego gazu R/R o 1,5 mld PLN (+22%) w związku ze wzrostem notowań ropy i gazu.
- Wyższe R/R koszty odwiertów negatywnych (-244 mln PLN). W Q1 2018 spisano 7 odwiertów negatywnych. W Q1 2017 spisano 3 odwierty negatywne (-17 mln PLN).
- Rozwiązanie odpisu z tytułu utraty wartości majątku trwałego na poziomie 240 mln PLN. W Q1 2017 rozwiązanie odpisów na niskim poziomie 20 mln PLN.
- Niższa R/R amortyzacja (Q1 2018: -669 mln PLN vs Q1 2017: -695 mln PLN), przede wszystkim na skutek niższej amortyzacji w Norwegii w Q1 2018 vs Q1 2017 o 40 mln PLN (-29%).
- Niższe R/R pozostałe przychody i koszty operacyjne w Q1 2018 m.in. za sprawą rozwiązania odpisu na zapasie gazu na poziomie 25 mln PLN wobec zwiększenia odpisu o 35 mln PLN w Q1 2017 oraz niższego poziomu rezerw na świadectwa pochodzenia energii (-43 mln PLN w Q1 2018 vs -82 mln PLN w Q1 2017).
- Różnice kursowe netto dotyczące działalności operacyjnej: +52 mln PLN w Q1 2018 vs -74 mln PLN w Q1 2017.
- Wynik na instrumentach pochodnych w pozostałych kosztach operacyjnych netto: -43 mln PLN w Q1 2018 vs +53 mln PLN w Q1 2017.
- Koszty transakcji zabezpieczających ceny gazu, w tym głównie z tytułu zakupu gazu: +4 mln PLN w Q1 2018 vs +45 mln PLN w Q1 2017.

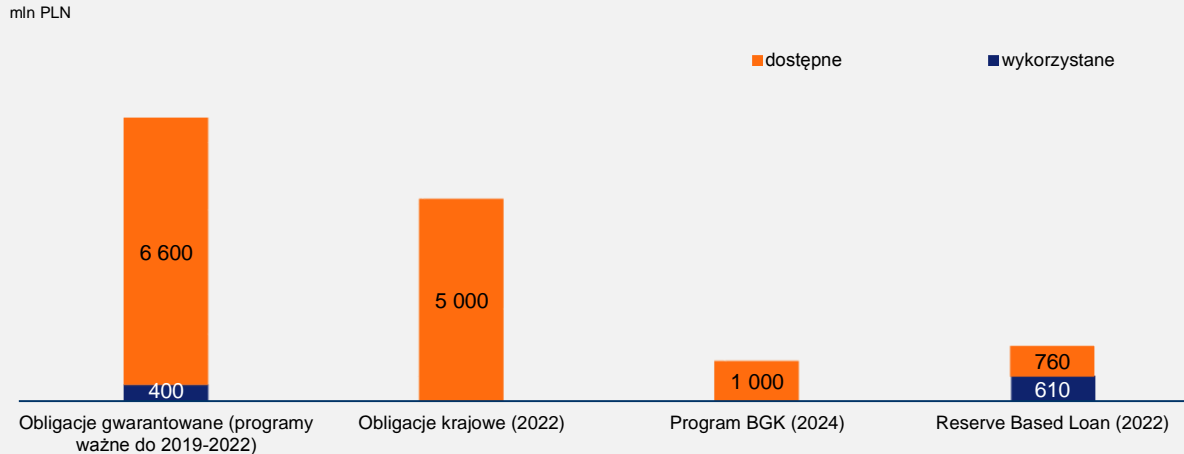


* Dane przekształcone do porównywalności w związku z zastosowaniem nowego standardu sprawozdawczości finansowej MSSF 15.

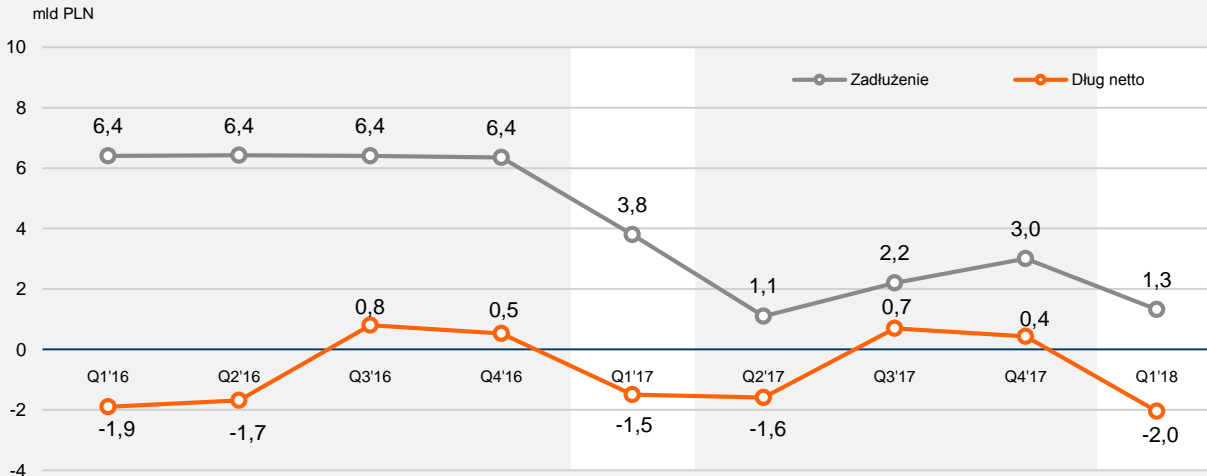
** Pozostałe koszty operacyjne w powyższym zestawieniu nie uwzględniają kosztów z tytułu podatków i opłat oraz odpisów z tytułu utraty wartości rzeczowego majątku trwałego i wartości niematerialnych.

Zadłużenie i źródła finansowania

> Źródła finansowania (stan na 31.03.2018 r.)



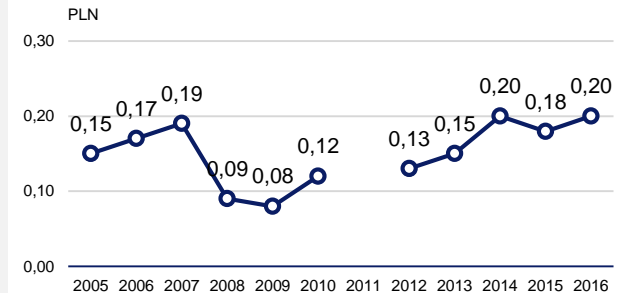
> Zadłużenie na koniec kwartału



Komentarz:

- > 21 grudnia 2017 r. PGNiG TERMIKA w związku z niedopasowaniem programu inwestycyjnego z Programem Emisji Obligacji z dnia 4 lipca 2012 r. do kwoty 1,5 mld PLN (PEO) zawarła porozumienia rozwiązujące PEO, w wyniku czego łączna pula obligacji gwarantowanych wynosi 7 mld PLN.
- > W dniu 21 grudnia 2017 r. PGNiG S.A. podpisał umowę programu emisji obligacji do kwoty 5 mld PLN. Organizatorami emisji są: ING Bank Śląski S.A., Bank Polska Kasa Opieki S.A., Bank Handlowy w Warszawie S.A. oraz Bank BGŻ BNP Paribas S.A.

> Dywidenda na akcje

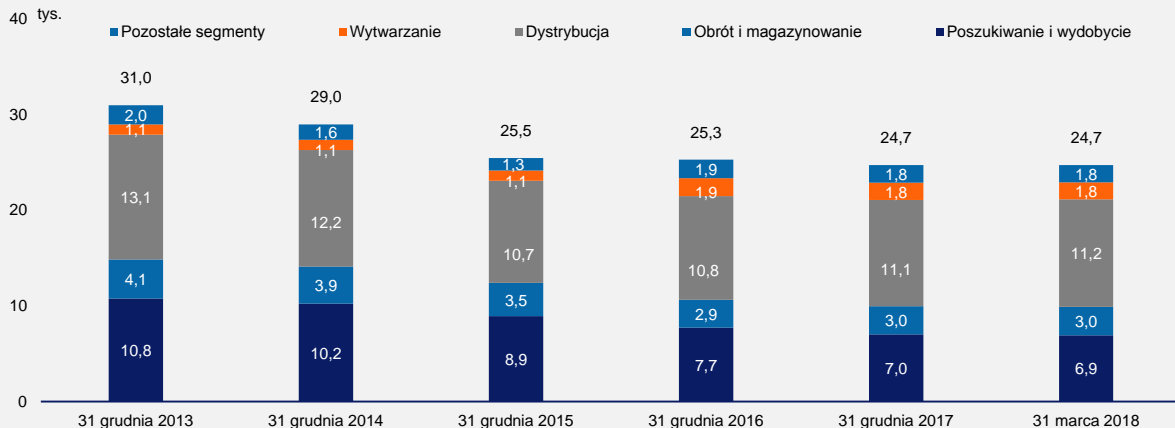


- > Założenie Strategii: wypłata do 50% skonsolidowanego zysku netto w postaci dywidendy w latach 2017-2022 (przy założeniu stabilnej sytuacji finansowej, zabezpieczenia potrzeb inwestycyjnych).

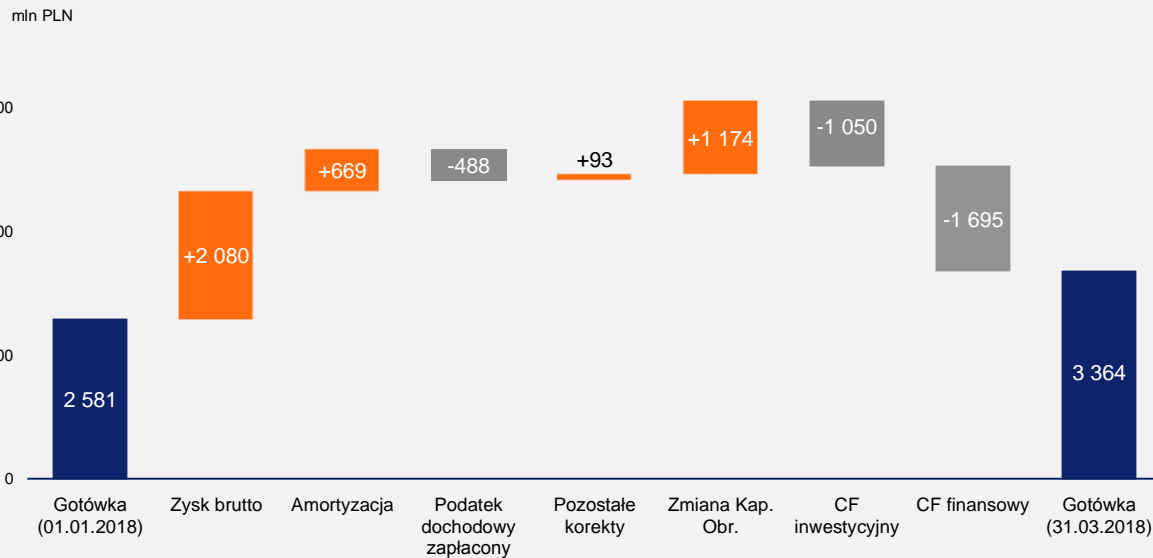


Bilans, rachunek przepływów pieniężnych, wskaźniki finansowe i zatrudnienie

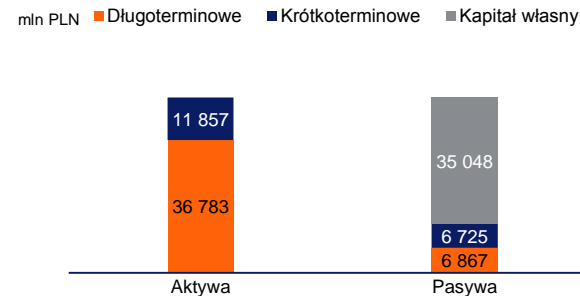
Zatrudnienie (stan na dzień 31.03.2018 r.)*



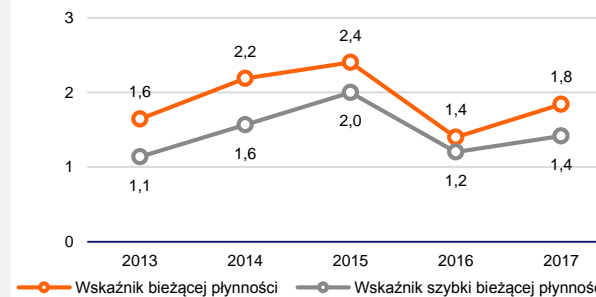
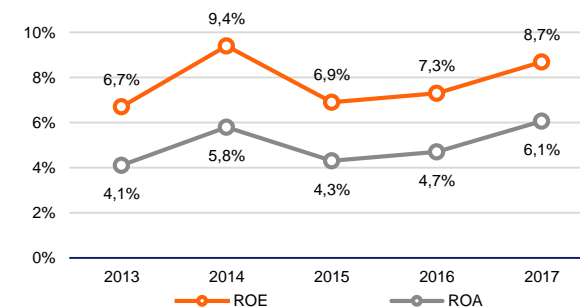
Skonsolidowane przepływy pieniężne (01.01.2018 r. - 31.03.2018 r.)



Bilans Grupy (stan na 31.03.2018 r.)



Rentowność i wskaźniki płynności



*Zmiana prezentacji danych centrum korporacyjnego, w wyniku czego nastąpiły zmiany w segmencie Obrót i Magazynowanie oraz Pozostałe segmenty w 2016 r.

Wolumeny operacyjne

WYDOBYCIE GAZU ZIEMNEGO GK PGNiG [mln m ³]	Q1 2018	FY 2017	Q4 2017	Q3 2017	Q2 2017	Q1 2017	FY 2016	Q4 2016	Q3 2016	Q2 2016	Q1 2016
GAZ WYSOKOMETANOWY (E)	464	1 863	461	459	469	474	1 919	473	449	487	509
<i>w tym w Polsce</i>	323	1 315	335	325	327	328	1 401	347	346	349	359
<i>w tym w Norwegii</i>	141	548	126	134	142	146	518	126	103	138	150
GAZ ZAAZOTOWANY (Ls/Lw przeliczony na E)	719	2 674	731	664	567	712	2 540	692	582	596	670
<i>w tym w Polsce</i>	674	2 524	684	627	533	680	2 481	670	570	584	657
<i>w tym w Pakistanie</i>	45	150	47	37	34	32	59	22	12	12	13
RAZEM (przeliczony na E)	1 183	4 537	1 192	1 123	1 036	1 186	4 458	1 165	1 031	1 083	1 179

SPRZEDAŻ GAZU ZIEMNEGO w GK PGNiG [mln m³]

GAZ WYSOKOMETANOWY (E)	9 414	25 291	7 603	4 298	5 079	8 311	22 895	6 921	4 004	4 410	7 560
<i>w tym sprzedaż PST poza GK PGNiG</i>	998	2 186	603	452	482	649	2 510	561	614	571	764
GAZ ZAAZOTOWANY (Ls/Lw przeliczony na E)	491	1 496	419	296	312	469	1 371	417	244	298	412
RAZEM (przeliczony na E)	9 905	26 787	8 022	4 594	5 391	8 780	24 266	7 338	4 248	4 708	7 972
<i>w tym sprzedaż bezpośrednio ze złóż</i>	237	796	226	182	161	227	718	209	129	172	208

IMPORT GAZU ZIEMNEGO przez PGNiG SA [mln m³]

Razem	3 837	13 714	3 673	3 488	3 334	3 219	11 527	2 968	3 020	2 837	2 702
<i>w tym: kierunek wschodni</i>	2 982	9 656	2 540	1 889	2 518	2 709	10 248	2 539	2 429	2 623	2 657
<i>w tym: LNG</i>	505	1 715	383	470	475	387	974	380	384	210	-

ROPA NAFTOWA w GK PGNiG [tys. ton]

Wydobycie ropy naftowej i kondensatu	348	1257	329	313	269	346	1 318	344	298	328	348
<i>w tym w Polsce</i>	208	787	220	203	148	216	763	207	177	176	203
<i>w tym w Norwegii</i>	140	470	109	110	121	130	555	137	121	152	145
Sprzedaż ropy naftowej i kondensatu	429	1270	313	251	316	390	1 346	325	287	336	398
<i>w tym w Polsce</i>	210	791	222	190	161	218	753	198	179	171	205
<i>w tym w Norwegii</i>	219	479	91	61	155	172	593	127	108	165	193

WYTWARZANIE

Produkcja E.c. netto (sprzedaż) [TJ]	19 037	42 487	14 195	3 472	6 732	18 088	39 527	15 079	2 945	5 351	16 152
Produkcja E.e. netto II stopnia (do sprzedaży) [GWh]	1 539	3 882	1 280	407	737	1 458	3 604	1 204	418	592	1 390