





Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo SA

Wyniki finansowe Grupy PGNiG w I kwartale 2019 roku



17 maja 2019 r.

Spis Treści

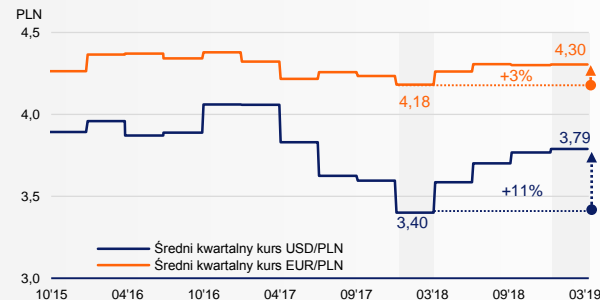
- > 1. Czynniki wpływające na wynik finansowy
- > 2. Podstawowe wyniki finansowe – Q1 2019
- > 3. Segmenty – omówienie:
 -  > Poszukiwanie i Wydobywanie
 -  > Obrót i Magazynowanie
 -  > Dystrybucja
 -  > Wytwarzanie
- > 4. Załączniki



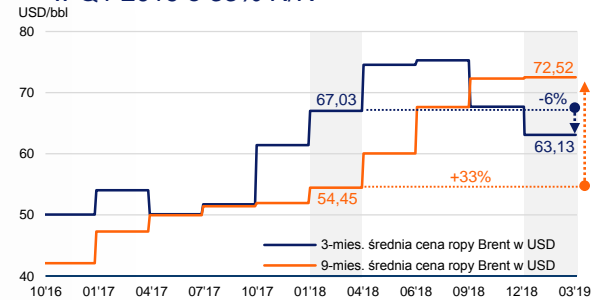
Czynniki wpływające na wynik finansowy

- > Rosnący koszt jednostkowy pozyskania gazu z kierunku wschodniego.
- > Niższe notowania cen produktów, w tym kwartalnej średniej ceny ropy oraz ceny gazu RDN na TGE.

> Słabszy PLN wobec USD oraz EUR R/R



> 9-miesięczna średnia cen ropy wzrosła w Q1 2019 o 33% R/R



> Ceny gazu TGE RDN oraz średnia cena kontraktów ważonych wolumenem



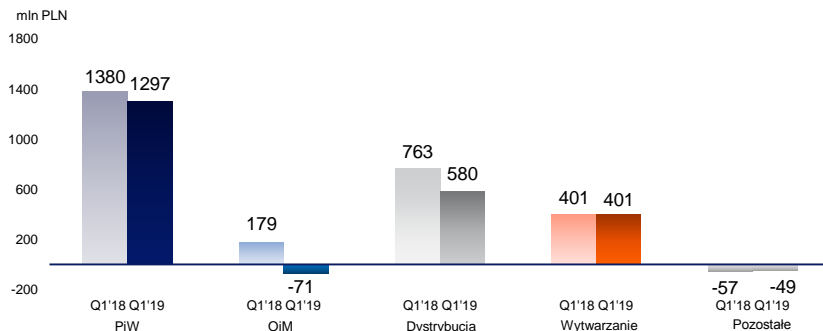
Uwagi:

- > 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 pełni 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 w Q1 2019

[mln PLN]	Q1 2018	Q1 2019	Δ%
Przychody ze sprzedaży	13 247	14 340	+8%
Koszty operacyjne (bez amortyzacji)	10 573	12 175	+15%
EBITDA	2 674	2 165	-19%
<i>EBITDA (bez odpisów rzecz. aktywów trwałych)</i>	2 433	2 147	-12%
Amortyzacja	669	782	+17%
EBIT	2 005	1 383	-31%
Wynik na działalności finansowej	40	15	-63%
Zysk netto	1 566	1 063	-32%

> EBITDA Grupy w podziale na segmenty w Q1 2018 vs Q1 2019



Poszukiwanie i Wydobywanie

- > Spadek przychodów ze sprzedaży R/R: gazu o -61 mln PLN (-5% R/R), a ropy naftowej i kondensatu o -215 mln PLN (-31% R/R).
- > Koszt odwiertów negatywnych i spisanej sejsmiki: -13 mln PLN wobec -244 mln PLN w Q1 2018

Obrót i Magazynowanie

- > Wzrost przychodów ze sprzedaży gazu o +15% R/R oraz kosztów paliwa gazowego o +17% R/R, głównie w wyniku wyższej ceny pozyskania gazu z importu.
- > Realizacja instrumentów zabezpieczających objętych rachunkowością zabezpieczeń odniesiona na wynik: +179 mln PLN vs -169 mln PLN w Q1 2018.
- > Wpływ rozwiązania odpisu na zapasie gazu o +37 mln PLN. W Q1 2018 r. rozwiązanie odpisu na zapasie gazu na poziomie +25 mln PLN.

Dystrybucja

- > Niższy wolumen dystrybucji (o -8% R/R) oraz niższe o -11% R/R przychody z tytułu świadczenia usługi dystrybucyjnej w związku z niższą taryfą od 15.02.2019 r.
- > Saldo przychodów i kosztów bilansowania systemu wyższe o +46 mln PLN R/R.

Wytwarzanie

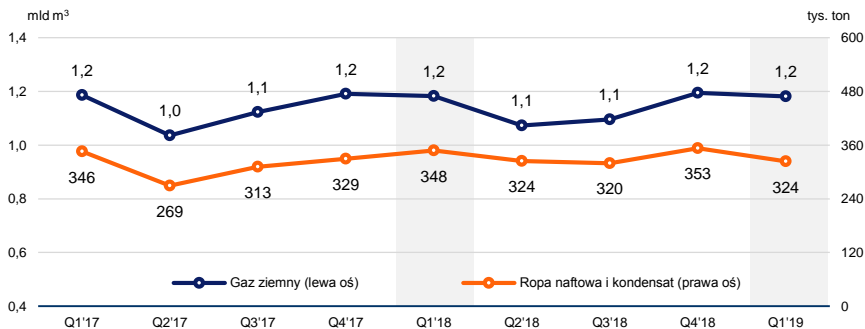
- > Niższe przychody ze sprzedaży ciepła o 9% R/R na skutek wzrostu średniej temperatury w Q1 2019 i niższych wolumenów produkcji ciepła.
- > Wyższe przychody ze sprzedaży energii elektrycznej o 38% R/R będące wynikiem wyższych notowań cen energii elektrycznej.

Segment – Poszukiwanie i Wydobywanie

Spadek przychodów na skutek niższych R/R cen ropy i gazu (RDN na TGE) oraz niższych wolumenów wydobywania ropy w Norwegii.

[mln PLN]	Q1 2018	Q1 2019	Δ%
Przychody ze sprzedaży	1 979	1 712	-13%
Koszty operacyjne (bez amortyzacji)	-599	-415	-31%
<i>Koszty odwiertów negatywnych i spisanej sejsmiki</i>	-244	-13	-95%
<i>Odpis aktualizujący majątek trwały</i>	241	18	-93%
EBITDA	1 380	1 297	-6%
Amortyzacja	-252	-278	+10%
EBIT	1 128	1 019	-10%

Wolumen wydobywania gazu i ropy naftowej R/R



Komentarz

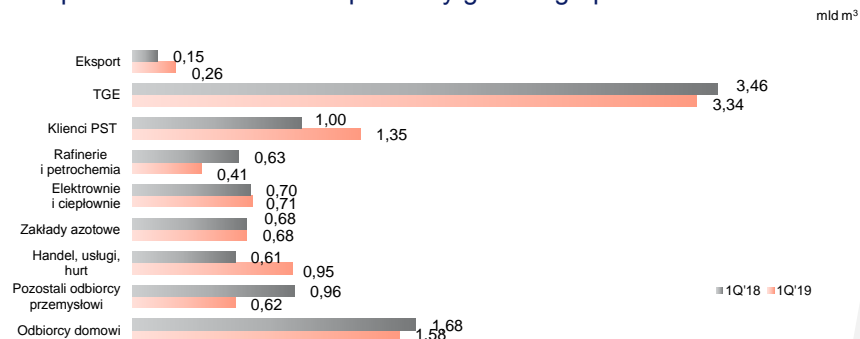
- Spadek przychodów ze sprzedaży ropy naftowej i kondensatu (R/R o -215 mln PLN) głównie na skutek spadku: o -6% średniej kwartalnej ceny ropy wyrażonej w USD oraz wolumenu wydobywania w Norwegii o -17% R/R do 116 tys. ton.
- Spadek przychodów ze sprzedaży gazu w segmencie (-5% R/R, o -61 mln PLN) w wyniku spadku o 12% ceny gazu RDN na TGE i niższych o 3% R/R wolumenach sprzedaży.
- Spisane koszty odwiertów negatywnych i sejsmiki: -13 mln PLN w Q1 2019 wobec -244 mln PLN w Q1 2018.
- Rozwiązanie odpisów na majątek trwały: +18 mln PLN w Q1 2019 wobec +241 mln PLN w Q1 2018.
- Pozycja *underlift* w Norwegii na koniec 31 marca 2019 r. – wpływ na Q1 2019 r. to +64 mln PLN (niższe pozostałe koszty operacyjne netto). Na 31 marca 2018 r. odnotowano pozycję *overlift* – wpływ na wynik Q1 2018 r. to -139 mln PLN (wyższe pozostałe koszty operacyjne netto).

Segment – Obrót i Magazynowanie

Wzrost kosztów pozyskania gazu głównie na skutek notowań cen ropy.

[mln PLN]	Q1 2018	Q1 2019	Δ%
Przychody ze sprzedaży	10 209	11 693	+15%
Koszty operacyjne (bez amortyzacji)	-10 030	-11 764	+17%
EBITDA	179	-71	-140%
Amortyzacja	-46	-50	-9%
EBIT	133	-121	-3x

> Grupa PGNiG* – wolumen sprzedaży gazu w grupach odbiorców



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

Komentarz

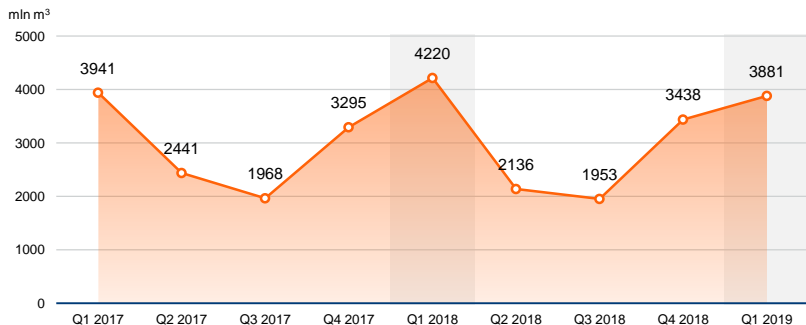
- > Wzrost przychodów ze sprzedaży gazu R/R (z uwzgl. wpływu transakcji zabezpieczających) o 1,4 mld PLN (do 10,9 mld PLN w Q1 2019) przy stabilnym wolumenie sprzedaży.
- > Wynik na realizacji instrumentów zabezpieczających objętych rachunkowością zabezpieczeń w wysokości +179 mln PLN w Q1 2019 vs -169 mln PLN w Q1 2019. Zmiana w kapitałach odniesiona na zapasy (pozycja bilansowa) – wpływ na poziomie +94 mln PLN (pomniejszenie kosztu zakupu gazu). W Q1 2018 wpływ na poziomie -15 mln PLN.
- > Niższy wolumen importu gazu z kier. wschodniego do Polski R/R (Q1 2019: 1,79 mld m³ vs Q1 2018: 2,98 mld m³). Wyższy wolumen importu z kier. zachodniego (+329% R/R) oraz LNG (+43% R/R).
- > Przychody ze sprzedaży energii elektrycznej: 667 mln PLN, wzrost o 73 mln PLN R/R (+12% R/R) przy jednoczesnym spadku kosztów energii na cele handlowe o 59 mln PLN.
- > Rozwiązanie odpisu na zapasie gazu w Q1 2019 na poziomie +37 mln PLN vs. rozwiązanie odpisu w Q1 2018 na poziomie +25 mln PLN. Stan odpisu na koniec Q1 2019 wyniósł 34 mln PLN.
- > Wpływ zawiązania rezerwy na opłatę zastępczą dot. świadectw efektywności energetycznej -77 mln PLN w Q1 2019 wobec -41 mln PLN R/R w Q1 2018.

Segment – Dystrybucja

Wyniki segmentu pod wpływem niższej taryfy i niższych wolumenów dystrybuowanego gazu.

[mln PLN]	Q1 2018	Q1 2019	Δ%
Przychody ze sprzedaży	1 551	1 388	-11%
Koszty operacyjne (bez amortyzacji)	-788	-808	3%
EBITDA	763	580	-24%
Amortyzacja	-226	-235	4%
EBIT	537	345	-36%

> Wolumen dystrybuowanego gazu



Komentarz

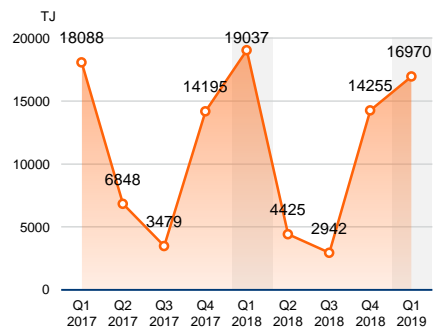
- > Niższy wolumen dystrybuowanego gazu (o -8% R/R) sięgający 3,88 mld m³, przy wyższej średniej temperaturze w kwartale o 2,9°C R/R.
- > Przychody ze świadczenia usługi dystrybucyjnej niższe o 164 mln PLN (-11% R/R), głównie na skutek niższego poziomu taryfy od 15 lutego 2019 r. (ok. -5%). W Q1 2018 r. także zmiana poziomu taryfy (od 1 marca 2018 r., spadek o ok. 7,4% w stosunku do 2017 r.).
- > Saldo przychodów i kosztów z tytułu bilansowania systemu: -131 mln PLN w Q1 2019 wobec -177 mln PLN rok wcześniej.
- > Wzrost kosztów świadczeń pracowniczych o 34 mln PLN (12% R/R) w wyniku restrukturyzacji zatrudnienia w ramach Grupy i przejściu pracowników PGNiG Technologie.

Segment – Wytwarzanie

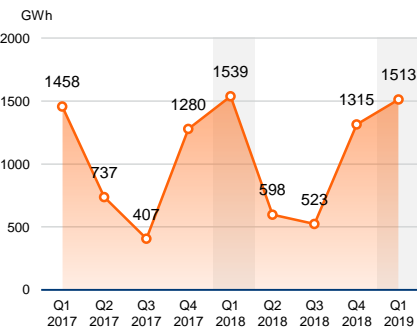
Wyniki segmentu pod wpływem wyższych cen sprzedaży energii elektrycznej i kosztów surowców oraz niższych wolumenów sprzedaży ciepła

[mln PLN]	Q1 2018	Q1 2019	Δ%
Przychody ze sprzedaży	918	952	4%
Koszty operacyjne (bez amortyzacji)	-517	-551	7%
EBITDA	401	401	0%
Amortyzacja	-127	-204	61%
EBIT	274	197	-28%

> Wolumen produkcji ciepła



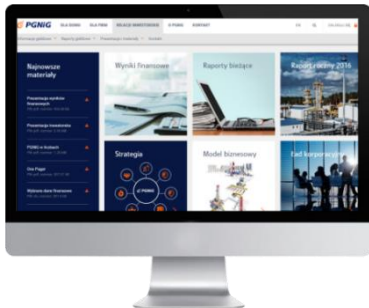
> Wolumen produkcji en. elektr.



Komentarz

- > Wzrost przychodów ze sprzedaży Ee z wytwarzania o 38% R/R do poziomu 361 mln PLN przy wyższych cenach rynkowych i niższym wolumenie sprzedaży (-2% R/R).
- > Niższe przychody ze sprzedaży ciepła o 9% R/R na poziomie 521 mln PLN przy niższym wolumenie sprzedaży (-11% R/R).
- > Wzrost kosztów zakupu węgla o 27 mln PLN (do 354 mln PLN w Q1 2019), na skutek wyższej jednostkowej ceny węgla z transportem.
- > Wzrost kosztów amortyzacji o 61% R/R w wyniku wzrostu kosztów umorzenia uprawnień CO₂ oraz uruchomienia w 4Q 2018 nowego bloku w EC Zofiówka.
- > Wolumen sprzedaży w Q1 2019:
 - > Sprzedaż ciepła poza GK PGNiG na poziomie 16,97 PJ.
 - > Energia elektryczna z produkcji: 1,51 TWh.

Informacje kontaktowe



Strona Relacji Inwestorskich
www.ri.pgnig.pl



Marcin Piechota

Kierownik Działu Relacji Inwestorskich

tel.: +48 22 106 43 22

kom.: +48 885 889 890

e-mail: marcin.piechota@pgnig.pl

Piotr Gałek

Specjalista ds. Relacji Inwestorskich

tel.: +48 22 106 48 46

kom.: +48 723 235 652

e-mail: piotr.galek@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.

Anna Galińska

Specjalista ds. Relacji Inwestorskich

tel.: +48 22 106 41 09

kom.: +48 723 514 086

e-mail: anna.galinska@pgnig.pl

Aleksander Kutnik

Specjalista ds. Relacji Inwestorskich

tel.: +48 22 106 47 97

kom.: +48 723 239 162

e-mail: aleksander.kutnik@pgnig.pl

Załączniki

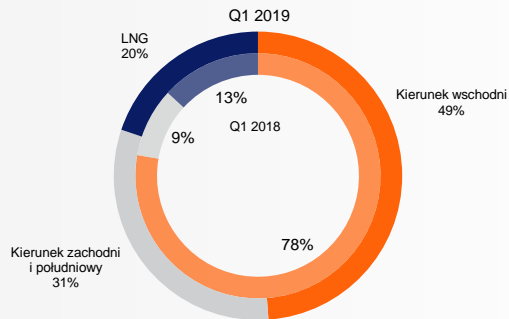
- > 1. Sprzedaż i struktura importu gazu
- > 2. Koszty operacyjne
- > 3. Zadłużenie i źródła finansowania
- > 4. CAPEX, bilans, rachunek przepływów pieniężnych
- > 5. Wolumeny operacyjne



Sprzedaż i struktura importu gazu

- Wzrost udziału kierunku zachodniego i południowego oraz LNG w strukturze importu. W Q1 2019 r. rozładowano 7 gazowców, w tym 3 z kontraktu z Qatargas oraz 4 ładunki spot.
- Sprzedaż gazu Grupy PGNiG na stabilnym poziomie. Wzrost sprzedaży PST (działalność zagraniczna).
- Stan zapasów gazu w PMG gazu wysokometanowego wyższy o 27% R/R.

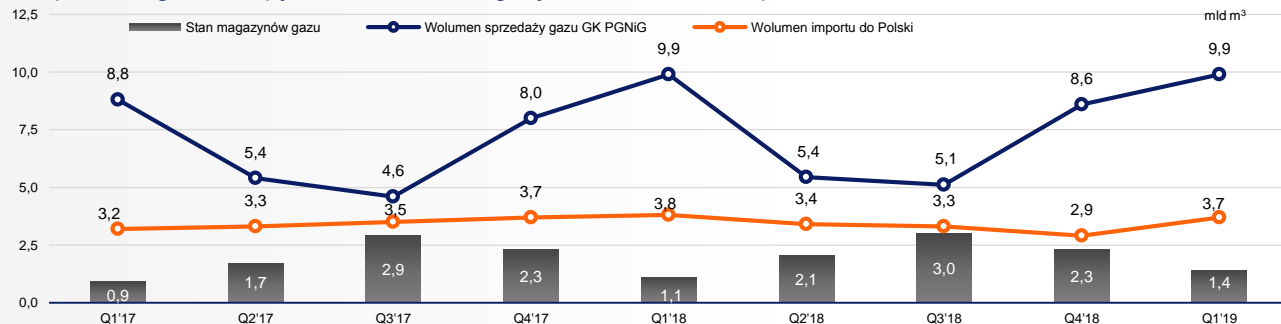
Import gazu do Polski



Sprzedaż gazu poza GK PGNiG według spółek

[mln m ³]	Q1 2018	Q1 2019	Δ%
Grupa PGNiG:	9 905	9 896	-
<i>PGNiG SA</i>	5 944	5 715	-4%
<i>PGNiG OD</i>	2 963	2 829	-5%
<i>PST</i>	998	1 352	+35%

Sprzedaż gazu Grupy PGNiG, stan magazynów i wolumen importu



Komentarz:

- Zapasy LNG w terminalu: 9 mln m³ po regazyfikacji (stan na 31.03.2019 r.).

Koszty operacyjne w Q1 2018 vs Q1 2019

[mln PLN]	Q1 2018	Q1 2019	Δ%
Koszt sprzedanego gazu	-8 215	-9 931	+21%
Paliwa do produkcji ciepła i energii	-355	-383	+8%
Zużycie pozostałych surowców i materiałów	-438	-416	-5%
Świadczenia pracownicze	-669	-713	+6%
Usługa przesyłowa	-269	-261	-3%
Pozostałe usługi obce	-392	-408	+4%
<i>Usługi regazyfikacji LNG</i>	-89	-93	+5%
Podatki i opłaty	-557	-553	-1%
Pozostałe przychody i koszty operacyjne*	112	248	+120%
<i>Zmiana stanu odpisów na zapasy</i>	63	19	-71%
<i>Zmiana stanu rezerw</i>	-62	-116	+87%
Odpisy z tytułu utraty wartości rzeczowego majątku trwałego i wartości niematerialnych oraz ich odwrócenie	-4	5	-3x
<i>Koszt odwiertów negatywnych i sejsmiki</i>	-244	-13	-95%
<i>Odpisy aktualizujące wartość składników majątku trwałego</i>	240	18	-93%
Koszt wytworzenia świadczeń na własne potrzeby	214	237	+10%
Amortyzacja	-669	-782	+17%
Koszty operacyjne ogółem	-11 242	-12 957	+15%
<i>Koszty operacyjne bez kosztu sprzedanego gazu</i>	-3 027	-3 026	-1%

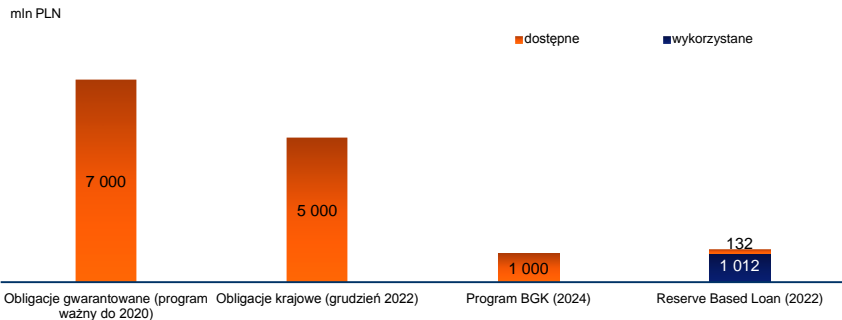
Komentarz

- › Wzrost kosztów sprzedanego gazu R/R o 1 716 mln PLN (+21%) w związku ze wzrostem cen ropy i gazu.
- › Stabilny poziom kosztów operacyjnych bez kosztu sprzedanego gazu: -3 026 mln PLN w Q1 2019 vs -3 027 mln PLN w Q1 2018.
- › Niższe R/R koszty odwiertów negatywnych i sejsmiki (-13 mln PLN). W Q1 2019 spisano 1 odwiert negatywny. W Q1 2018 spisano 7 odwiertów negatywnych (-244 mln PLN).
- › Rozwiązanie odpisu z tytułu utraty wartości majątku trwałego na poziomie +18 mln PLN w Q1 2019 vs +240 mln PLN w Q1 2018.
- › Wyższa R/R amortyzacja: Q1 2019: -782 mln PLN vs Q1 2018: -669 mln PLN, głównie w wyniku wzrostu amortyzacji R/R w segmencie Wytwarzanie.
- › Zawiązanie rezerwy na opłatę zastępczą dot. świadectw efektywności na poziomie -82 mln PLN w Q1 2019 vs -43 mln PLN w Q1 2018.
- › Rozwiązanie odpisu na zapasie gazu: +37 mln PLN w Q1 2019 vs +25 mln PLN w Q1 2018.
- › Zawiązanie odpisu na należnościach z tytułu dostaw i usług: -14 mln PLN w Q1 2019 vs -36 mln PLN w Q1 2018.
- › Różnice kursowe netto dotyczące działalności operacyjnej: +18 mln PLN w Q1 2019 vs +52 mln PLN w Q1 2018.
- › Wynik na instrumentach pochodnych w pozostałych kosztach operacyjnych netto (nieobjętych rachunkowością zabezpieczeń): +14 mln PLN w Q1 2019 vs -46 mln PLN w Q1 2018.

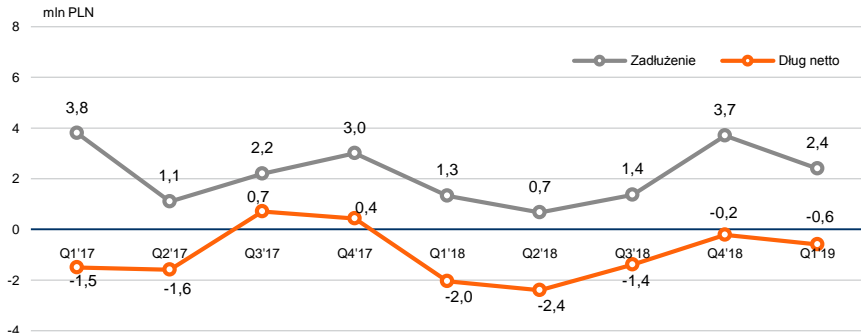
* Pozostałe koszty operacyjne w powyższym zestawieniu nie uwzględniają kosztów z tytułu podatków i opłat oraz odpisów z tytułu utraty wartości rzeczowego majątku trwałego i wartości niematerialnych.

Zadłużenie i źródła finansowania

> Źródła finansowania (stan na 31.03.2019 r.)

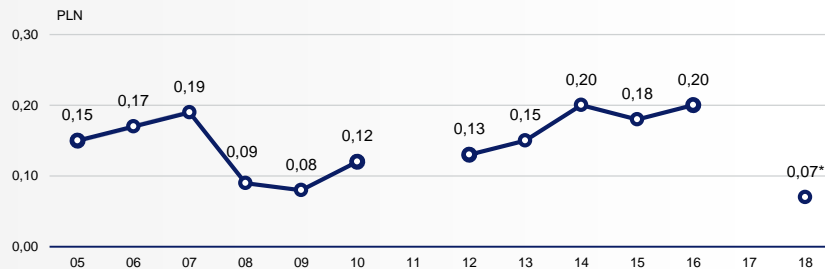


> Zadłużenie na koniec kwartału



- > W bieżącym okresie sprawozdawczym PGNiG SA dokonał transakcji wykupu obligacji krajowych o łącznej wartości nominalnej 2,3 mld PLN. Łączna pula obligacji gwarantowanych wynosi 7 mld PLN.

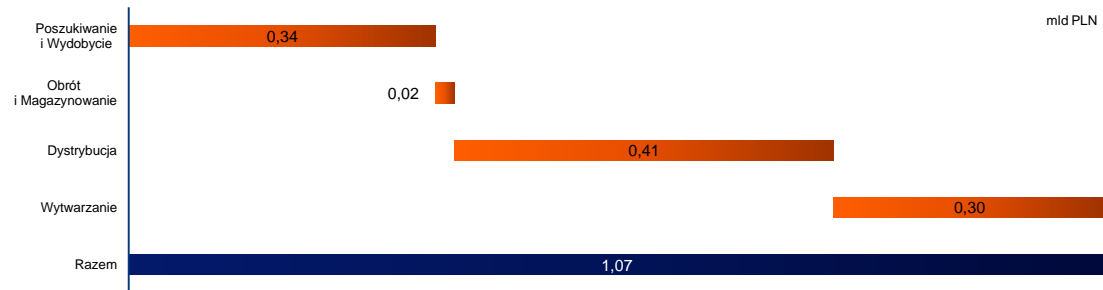
> Dywidenda za rok obrotowy (na akcje)



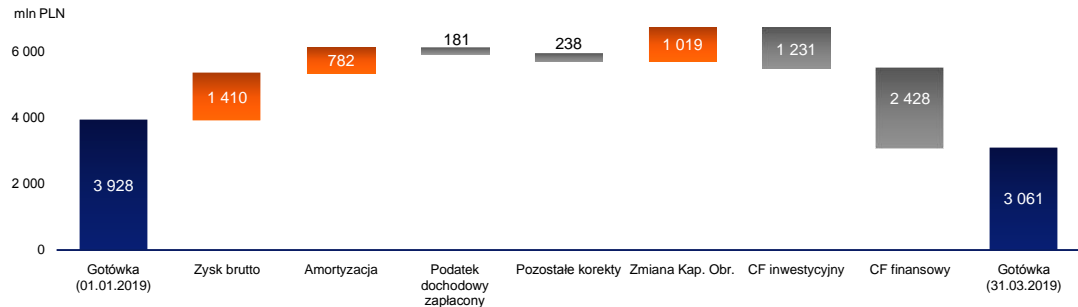
- > Założenie Strategii: wypłata do 50% skonsolidowanego zysku netto w postaci dywidendy w latach 2017-2022 (przy założeniu stabilnej sytuacji finansowej, zabezpieczenia potrzeb inwestycyjnych).
- > *W dniu 29 października 2018 r. zdecydowano o wypłaceniu zaliczki na poczet przewidywanej dywidendy z zysku Spółki za rok 2018 r. w wysokości 0,07 PLN/akcja. Dniem dywidendy był 26 listopada 2018 r. Wypłata nastąpiła 3 grudnia 2018 r.

CAPEX, bilans oraz rachunek przepływów pieniężnych

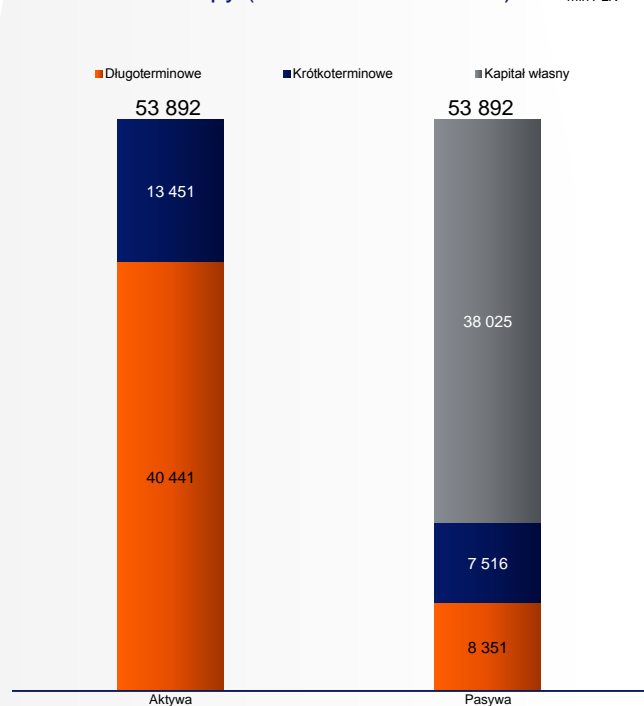
> CAPEX – zrealizowany na 31 marca 2019 r.*



> Skonsolidowane przepływy pieniężne (01.01.2019 r. - 31.03.2019 r.)



> Bilans Grupy (stan na 31.03.2019 r.)



* Nakłady uwzględniające wydatki na akwizycje złóż węglowodorów; CAPEX zrealizowany na segment Pozostałe: 0,02 mln PLN

Wolumeny operacyjne

WYDOBYCIE GAZU ZIEMNEGO, GK PGNiG [mln m ³]	Q1 2019	FY 2018	Q4 2018	Q3 2018	Q2 2018	Q1 2018	FY 2017	Q4 2017	Q3 2017	Q2 2017	Q1 2017	FY 2016
GAZ WYSOKOMETANOWY (E)	477	1 834	473	436	461	464	1 863	461	459	469	474	1 919
<i>w tym w Polsce</i>	326	1 296	336	323	314	323	1 315	335	325	327	328	1 401
<i>w tym w Norwegii</i>	151	538	137	113	147	141	548	126	134	142	146	518
GAZ ZAAZOTOWANY (Ls/Lw przeliczony na E)	704	2 712	722	659	612	719	2 674	731	664	567	712	2 540
<i>w tym w Polsce</i>	661	2 512	673	606	559	674	2 524	684	627	533	680	2 481
<i>w tym w Pakistanie</i>	43	200	49	53	53	45	150	47	37	34	32	59
RAZEM (przeliczony na E)	1 181	4 546	1 195	1 095	1 073	1 183	4 537	1 192	1 123	1 036	1 186	4 458
SPRZEDAŻ GAZU ZIEMNEGO, GK PGNiG [mln m³]												
GAZ WYSOKOMETANOWY (E)	9 431	27 466	8 141	4 777	5 134	9 414	25 291	7 603	4 298	5 079	8 311	22 895
<i>w tym sprzedaż PST poza GK PGNiG</i>	1 352	3 929	1 360	855	716	998	2 186	603	452	482	649	2 510
GAZ ZAAZOTOWANY (Ls/Lw przeliczony na E)	465	1 578	442	337	308	491	1 496	419	296	312	469	1 371
RAZEM (przeliczony na E)	9 896	29 044	8 583	5 114	5 442	9 905	26 787	8 022	4 594	5 391	8 780	24 266
<i>w tym sprzedaż bezpośrednia ze złóż</i>	229	855	228	211	179	237	796	226	182	161	227	718
IMPORT GAZU ZIEMNEGO, PGNiG SA [mln m³]												
Razem	3 667	13 530	2 949	3 324	3 419	3 837	13 714	3 673	3 488	3 334	3 219	11 527
<i>w tym: kierunek wschodni</i>	1 791	9 038	1 097	2 357	2 602	2 982	9 656	2 540	1 889	2 518	2 709	10 248
<i>w tym: LNG</i>	727	2 713	759	635	815	505	1 715	383	470	475	387	974
ROPA NAFTOWA, GK PGNiG [tys. ton]												
Wydobycie ropy naftowej i kondensatu	324	1 345	353	320	324	348	1 257	329	313	269	346	1 318
<i>w tym w Polsce</i>	208	818	219	202	189	208	787	220	203	148	216	763
<i>w tym w Norwegii</i>	116	527	134	118	135	140	470	109	110	121	130	555
Sprzedaż ropy naftowej i kondensatu z produkcji	288	1 410	378	309	294	429	1 270	313	251	316	390	1 346
<i>w tym w Polsce</i>	210	817	225	194	188	210	791	222	190	161	218	753
<i>w tym w Norwegii</i>	78	593	153	115	106	219	479	91	61	155	172	593
WYTWARZANIE												
Produkcja E.c. netto (sprzedaż) [TJ]	16 970	40 659	14 255	2 942	4 425	19 037	42 607	14 195	3 476	6 848	18 088	39 527
Produkcja E.e. netto II stopnia (do sprzedaży) [GWh]	1 513	3 974	1 315	523	598	1 539	3 882	1 280	407	737	1 458	3 604