





Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo SA

Wyniki finansowe Grupy PGNiG za III kwartał i 9 miesięcy 2019 roku



14 listopada 2019 r.

Spis Treści

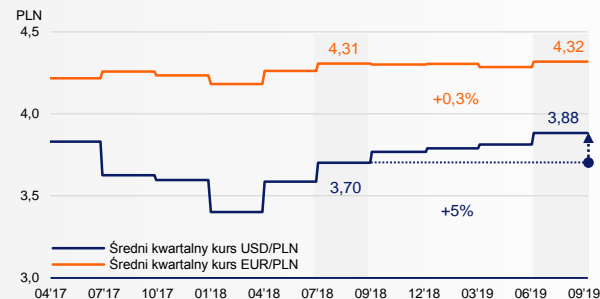
- > 1. Czynniki wpływające na wynik finansowy
- > 2. Podstawowe wyniki finansowe – Q3 2019
- > 3. Segmenty – omówienie:
 -  > Poszukiwanie i Wydobywanie
 -  > Obrót i Magazynowanie
 -  > Dystrybucja
 -  > Wytwarzanie
- > 4. Załączniki



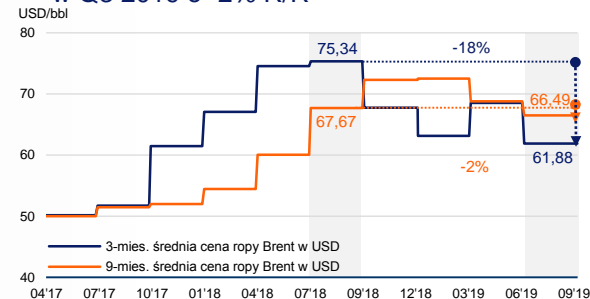
Czynniki wpływające na wynik finansowy

> Istotnie 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 nieznacznie niższa w Q3 2019 o -2% R/R



> Ceny gazu TGE RDN oraz średnia cena kontraktów ważonych wolumenem



Uwagi:

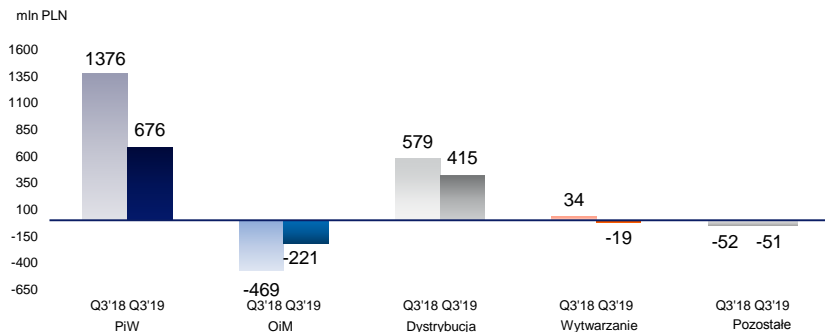
> Cena sprzedaży na TGE: dominujące pod względem wolumenu terminy kontraktów gazowych na TGE i innych giełdach gazu to kontrakty kwartalne, sezonowe (lato/zima) i roczne. Rynek kontraktów terminowych miesięcznych i tygodniowych oraz rynek spot pełni funkcję uzupełniającą.

> Ważoną wolumenem średnią kwartalną cen kontraktów na TGE obliczono na podstawie kwotowań kontraktów z datą realizacji przypadającą na dany kwartał.

Podstawowe wyniki finansowe w Q3 2019

[mln PLN]	Q3 2018	Q3 2019	Δ%
Przychody ze sprzedaży	7 595	7 029	-7%
Koszty operacyjne (bez amortyzacji)	-6 126	-6 226	+2%
EBITDA	1 469	803	-45%
<i>EBITDA (bez odpisów rzecz. aktywów trwałych oraz rezerwy z tytułu brakujących uprawnień do emisji CO₂)</i>	1 330	798	-40%
Amortyzacja	-643	-662	+3%
EBIT	826	141	-83%
Wynik na działalności finansowej	-41	-68	+66%
Zysk netto	552	30	-95%

> EBITDA Grupy w podziale na segmenty w Q3 2019 vs Q3 2018*



*Eliminacje w Q3 2018: +1 mln PLN oraz w Q3 2019: -3 mln PLN

Poszukiwanie i Wydobywanie

- > Spadek przychodów ze sprzedaży R/R: gazu o -506 mln PLN (-46% R/R), a ropy naftowej i kondensatu o -131 mln PLN (-21% R/R).
- > Rozwiązanie odpisu na majątek trwały: +47 mln PLN wobec +131 mln PLN w Q3 2018.

Obrót i Magazynowanie

- > Spadek przychodów ze sprzedaży gazu o -10% R/R oraz kosztów paliwa gazowego o -12% R/R, przy wyższym o +8% R/R wolumenie sprzedaży gazu poza Grupę.
- > Realizacja instrumentów zabezpieczających objętych rachunkowością zabezpieczeń odniesiona na wynik: +103 mln PLN vs -137 mln PLN w Q3 2018.
- > Wpływ rozwiązania odpisu na zapasie gazu o +149 mln PLN. W Q3 2018 r. zawiązanie odpisu na zapasie gazu na poziomie -38 mln PLN.

Dystrybucja

- > Nieznacznie niższy wolumen dystrybuowanego gazu (o -1% R/R) oraz niższe o -3% R/R przychody z tytułu świadczenia usługi dystrybucyjnej.
- > Saldo przychodów i kosztów bilansowania systemu niższe o -109 mln PLN R/R.

Wytwarzanie

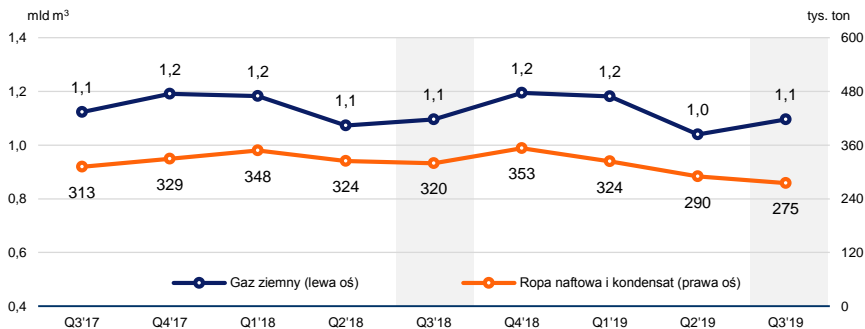
- > Wyższe przychody ze sprzedaży ciepła o +13% R/R na skutek spadku średniej temperatury w Q3 2019 i wyższych wolumenów sprzedaży ciepła o +11% R/R.
- > Niższe przychody ze sprzedaży energii elektrycznej o -12% R/R będące wynikiem niższych wolumenów sprzedaży (-19% R/R).
- > W Q3 2019 ujęto koszt zawiązania rezerwy na brakujące uprawnienia do emisji CO₂ w kwocie -42 mln PLN, który został wykazany w pozostałych kosztach operacyjnych netto (zmiana stanu rezerw). Późniejszemu umorzeniu nabytych uprawnień do emisji CO₂ prezentowanemu w kosztach amortyzacji będzie towarzyszyło odwrócenie rezerwy.

Segment – Poszukiwanie i Wydobywanie

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

[mln PLN]	Q3 2018	Q3 2019	Δ%
Przychody ze sprzedaży	1 854	1 243	-33%
Koszty operacyjne (bez amortyzacji)	-478	-567	+19%
<i>Koszty odwiertów negatywnych i spisanej sejsmiki</i>	-165	-90	-45%
<i>Odpis aktualizujący majątek trwały</i>	+131	+47	-64%
EBITDA	1 376	676	-51%
Amortyzacja	-253	-262	+4%
EBIT	1 123	414	-63%

Wolumen wydobycia gazu i ropy naftowej R/R



Komentarz

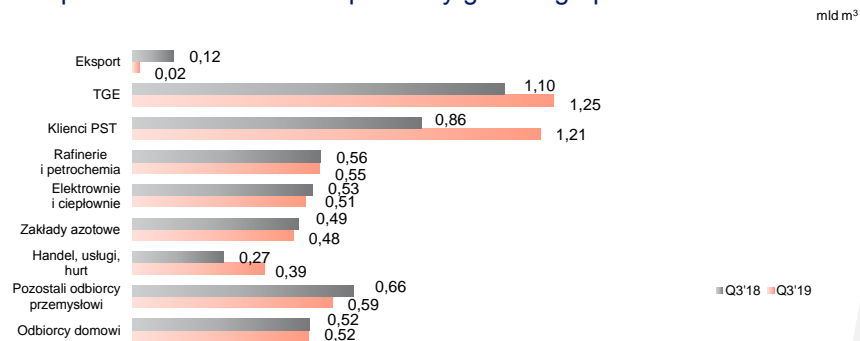
- Spadek przychodów ze sprzedaży ropy naftowej i kondensatu (-21% R/R, o -131 mln PLN) przy spadku wolumenu sprzedaży w Polsce (-6% R/R) i w Norwegii (-2% R/R) oraz o -18% niższej średniej kwartalnej ceny ropy wyrażonej w USD.
- Wolumeny wydobycia ropy w Norwegii niższe o -23% R/R na poziomie 91 tys. ton.
- Spadek przychodów ze sprzedaży gazu w segmencie (-46% R/R, o -497 mln PLN) w wyniku spadku o -54% ceny gazu RDN na TGE i niższych o -1% R/R wolumenów sprzedaży.
- Spisane koszty odwiertów negatywnych i sejsmiki: -90 mln PLN w Q3 2019 wobec -165 mln PLN w Q3 2018.
- Rozwiązanie odpisów na majątek trwały: +47 mln PLN w Q3 2019 wobec rozwiązania na poziomie +131 w PLN w Q3 2018.
- Pozycja *overlift / underlift* w Norwegii w Q3 2019 r. – wpływ wyceny na wynik w Q3 2019 r. na poziomie -43 mln PLN (wyższe pozostałe koszty operacyjne netto). W Q3 2018 r. odnotowano wpływ wyceny na wynik Q3 2018 r. w wysokości -2 mln PLN.

Segment – Obrót i Magazynowanie

Wyniki segmentu pod wpływem niższych rynkowych cen gazu.

[mln PLN]	Q3 2018	Q3 2019	Δ%
Przychody ze sprzedaży	5 552	5 156	-7%
Koszty operacyjne (bez amortyzacji)	-6 021	-5 377	-11%
EBITDA	-469	-221	-53%
Amortyzacja	-47	-50	+6%
EBIT	-516	-271	-47%

> Grupa PGNiG* – wolumen sprzedaży gazu w grupach odbiorców



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

Komentarz

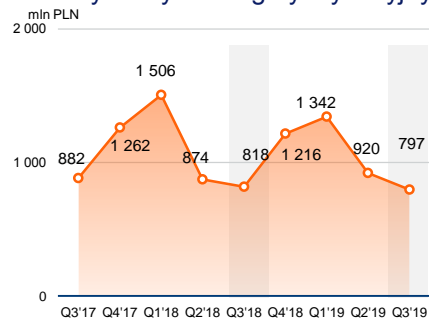
- > Spadek przychodów ze sprzedaży gazu R/R (z uwzgl. wpływu transakcji zabezpieczających) o 0,5 mld PLN (do 4,6 mld PLN w Q3 2019) przy wyższym wolumenie sprzedaży o +8% R/R w segmencie poza Grupę.
- > Wynik na realizacji instrumentów zabezpieczających objętych rachunkowością zabezpieczeń w wysokości +103 mln PLN w Q3 2019 vs -137 mln PLN w Q3 2018.
- > Niższy wolumen importu gazu do Polski R/R z kier. wschodniego (Q3 2019: 2,32 mld m³ vs Q3 2018: 2,36 mld m³). Wyższy wolumen importu z kier. zachodniego (Q3 2019: 0,47 mld m³ vs Q3 2018: 0,32 mld m³) oraz LNG (+0,07 mld m³ R/R).
- > Przychody ze sprzedaży energii elektrycznej łącznie: 513 mln PLN, wzrost o 155 mln PLN R/R (+43% R/R) przy jednoczesnym wzroście kosztów energii na cele handlowe o 169 mln PLN (+52% R/R).
- > Rozwiązanie odpisu na zapasie gazu w Q3 2019 na poziomie +149 mln PLN vs. zawiązanie odpisu w Q3 2018 na poziomie -38 mln PLN. Stan odpisu na koniec Q3 2019 wyniósł 37 mln PLN.
- > Wpływ zawiązania rezerwy na opłatę zastępczą dot. świadectw efektywności energetycznej -48 mln PLN w Q3 2019 wobec -17 mln PLN R/R w Q3 2018.

Segment – Dystrybucja

Wyniki segmentu pod wpływem niższej taryfy oraz stabilnych wolumenów dystrybuowanego gazu.

[mln PLN]	Q3 2018	Q3 2019	Δ%
Przychody ze sprzedaży	1 084	961	-11%
Koszty operacyjne (bez amortyzacji)	-505	-546	+8%
EBITDA	579	415	-28%
Amortyzacja	-231	-246	+6%
EBIT	347	169	-51%

> Wolumen dystrybuowanego gazu > Przychody z usług dystrybucyjnych



Komentarz

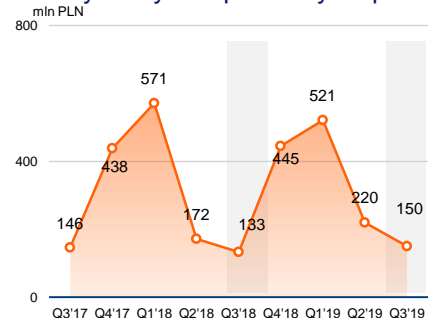
- > Stabilne wolumeny dystrybuowanego gazu (o -1% R/R) sięgające 1,92 mld m³, przy nieznacznie niższej średniej temperaturze w kwartale o 0,75°C R/R.
- > Przychody ze świadczenia usługi dystrybucyjnej niższe o 21 mln PLN (-3% R/R), na skutek niższego poziomu taryfy od 15 lutego 2019 r. (ok. -5%).
- > Saldo przychodów i kosztów z tytułu bilansowania systemu: +94 mln PLN w Q3 2019 wobec +203 mln PLN rok wcześniej.
- > Wzrost kosztów świadczeń pracowniczych o 39 mln PLN (+15% R/R).

Segment – Wytwarzanie

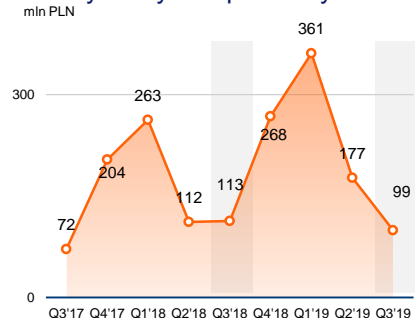
Wyniki segmentu pod wpływem stabilnych kosztów surowców, niższej średniej temperatury oraz wyższych wolumenów sprzedaży ciepła.

[mln PLN]	Q3 2018	Q3 2019	Δ%
Przychody ze sprzedaży	302	311	+3%
Koszty operacyjne (bez amortyzacji)	-268	-330	+23%
EBITDA	34	-19	-156%
<i>EBITDA (bez uwzględnienia rezerwy z tytułu brakujących uprawnień do emisji CO₂ w pozostałych kosztach operacyjnych)</i>	34	23	-32%
Amortyzacja	-94	-87	-7%
EBIT	-60	-107	+78%

> Przychody ze sprzedaży ciepła

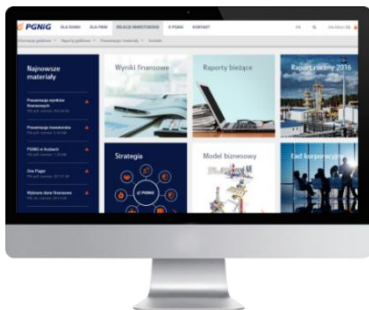


> Przychody ze sprzedaży Ee z wytw.



Komentarz

- > Spadek przychodów ze sprzedaży Ee z wytwarzania o -12% R/R do poziomu 99 mln PLN przy wyższych cenach rynkowych i niższym wolumenie sprzedaży (-19% R/R).
- > Wyższe przychody ze sprzedaży ciepła o +13% R/R na poziomie 150 mln PLN na skutek niższej średniej temperatury, wyższych wolumenów sprzedaży ciepła (+11% R/R) oraz średniego wzrostu taryfy na sprzedaż ciepła w TERMIKA SA w stosunku do dotychczas obowiązującej o około 7,3% (obowiązuje od 1 września 2019 r.).
- > W Q3 2019 ujęto koszt zawiązania rezerwy na brakujące uprawnienia do emisji CO₂ w kwocie -42 mln PLN, która została wykazana w pozostałych kosztach operacyjnych netto (zmiana stanu rezerw). W związku z powyższym nastąpił istotny wzrost kosztów operacyjnych (+23% R/R) oraz spadek raportowanego wyniku EBITDA (-156% R/R) w segmencie. Dla zapewnienia porównywalności danych, biorąc pod uwagę, że późniejszemu umorzeniu nabytych uprawnień do emisji CO₂ prezentowanemu w kosztach amortyzacji będzie towarzyszyło rozwiązanie rezerwy, EBITDA skorygowana o zmianę stanu rezerwy wyniosłaby 23 mln zł.
- > Stabilny koszt zakupu węgla na poziomie 90 mln PLN w Q3 2019 oraz w Q3 2018.
- > Spadek kosztów amortyzacji o -7% R/R m.in. w wyniku zawiązania rezerwy na brakujące uprawnienia do emisji CO₂.
- > Wolumen sprzedaży w Q3 2019:
 - > Sprzedaż ciepła poza GK PGNiG na poziomie 3,27 PJ.
 - > Energia elektryczna z produkcji: 0,42 TWh.



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

Weronika Zajac

Starszy Specjalista ds. Relacji Inwestorskich

tel.: +48 22 106 46 51

kom.: +48 885 888 870

e-mail: weronika.zajac@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

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

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 zwróć się 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.

Załączniki

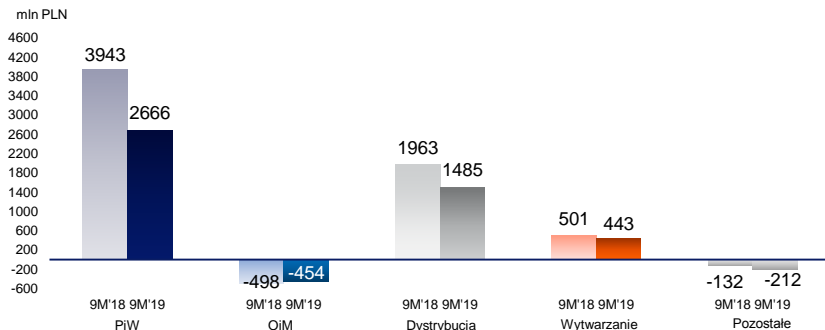
- > 1. Podstawowe wyniki finansowe za 9M 2019
- > 2. Sprzedaż i struktura importu gazu
- > 2. Koszty operacyjne
- > 3. Zadłużenie i źródła finansowania
- > 4. CAPEX, bilans, rachunek przepływów pieniężnych
- > 5. Wolumeny operacyjne



Podstawowe wyniki finansowe za 9 miesięcy 2019 roku

[mln PLN]	9M 2018	9M 2019	Δ%
Przychody ze sprzedaży	28 481	29 653	+4%
Koszty operacyjne (bez amortyzacji)	-22 712	-25 724	+13%
EBITDA	5 769	3 929	-32%
<i>EBITDA (bez odpisów rzecz. aktywów trwałych oraz rezerwy z tytułu brakujących uprawnień do emisji CO₂)</i>	5 317	4 189	-21%
Amortyzacja	-1 969	-2 113	+7%
EBIT	3 800	1 816	-52%
Wynik na działalności finansowej	10	-37	-5x
Zysk netto	2 822	1 341	-52%

> EBITDA Grupy w podziale na segmenty w 9M 2019 vs 9M 2018*



*Eliminacje w 9M 2018: -8 mln PLN oraz w 9M 2019: 1 mln PLN

Poszukiwanie i Wydobywanie

- > Spadek przychodów ze sprzedaży R/R: gazu o -879 mln PLN (-27% R/R), a ropy naftowej i kondensatu o -422 mln PLN (-22% R/R).
- > Odpis aktualizujący wartość składników majątku trwałego -142 mln PLN wobec +422 mln PLN w 9M 2018
- > Koszty sejsmiki oraz spisanych odwiertów: -114 mln PLN wobec -541 mln PLN w 9M 2018

Obrót i Magazynowanie

- > Wzrost przychodów ze sprzedaży gazu o +7% R/R (z uwzgl. transakcji zabezpieczających) oraz kosztów paliwa gazowego o +7% R/R.
- > Realizacja instrumentów zabezpieczających objętych rachunkowością zabezpieczeń odniesiona na wynik: +383 mln PLN vs -408 mln PLN w 9M 2018.
- > Wpływ rozwiązania odpisu na zapasie gazu o +34 mln PLN. W 9M 2018 r. zawiązanie odpisu na zapasie gazu na poziomie -6 mln PLN.

Dystrybucja

- > Niższy wolumen dystrybuowanego gazu (-1% R/R) oraz niższe o -4% R/R przychody z tytułu świadczenia usługi dystrybucyjnej w związku z niższą stawką taryfy dystrybucyjnej.
- > Saldo przychodów i kosztów bilansowania systemu: +144 mln PLN wobec +251 mln PLN w 9M 2018.

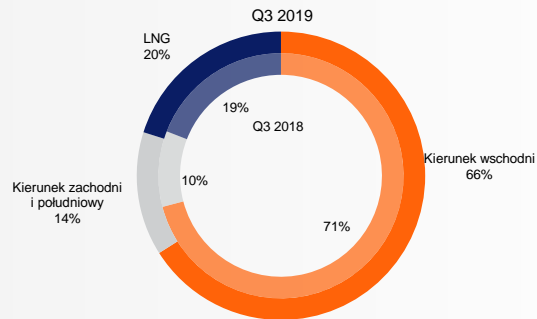
Wytwarzanie

- > Stabilne przychody ze sprzedaży ciepła R/R przy nieznacznie wyższej średniej temperaturze w okresie (o 0,2°C R/R) i stabilnych wolumenach sprzedaży ciepła.
- > Wyższe przychody ze sprzedaży energii elektrycznej o 30% R/R będące wynikiem wyższych notowań cen energii elektrycznej.

Sprzedaż i struktura importu gazu

- > Spadek udziału kierunku wschodniego przy wzroście udziału kierunku zachodniego, południowego i LNG w strukturze importu. W Q3 2019 r. rozładowano 6 gazowców, w tym 4 z kontraktu z Qatargas, 1 z Cheniere oraz 1 ładunek spot.
- > Wyższa sprzedaż gazu Grupy PGNiG głównie na skutek wzrostu sprzedaży PST.

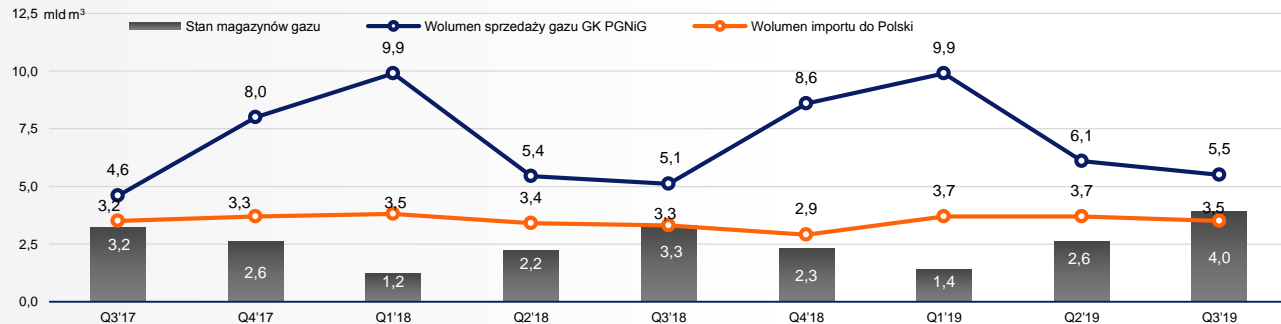
> Import gazu do Polski



> Sprzedaż gazu poza GK PGNiG według spółek

[mln m ³]	Q3 2018	Q3 2019	Δ%
Grupa PGNiG:	5 114	5 525	+8%
<i>PGNiG SA</i>	3 144	3 106	-1%
<i>PGNiG OD</i>	1 115	1 114	-
<i>PST</i>	855	1 305	+53%

> Sprzedaż gazu Grupy PGNiG, stan magazynów* i wolumen importu



Komentarz:

- > Zapas LNG w terminalu: 74 mln m³ po regazyfikacji (stan na 30.09.2019 r.).

* dane obejmują gaz wysokometanowy, zaazotowany zmagazynowany w Polsce i za granicą oraz gaz LNG w terminalu

Koszty operacyjne w Q3 2019 vs Q3 2018

[mln PLN]	Q3 2018	Q3 2019	Δ%
Koszt sprzedanego gazu	-4 129	-4 099	-1%
Paliwa do produkcji ciepła i energii	-96	-96	-
Zużycie pozostałych surowców i materiałów	-334	-519	+55%
Świadczenia pracownicze	-626	-697	+11%
Usługa przesyłowa	-249	-269	+8%
Pozostałe usługi obce	-463	-470	+2%
<i>Usługi regazyfikacji LNG</i>	-93	-85	-9%
Podatki i opłaty	-108	-103	-5%
Pozostałe przychody i koszty operacyjne*	-328	-193	-41%
<i>Zmiana stanu odpisów na zapasy</i>	-18	149	-928%
<i>Zmiana stanu rezerw</i>	-25	-94	+276%
Odpisy z tytułu utraty wartości rzeczowego majątku trwałego i wartości niematerialnych oraz ich odwrócenie	-26	-42	+62%
<i>Koszt odwiertów negatywnych i sejsmiki</i>	-165	-90	-45%
<i>Odpisy aktualizujące wartość składników majątku trwałego</i>	132	43	-67%
Koszt wytworzenia świadczeń na własne potrzeby	232	263	+13%
Amortyzacja	-643	-662	+3%
Koszty operacyjne ogółem	-6 770	-6 888	+2%
<i>Koszty operacyjne bez kosztu sprzedanego gazu</i>	-2 641	-2 789	+6%

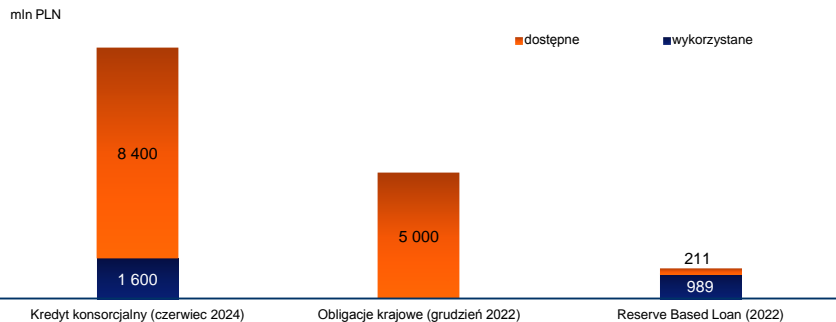
Komentarz

- Stabilne koszty sprzedanego gazu R/R (spadek o 1%) – stabilny poziom 9-miesięcznej ceny ropy.
- Wzrost kosztów zakupu energii na cele handlowe (do 381 mln PLN, czyli o 78% R/R) na skutek wyższych cen energii elektrycznej R/R.
- Stabilny poziom kosztów związanych z zakupem surowców (głównie węgla) do produkcji ciepła i energii.
- Wzrost kosztów z tytułu świadczeń pracowniczych (+11% R/R) głównie na skutek wzrostu świadczeń pracowniczych w segmencie Dystrybucji.
- Niższe R/R koszty odwiertów negatywnych i sejsmiki (-90 mln PLN). W Q3 2019 spisano 3 odwierty negatywne. W Q3 2018 spisano 6 odwiertów negatywnych (-165 mln PLN).
- Rozwiązanie odpisu z tytułu utraty wartości majątku trwałego na poziomie +48 mln PLN w Q3 2019. W Q3 2018 rozwiązanie odpisu na poziomie +139 mln PLN.
- Niższy poziom zmiany stanu rezerw o 69 mln PLN w związku z zawiązaniem rezerwy na brakujące uprawnienia do emisji CO₂ (-42 mln PLN w Q3 2019).
- Zawiązanie rezerwy na opłatę zastępczą dot. świadectw efektywności na poziomie -52 mln PLN w Q3 2019. W Q3 2018 zawiązanie rezerwy na poziomie -20 mln PLN.
- Rozwiązanie odpisu na zapasie gazu w Q3 2019 na poziomie +149 mln PLN vs. zawiązanie odpisu w Q3 2018 na poziomie -38 mln PLN.
- Różnice kursowe netto dotyczące działalności operacyjnej: +5 mln PLN w Q3 2019 vs -47 mln PLN w Q3 2018.
- Wynik na instrumentach pochodnych w pozostałych kosztach operacyjnych netto (nieobjętych rachunkowością zabezpieczeń): +14 mln PLN w Q3 2019 vs -65 mln PLN w Q3 2018.

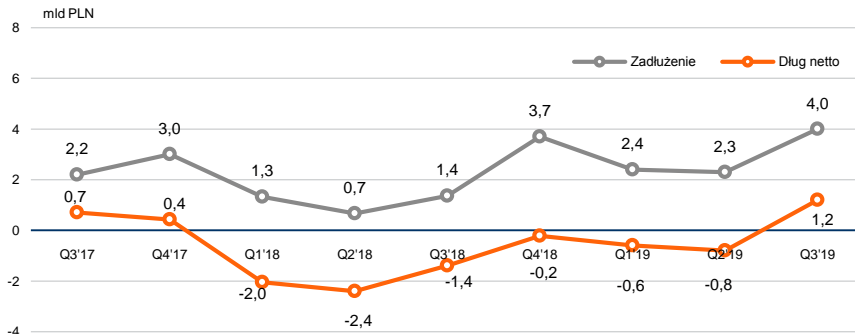
* Pozostałe koszty operacyjne w powyższym zestawieniu nie uwzględniają kosztów z tytułu podatków i opłat oraz odpisów z tytułu utraty wartości rzeczowego majątku trwałego i wartości niematerialnych.

Zadłużenie i źródła finansowania

> Źródła finansowania (stan na 30.09.2019 r.)

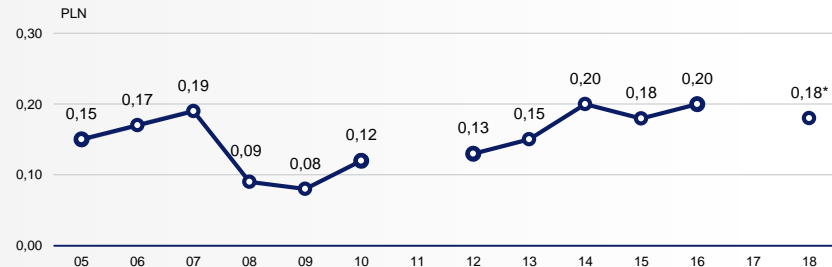


> Zadłużenie na koniec kwartału



- > W dniu 24 czerwca 2019 r. Spółka zawarła umowę odnawialnego kredytu konsorcjalnego. Umowa została zawarta z konsorcjum 9 banków. Kredyt odnawialny opiewa na kwotę 10 miliardów PLN, natomiast okres dostępności to 5 lat od dnia zawarcia umowy kredytu. Kredyt zastąpi finansowanie w postaci dwóch programów emisji obligacji z gwarancją objęcia na łączną kwotę 8 miliardów PLN.

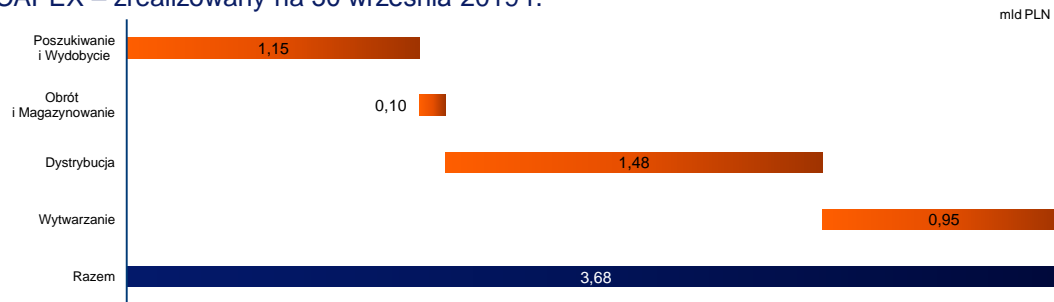
> Dywidenda za rok obrotowy (na akcje)



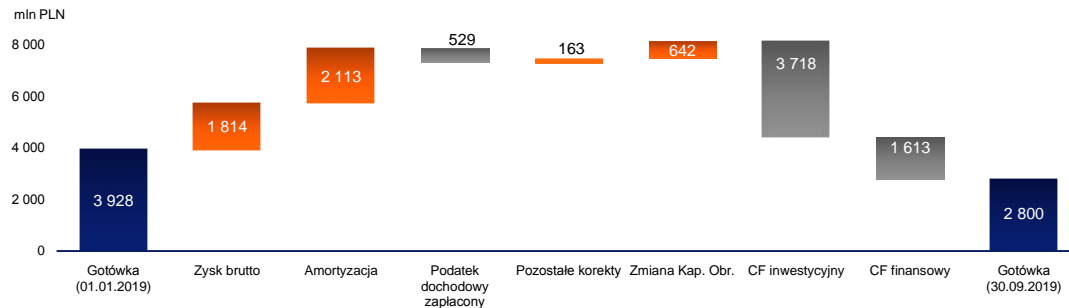
- > Wypłata dywidendy za 2018 rok nastąpiła w dwóch transzach. W dniu 29 października 2018 r. zdecydowano o wypłaceniu zaliczki na poczet przewidywanej dywidendy z zysku Spółki za rok 2018 r. w wysokości 0,07 PLN/akcja. Natomiast na posiedzeniu ZWZ w dniu 27 czerwca 2019 r. postanowiono wypłacić drugą część dywidendy za 2018 r. w wysokości 0,11 PLN/akcja. Wypłata pozostałej części nastąpiła w dniu 7 sierpnia 2019 r.

CAPEX, bilans oraz rachunek przepływów pieniężnych

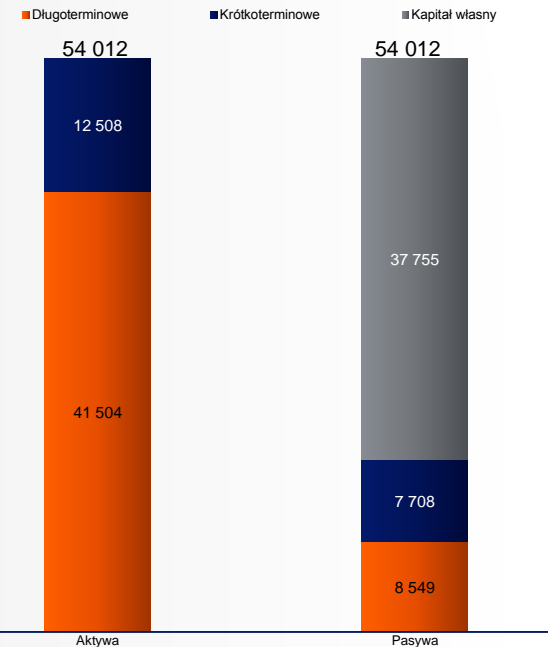
> CAPEX – zrealizowany na 30 września 2019 r.*



> Skonsolidowane przepływy pieniężne (01.01.2019 r. - 30.09.2019 r.)



> Bilans Grupy (stan na 30.09.2019 r.)



* Nakłady uwzględniające wydatki na akwizycje złóż węglowodorów; CAPEX zrealizowany na segment Pozostałe: 0,04 mld PLN

Wolumeny operacyjne

WYDOBYCIE GAZU ZIEMNEGO, GK PGNiG [mln m ³]	Q3 2019	Q2 2019	Q1 2019	Q4 2018	Q3 2018	Q2 2018	Q1 2018	Q4 2017	Q3 2017	Q2 2017	Q1 2017	9M 2019	9M 2018	9M 2017	FY 2018	FY 2017	FY 2016
GAZ WYSOKOMETANOWY (E)	451	439	477	473	436	461	464	461	459	469	474	1 367	1 361	1 402	1 834	1 863	1 919
<i>w tym w Polsce</i>	337	327	326	336	323	314	323	335	325	327	328	990	960	980	1 296	1 315	1 401
<i>w tym w Norwegii</i>	114	112	151	137	113	147	141	126	134	142	146	377	401	422	538	548	518
GAZ ZAAZOTOWANY (Ls/Lw przeliczony na E)	645	601	704	722	659	612	719	731	664	567	712	1 950	1 990	1 943	2 712	2 674	2 540
<i>w tym w Polsce</i>	593	556	661	673	606	559	674	684	627	533	680	1 810	1 839	1 840	2 512	2 524	2 481
<i>w tym w Pakistanie</i>	52	45	43	49	53	53	45	47	37	34	32	140	151	103	200	150	59
RAZEM (przeliczony na E)	1 096	1 040	1 181	1 195	1 095	1 073	1 183	1 192	1 123	1 036	1 186	3 317	3 351	3 345	4 546	4 537	4 458
SPRZEDAŻ GAZU ZIEMNEGO, GK PGNiG [mln m³]																	
GAZ WYSOKOMETANOWY (E)	5 175	5 715	9 431	8 141	4 777	5 134	9 414	7 603	4 298	5 079	8 311	20 322	19 325	17 688	27 466	25 291	22 895
<i>w tym sprzedaż PST poza GK PGNiG</i>	1 305	1 099	1 352	1 360	855	716	998	603	452	482	649	3 755	2 568	1 583	3 929	2 186	2 510
GAZ ZAAZOTOWANY (Ls/Lw przeliczony na E)	350	336	465	442	337	308	491	419	296	312	469	1 151	1 136	1 077	1 578	1 496	1 371
RAZEM (przeliczony na E)	5 525	6 051	9 896	8 583	5 114	5 442	9 905	8 022	4 594	5 391	8 780	21 473	20 461	18 765	29 044	26 787	24 266
<i>w tym sprzedaż bezpośrednio ze złóż</i>	210	170	229	228	211	179	237	226	182	161	227	609	627	570	855	796	718
IMPORT GAZU ZIEMNEGO, PGNiG SA [mln m³]																	
Razem	3 508	3 710	3 667	2 949	3 324	3 419	3 837	3 673	3 488	3 334	3 219	10 885	10 580	10 041	13 530	13 714	11 527
<i>w tym: kierunek wschodni</i>	2 316	2 186	1 791	1 097	2 357	2 602	2 982	2 540	1 889	2 518	2 709	6 292	7 941	7 116	9 038	9 656	10 248
<i>w tym: LNG</i>	706	1 044	727	759	635	815	505	383	470	475	387	2 477	1 955	1 332	2 713	1 715	974
ROPA NAFTOWA, GK PGNiG [tys. ton]																	
Wydobycie ropy naftowej i kondensatu	275	290	324	353	320	324	348	329	313	269	346	888	992	928	1 345	1 257	1 318
<i>w tym w Polsce</i>	184	177	208	219	202	189	208	220	203	148	216	568	599	567	818	787	763
<i>w tym w Norwegii</i>	91	113	116	134	118	135	140	109	110	121	130	320	393	361	527	470	555
Sprzedaż ropy naftowej i kondensatu z produkcji	295	266	288	378	309	294	429	313	251	316	390	850	1 032	957	1 410	1 270	1 346
<i>w tym w Polsce</i>	182	177	210	225	194	188	210	222	190	161	218	570	592	569	817	791	753
<i>w tym w Norwegii</i>	113	89	78	153	115	106	219	91	61	155	172	280	440	388	593	479	593
WYTWARZANIE																	
Produkcja E.c. netto (sprzedaż) [TJ]	3 268	6 040	16 970	14 255	2 942	4 425	19 037	14 195	3 476	6 848	18 088	26 278	26 404	28 412	40 659	42 607	39 527
Produkcja E.e. netto II stopnia (do sprzedaży) [GWh]	425	744	1 513	1 315	523	598	1 539	1 280	407	737	1 458	2 682	2 661	2 602	3 974	3 882	3 604