





Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo SA

Wyniki finansowe Grupy PGNiG w II kwartale i I półroczu 2019 roku



22 sierpnia 2019 r.

Spis Treści

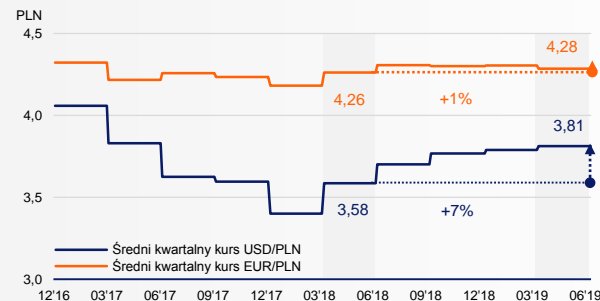
- > 1. Czynniki wpływające na wynik finansowy
- > 2. Podstawowe wyniki finansowe – Q2 2019
- > 3. Segmenty – omówienie:
 -  > Poszukiwanie i Wydobywanie
 -  > Obrót i Magazynowanie
 -  > Dystrybucja
 -  > Wytwarzanie
- > 4. Załączniki



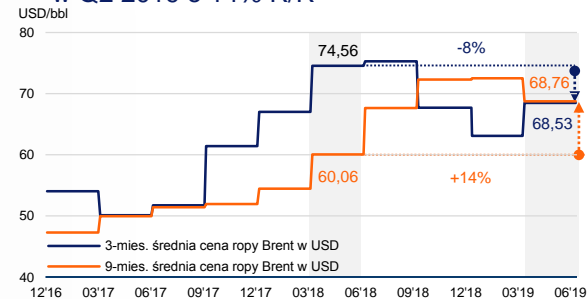
Czynniki wpływające na wynik finansowy

- > Rosnący koszt 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 Q2 2019 o 14% R/R



> Ceny gazu TGE RDN oraz średnia cena kontraktów ważonych wolumenem



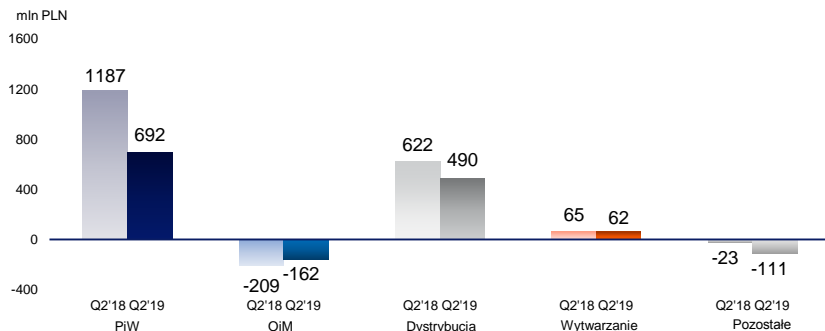
Uwagi:

- > 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 Q2 2019

[mln PLN]	Q2 2018	Q2 2019	Δ%
Przychody ze sprzedaży	7 639	8 284	+8%
Koszty operacyjne (bez amortyzacji)	-6 013	-7 323	+22%
EBITDA	1 626	961	-41%
<i>EBITDA (bez odpisów rzecz. aktywów trwałych oraz rezerwy z tytułu brakujących uprawnień do emisji CO₂)</i>	1 555	1 244	-20%
Amortyzacja	-657	-669	+2%
EBIT	969	292	-70%
Wynik na działalności finansowej	11	16	+45%
Zysk netto	704	248	-65%

> EBITDA Grupy w podziale na segmenty w Q2 2019 vs Q2 2018*



*Eliminacje w Q2 2018: -15 mln PLN oraz w Q2 2019: -10 mln PLN

Poszukiwanie i Wydobywanie

- > Spadek przychodów ze sprzedaży R/R: gazu o -313 mln PLN (-32% R/R), a ropy naftowej i kondensatu o -76 mln PLN (-13% R/R).
- > Odpis aktualizujący majątek trwały: -206 mln PLN wobec +71 mln PLN w Q2 2018

Obrót i Magazynowanie

- > Wzrost przychodów ze sprzedaży gazu o +15% R/R oraz kosztów paliwa gazowego o +8% R/R, głównie w wyniku wyższej ceny pozyskania gazu z importu.
- > Realizacja instrumentów zabezpieczających objętych rachunkowością zabezpieczeń odniesiona na wynik: +102 mln PLN vs -102 mln PLN w Q2 2018.
- > Wpływ zwiększenia odpisu na zapasie gazu o -152 mln PLN. W Q2 2018 r. nastąpiło częściowe rozwiązanie odpisu na zapasie gazu na poziomie +7 mln PLN.

Dystrybucja

- > Wyższy wolumen dystrybuowanego gazu (o +14% R/R) oraz wyższe o +5% R/R przychody z tytułu świadczenia usługi dystrybucyjnej.
- > Saldo przychodów i kosztów bilansowania systemu niższe o -45 mln PLN R/R.

Wytwarzanie

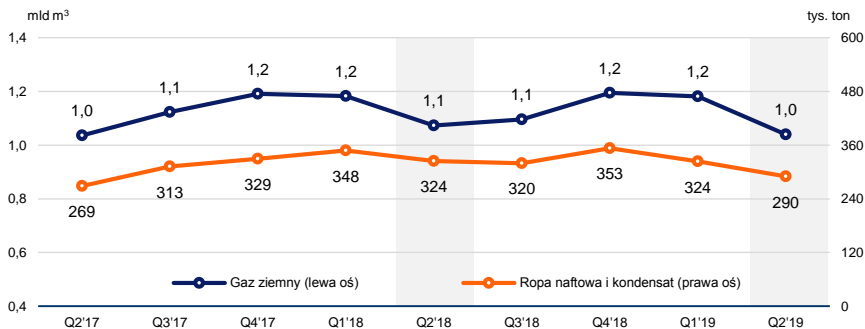
- > Wyższe przychody ze sprzedaży ciepła o 28% R/R na skutek spadku średniej temperatury w Q2 2019 i wyższych wolumenów sprzedaży ciepła o 36% R/R.
- > Wyższe przychody ze sprzedaży energii elektrycznej o 58% R/R będące wynikiem wyższych notowań cen energii elektrycznej.
- > W Q2 2019 ujęto koszt zawiązania rezerwy na brakujące uprawnienia do emisji CO₂ w kwocie -43 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]	Q2 2018	Q2 2019	Δ%
Przychody ze sprzedaży	1 681	1 279	-24%
Koszty operacyjne (bez amortyzacji)	-494	-588	+19%
<i>Koszty odwiertów negatywnych i spisanej sejsmiki</i>	-132	-11	-92%
<i>Odpis aktualizujący majątek trwały</i>	+71	-206	-
EBITDA	1 187	692	-42%
Amortyzacja	-269	-261	-3%
EBIT	918	431	-53%

Wolumen wydobycia gazu i ropy naftowej R/R



Komentarz

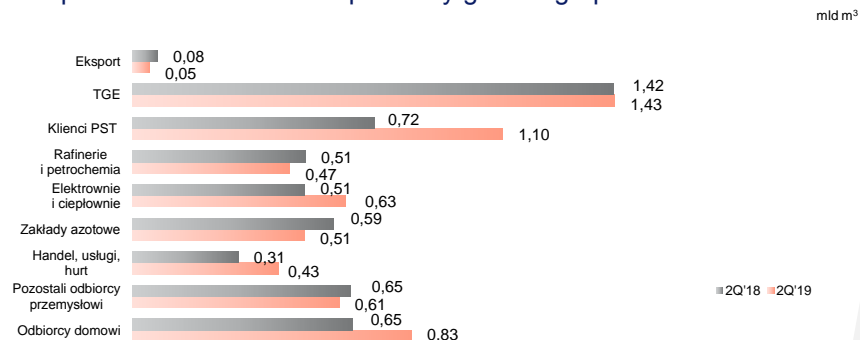
- Spadek przychodów ze sprzedaży ropy naftowej i kondensatu (R/R o -76 mln PLN) głównie na skutek spadku: wolumenu sprzedaży w Norwegii o -16% R/R do 89 tys. oraz o -8% średniej kwartalnej ceny ropy wyrażonej w USD.
- Spadek przychodów ze sprzedaży gazu w segmencie (-32% R/R, o -313 mln PLN) w wyniku spadku o 31% ceny gazu RDN na TGE i niższych o 4% R/R wolumenach sprzedaży.
- Spisane koszty odwiertów negatywnych i sejsmiki: -11 mln PLN w Q2 2019 wobec -132 mln PLN w Q2 2018.
- Zawiązanie odpisów na majątek trwały: -206 mln PLN w Q2 2019 wobec rozwiązania na poziomie +71 w PLN w Q2 2018.
- Pozycja *underlift* w Norwegii na koniec 30 czerwca 2019 r. – wpływ na Q2 2019 r. to +41 mln PLN (niższe pozostałe koszty operacyjne netto). Na 30 czerwca 2018 r. odnotowano pozycję *underlift* – wpływ na wynik Q2 2018 r. to +47 mln PLN.

Segment – Obrót i Magazynowanie

Wzrost kosztów pozyskania gazu głównie w wyniku wzrostu 9-cio miesięcznej ceny ropy.

[mln PLN]	Q2 2018	Q2 2019	Δ%
Przychody ze sprzedaży	5 561	6 184	+11%
Koszty operacyjne (bez amortyzacji)	-5 770	-6 346	+10%
EBITDA	-209	-162	-22%
Amortyzacja	-47	-50	+6%
EBIT	-256	-212	-17%

> Grupa PGNiG* – wolumen sprzedaży gazu w grupach odbiorców



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

Komentarz

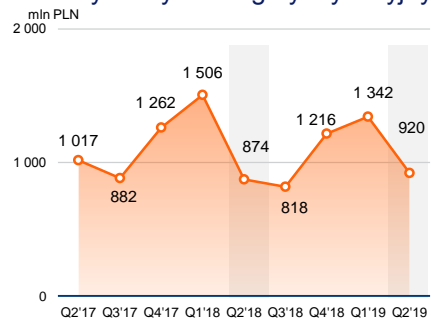
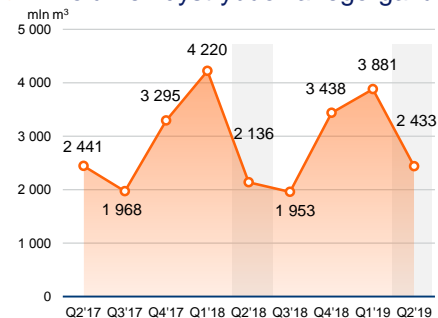
- > Wzrost przychodów ze sprzedaży gazu R/R (z uwzgl. wpływu transakcji zabezpieczających) o 0,6 mld PLN (do 5,6 mld PLN w Q2 2019) przy wyższym wolumenie sprzedaży o 12% R/R w segmencie poza Grupę.
- > Wynik na realizacji instrumentów zabezpieczających objętych rachunkowością zabezpieczeń w wysokości +102 mln PLN w Q2 2019 vs -102 mln PLN w Q2 2018. Zmiana w kapitałach odniesiona na zapasy (pozycja bilansowa na koniec Q2 2019) – wpływ na poziomie -107 mln PLN (pomniejszenie kosztu zakupu gazu). W Q2 2018 wpływ na poziomie -32 mln PLN.
- > Niższy wolumen importu gazu z kier. wschodniego do Polski R/R (Q2 2019: 2,19 mld m³ vs Q2 2018: 2,60 mld m³). Wyższy wolumen importu z kier. zachodniego (+0,41 mld m³ R/R) oraz LNG (+0,23 mld m³).
- > Przychody ze sprzedaży energii elektrycznej łącznie: 537 mln PLN, wzrost o 71 mln PLN R/R (+15% R/R) przy jednoczesnym wzroście kosztów energii na cele handlowe o 81 mln PLN (+18% R/R).
- > Zawiązanie odpisu na zapasie gazu w Q2 2019 na poziomie -152 mln PLN vs. częściowe rozwiązanie odpisu w Q2 2018 na poziomie +7 mln PLN. Stan odpisu na koniec Q2 2019 wyniósł 186 mln PLN.
- > Wpływ zawiązania rezerwy na opłatę zastępczą dot. świadectw efektywności energetycznej -26 mln PLN w Q2 2019 wobec +19 mln PLN R/R w Q2 2018.

Segment – Dystrybucja

Wyniki segmentu pod wpływem niższej taryfy przy niższej średniej temperaturze w okresie.

[mln PLN]	Q2 2018	Q2 2019	Δ%
Przychody ze sprzedaży	1 137	1 084	-5%
Koszty operacyjne (bez amortyzacji)	-516	-593	+15%
EBITDA	622	490	-21%
Amortyzacja	-231	-242	+5%
EBIT	391	248	-37%

> Wolumen dystrybuowanego gazu > Przychody z usług dystrybucyjnych



Komentarz

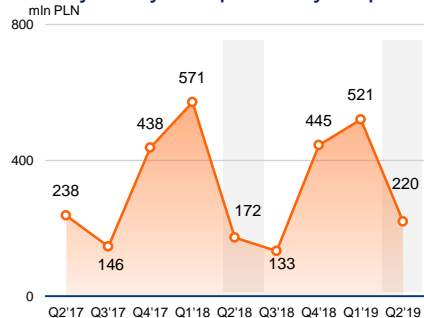
- > Wyższy wolumen dystrybuowanego gazu (o +14% R/R) sięgający 2,43 mld m³, przy niższej średniej temperaturze w kwartale o 1,6°C R/R.
- > Przychody ze świadczenia usługi dystrybucyjnej wyższe o 46 mln PLN (+5% R/R), pomimo niższego poziomu taryfy od 15 lutego 2019 r. (ok. -5%). W Q1 2018 r. także zmiana 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: +181 mln PLN w Q2 2019 wobec +226 mln PLN rok wcześniej.
- > Wzrost kosztów świadczeń pracowniczych o 98 mln PLN (+31% R/R) głównie w wyniku zmiany stanu zobowiązań na wypłatę dodatkowych świadczeń dla pracowników PSG z tytułu premii i pozostałych nagród. Wypłata dla pracowników PSG nastąpi w Q3 2019.

Segment – Wytwarzanie

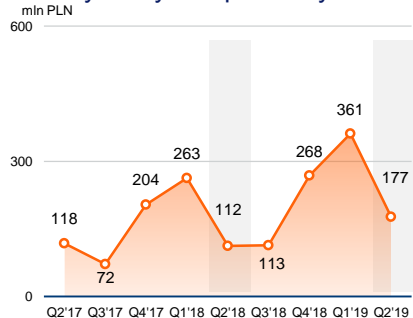
Wyniki segmentu pod wpływem wyższych cen sprzedaży energii elektrycznej i kosztów surowców oraz wyższych wolumenów sprzedaży ciepła

[mln PLN]	Q2 2018	Q2 2019	Δ%
Przychody ze sprzedaży	347	457	+32%
Koszty operacyjne (bez amortyzacji)	-281	-395	+41%
EBITDA	65	62	-5%
<i>EBITDA (bez uwzględnienia rezerwy z tytułu brakujących uprawnień do emisji CO₂ w pozostałych kosztach operacyjnych)</i>	65	105	+62%
Amortyzacja	-94	-101	+7%
EBIT	-28	-38	+36%

> Przychody ze sprzedaży ciepła



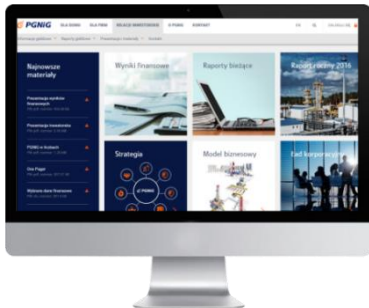
> Przychody ze sprzedaży Ee z wytw.



Komentarz

- > Wzrost przychodów ze sprzedaży Ee z wytwarzania o 58% R/R do poziomu 177 mln PLN przy wyższych cenach rynkowych i wyższym wolumenie sprzedaży (+24% R/R).
- > Wyższe przychody ze sprzedaży ciepła o +28% R/R na poziomie 220 mln PLN przy wyższym wolumenie sprzedaży (+36% R/R).
- > W Q2 2019 ujęto koszt zawiązania rezerwy na brakujące uprawnienia do emisji CO₂ w kwocie -43 mln PLN, która została wykazana w pozostałych kosztach operacyjnych netto (zmiana stanu rezerw). W związku z powyższym nastąpił istotny wzrost kosztów operacyjnych (+41% R/R) oraz spadek raportowanego wyniku EBITDA (-5% 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 105 mln zł.
- > Wzrost kosztów zakupu węgla o 43 mln PLN (do 148 mln PLN w Q2 2019), na skutek wyższej jednostkowej ceny węgla z transportem.
- > Wzrost kosztów amortyzacji o 7% R/R w wyniku uruchomienia w Q4 2018 nowego bloku w EC Zofiówka.
- > Wolumen sprzedaży w Q2 2019:
 - > Sprzedaż ciepła poza GK PGNiG na poziomie 6,04 PJ.
 - > Energia elektryczna z produkcji: 0,74 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

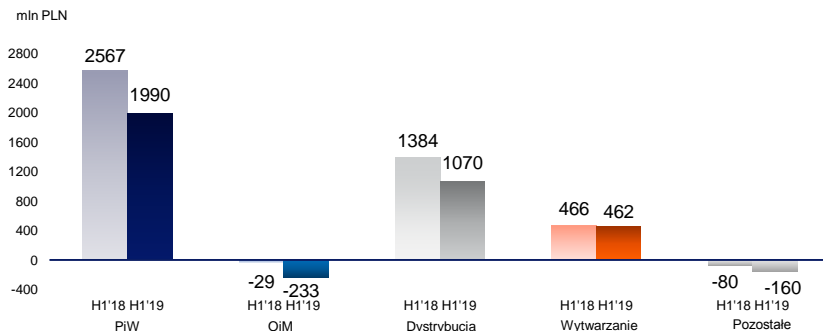
- > 1. Podstawowe wyniki finansowe H1 2019
- > 2. Sprzedaż i struktura importu gazu
- > 2. Koszty operacyjne
- > 3. Zadłużenie i źródła finansowania
- > 4. CAPEX, bilans, rachunek przepływów pieniężnych
- > 5. Wolumeny operacyjne



Podstawowe wyniki finansowe w H1 2019

[mln PLN]	H1 2018	H1 2019	Δ%
Przychody ze sprzedaży	20 886	22 624	+8%
Koszty operacyjne (bez amortyzacji)	-16 586	-19 498	+18%
EBITDA	4 300	3 126	-27%
<i>EBITDA (bez odpisów rzecz. aktywów trwałych oraz rezerwy z tytułu brakujących uprawnień do emisji CO₂)</i>	3 988	3 391	-15%
Amortyzacja	-1 326	-1 451	+9%
EBIT	2 974	1 675	-44%
Wynik na działalności finansowej	51	31	+39%
Zysk netto	2 270	1 311	-42%

EBITDA Grupy w podziale na segmenty w H1 2019 vs H1 2018*



*Eliminacje w H1 2018: -8 mln PLN oraz w H1 2019: -3 mln PLN

Poszukiwanie i Wydobywanie

- Spadek przychodów ze sprzedaży R/R: gazu o -373 mln PLN (-17% R/R), a ropy naftowej i kondensatu o -291 mln PLN (-23% R/R).
- Odpis aktualizujący wartość składników majątku trwałego -189 mln PLN wobec +311 mln PLN w H1 2018

Obrót i Magazynowanie

- Wzrost przychodów ze sprzedaży gazu o +14% R/R oraz kosztów paliwa gazowego o +14% R/R.
- Realizacja instrumentów zabezpieczających objętych rachunkowością zabezpieczeń odniesiona na wynik: +280 mln PLN vs -271 mln PLN w H1 2018.
- Wpływ zwiększenia odpisu na zapasie gazu o -115 mln PLN. W H1 2018 r. rozwiązanie odpisu na zapasie gazu na poziomie +32 mln PLN.

Dystrybucja

- Niższy wolumen dystrybuowanego gazu (-1% R/R) oraz niższe o 5% R/R przychody z tytułu świadczenia usługi dystrybucyjnej w związku z niższą stawką taryfy dystrybucyjnej.
- Stabilne saldo przychodów i kosztów bilansowania systemu.

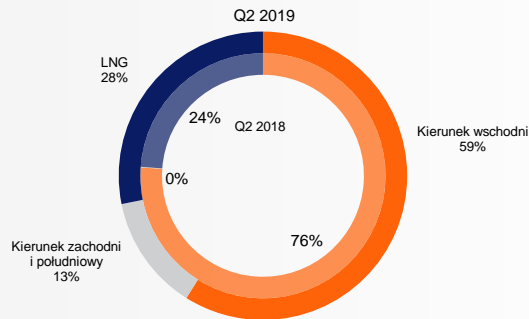
Wytwarzanie

- Stabilne przychody ze sprzedaży ciepła R/R na skutek wyższej średniej temperaturze w okresie o 0,7°C R/R i niższych wolumenach sprzedaży ciepła o -2% R/R.
- Wyższe przychody ze sprzedaży energii elektrycznej o 44% R/R będące wynikiem wyższych notowań cen energii elektrycznej.

Sprzedaż i struktura importu gazu

- Wzrost udziału kierunku zachodniego i południowego oraz LNG w strukturze importu. W Q2 2019 r. rozładowano 9 gazowców, w tym 6 z kontraktu z Qatargas, 1 z Centrica oraz 2 ładunki spot.
- Wyższa Sprzedaż gazu Grupy PGNiG. Wzrost sprzedaży PST (działalność zagraniczna).
- Stan zapasów gazu w PMG gazu wysokometanowego wyższy o 19% R/R, z czego 0,3 mld m³ zostało zmagazynowane na Ukrainie.

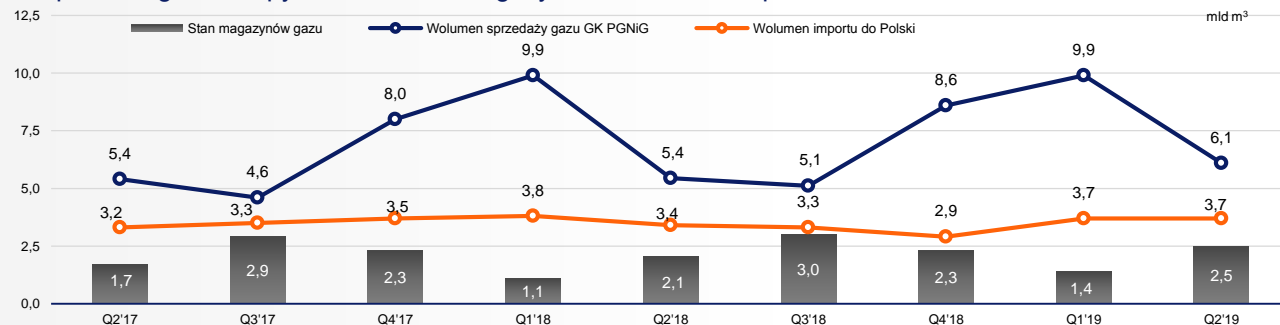
Import gazu do Polski



Sprzedaż gazu poza GK PGNiG według spółek

[mln m ³]	Q2 2018	Q2 2019	Δ%
Grupa PGNiG:	5 442	6 051	+11%
<i>PGNiG SA</i>	3 311	3 387	+2%
<i>PGNiG OD</i>	1 416	1 566	+11%
<i>PST</i>	716	1 099	+53%

Sprzedaż gazu Grupy PGNiG, stan magazynów i wolumen importu



Komentarz:

- Zapasy LNG w terminalu: 103 mln m³ po regazyfikacji (stan na 30.06.2019 r.).

Koszty operacyjne w Q2 2018 vs Q2 2019

[mln PLN]	Q2 2018	Q2 2019	Δ%
Koszt sprzedanego gazu	-4 066	-4 846	+19%
Paliwa do produkcji ciepła i energii	-110	-168	+53%
Zużycie pozostałych surowców i materiałów	-435	-460	+6%
Świadczenia pracownicze	-723	-834	+15%
Usługa przesyłowa	-259	-258	0%
Pozostałe usługi obce	-445	-441	-1%
<i>Usługi regazyfikacji LNG</i>	-91	-95	+4%
Podatki i opłaty	-41	-46	+12%
Pozostałe przychody i koszty operacyjne*	-114	-265	+132%
<i>Zmiana stanu odpisów na zapasy</i>	1	-94	-
<i>Zmiana stanu rezerw</i>	9	-62	-
Odpisy z tytułu utraty wartości rzeczowego majątku trwałego i wartości niematerialnych oraz ich odwrócenie	-60	-251	+318%
<i>Koszt odwiertów negatywnych i sejsmiki</i>	-132	-11	-92%
<i>Odpisy aktualizujące wartość składników majątku trwałego</i>	72	-240	-
Koszt wytworzenia świadczeń na własne potrzeby	240	246	+3%
Amortyzacja	-657	-669	+2%
Koszty operacyjne ogółem	-6 670	-7 992	+20%
<i>Koszty operacyjne bez kosztu sprzedanego gazu</i>	-2 604	-3 146	+21%

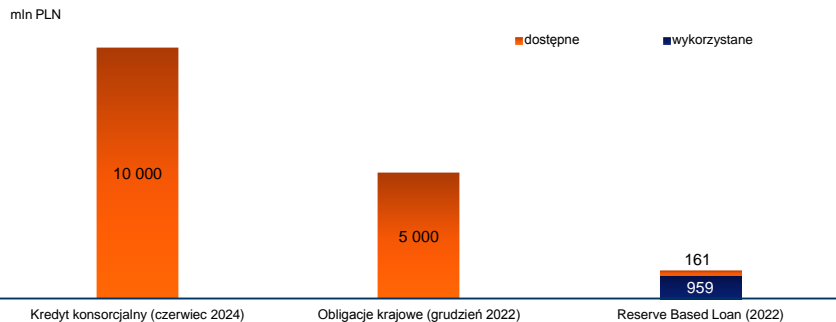
Komentarz

- Wzrost kosztów sprzedanego gazu R/R o 780 mln PLN (+19%) w związku ze wzrostem cen ropy i gazu.
- Wzrost kosztów związanych z produkcją ciepła i energii o 58 mln PLN (+53% R/R), głównie na skutek wyższej jednostkowej ceny węgla z transportem.
- Wzrost kosztów z tytułu świadczeń pracowniczych związany z przesunięciem wypląt z nagrody rocznej dla pracowników PSG na kolejny kwartał.
- Niższe R/R koszty odwiertów negatywnych i sejsmiki (-11 mln PLN). W Q2 2019 spisano 1 odwiert negatywny. W Q2 2018 spisano 7 odwiertów negatywnych (132 mln PLN).
- Zawiązanie odpisu z tytułu utraty wartości majątku trwałego na poziomie -240 mln PLN w Q2 2019 vs rozwiązanie +72 mln PLN w Q2 2018.
- Niższy poziom zmiany stanu rezerw o 71 mln PLN w związku z zawiązaniem rezerwy na brakujące uprawnienia do emisji CO₂ (-43 mln PLN).
- Zawiązanie odpisu na rezerwę na opłatę zastępczą dot. świadectw efektywności na poziomie -23 mln PLN w Q2 2019 vs rozwiązanie odpisu +16 mln PLN w Q2 2018.
- Zawiązanie odpisu na zapasie gazu w Q2 2019 na poziomie -152 mln PLN vs. częściowe rozwiązanie odpisu w Q2 2018 na poziomie +7 mln PLN.
- Różnice kursowe netto dotyczące działalności operacyjnej: -13 mln PLN w Q2 2019 vs +63 mln PLN w Q2 2018.
- Wynik na instrumentach pochodnych w pozostałych kosztach operacyjnych netto (nieobjętych rachunkowością zabezpieczeń): +50 mln PLN w Q2 2019 vs -30 mln PLN w Q2 2018.

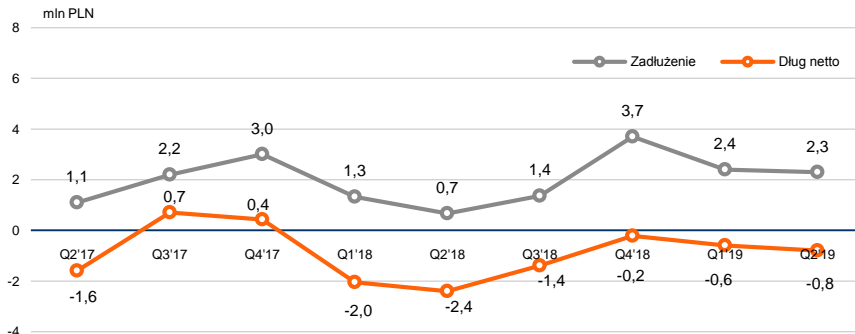
* Pozostałe koszty operacyjne w powyższym zestawieniu nie uwzględniają kosztów z tytułu podatków i opłat oraz odpisów z tytułu utraty wartości rzeczowego majątku trwałego i wartości niematerialnych.

Zadłużenie i źródła finansowania

> Źródła finansowania (stan na 30.06.2019 r.)

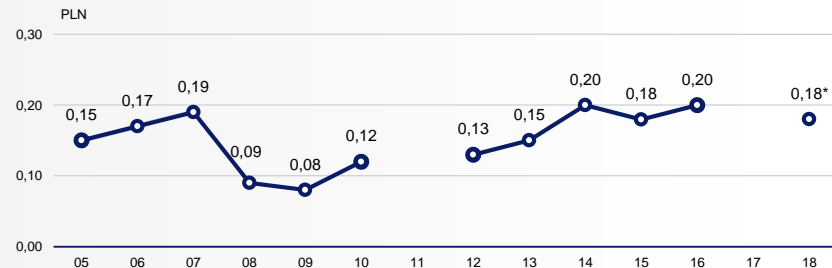


> Zadłużenie na koniec kwartału



> 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.

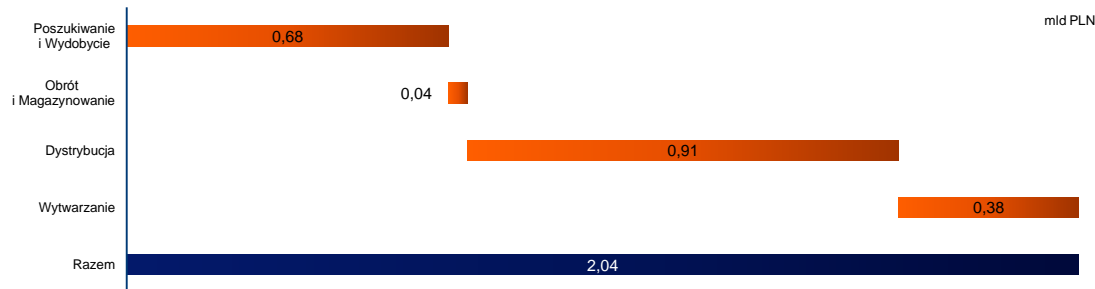
> Dywidenda za rok obrotowy (na akcje)



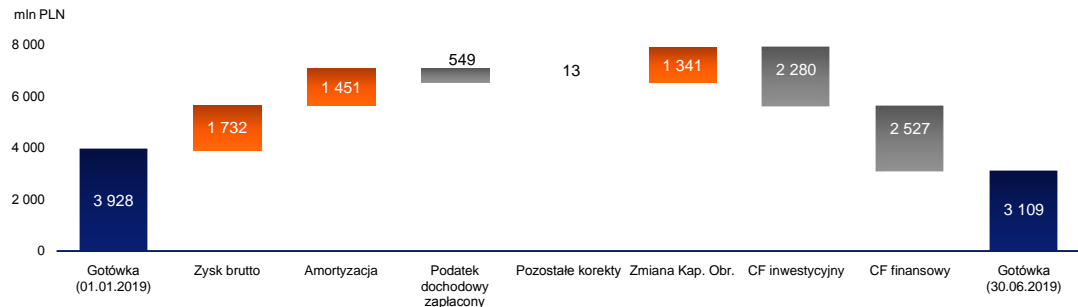
> Wypłata dywidendy za 2018 rok nastąpiła w dwóch transzach. W dniu 29 października 2018 r. zdecydowano o wypłaceniu zaliczki na poczet przewidywanej dywidendy z zysku Spółki za rok 2018 r. w wysokości 0,07 PLN/akcja. Natomiast na posiedzeniu ZWZ w dniu 27 czerwca 2019 r. postanowiono wypłacić drugą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

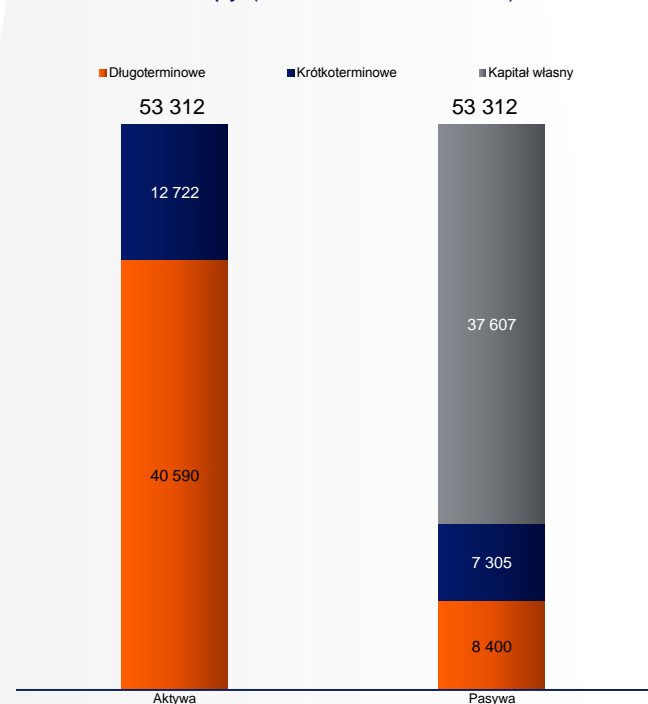
> CAPEX – zrealizowany na 30 czerwca 2019 r.*



> Skonsolidowane przepływy pieniężne (01.01.2019 r. - 30.06.2019 r.)



> Bilans Grupy (stan na 30.06.2019 r.)



* Nakłady uwzględniające wydatki na akwizycje złóż węglowodorów; CAPEX zrealizowany na segment Pozostałe: 0,03 mld PLN

Wolumeny operacyjne

WYDOBYCIE GAZU ZIEMNEGO, GK PGNiG [mln m ³]	Q2 2019	Q1 2019	Q4 2018	Q3 2018	Q2 2018	Q1 2018	Q4 2017	Q3 2017	Q2 2017	Q1 2017	H1 2019	H1 2018	H1 2017	FY 2018	FY 2017	FY 2016
GAZ WYSOKOMETANOWY (E)	439	477	473	436	461	464	461	459	469	474	916	925	943	1 834	1 863	1 919
<i>w tym w Polsce</i>	327	326	336	323	314	323	335	325	327	328	653	637	655	1 296	1 315	1 401
<i>w tym w Norwegii</i>	112	151	137	113	147	141	126	134	142	146	263	288	288	538	548	518
GAZ ZAAZOTOWANY (Ls/Lw przeliczony na E)	601	704	722	659	612	719	731	664	567	712	1 305	1 331	1 279	2 712	2 674	2 540
<i>w tym w Polsce</i>	556	661	673	606	559	674	684	627	533	680	1 217	1 233	1 213	2 512	2 524	2 481
<i>w tym w Pakistanie</i>	45	43	49	53	53	45	47	37	34	32	88	98	66	200	150	59
RAZEM (przeliczony na E)	1 040	1 181	1 195	1 095	1 073	1 183	1 192	1 123	1 036	1 186	2 221	2 256	2 222	4 546	4 537	4 458
SPRZEDAŻ GAZU ZIEMNEGO, GK PGNiG [mln m³]																
GAZ WYSOKOMETANOWY (E)	5 715	9 431	8 141	4 777	5 134	9 414	7 603	4 298	5 079	8 311	15 146	14 548	13 390	27 466	25 291	22 895
<i>w tym sprzedaż PST poza GK PGNiG</i>	1 099	1 352	1 360	855	716	998	603	452	482	649	2 451	1 714	1 131	3 929	2 186	2 510
GAZ ZAAZOTOWANY (Ls/Lw przeliczony na E)	336	465	442	337	308	491	419	296	312	469	801	799	781	1 578	1 496	1 371
RAZEM (przeliczony na E)	6 051	9 896	8 583	5 114	5 442	9 905	8 022	4 594	5 391	8 780	15 947	15 347	14 171	29 044	26 787	24 266
<i>w tym sprzedaż bezpośrednio ze złóż</i>	170	229	228	211	179	237	226	182	161	227	399	416	388	855	796	718
IMPORT GAZU ZIEMNEGO, PGNiG SA [mln m³]																
Razem	3 710	3 667	2 949	3 324	3 419	3 837	3 673	3 488	3 334	3 219	7 377	7 256	6 553	13 530	13 714	11 527
<i>w tym: kierunek wschodni</i>	2 186	1 791	1 097	2 357	2 602	2 982	2 540	1 889	2 518	2 709	3 977	5 584	5 227	9 038	9 656	10 248
<i>w tym: LNG</i>	1 044	727	759	635	815	505	383	470	475	387	1 771	1 320	862	2 713	1 715	974
ROPA NAFTOWA, GK PGNiG [tys. ton]																
Wydobycie ropy naftowej i kondensatu	290	324	353	320	324	348	329	313	269	346	614	672	615	1 345	1 257	1 318
<i>w tym w Polsce</i>	177	208	219	202	189	208	220	203	148	216	385	397	364	818	787	763
<i>w tym w Norwegii</i>	113	116	134	118	135	140	109	110	121	130	229	275	251	527	470	555
Sprzedaż ropy naftowej i kondensatu z produkcji	266	288	378	309	294	429	313	251	316	390	554	723	706	1 410	1 270	1 346
<i>w tym w Polsce</i>	177	210	225	194	188	210	222	190	161	218	387	398	379	817	791	753
<i>w tym w Norwegii</i>	89	78	153	115	106	219	91	61	155	172	167	325	327	593	479	593
WYTWARZANIE																
Produkcja E.c. netto (sprzedaż) [TJ]	6 040	16 970	14 255	2 942	4 425	19 037	14 195	3 476	6 848	18 088	23 010	23 462	24 936	40 659	42 607	39 527
Produkcja E.e. netto II stopnia (do sprzedaży) [GWh]	744	1 513	1 315	523	598	1 539	1 280	407	737	1 458	2 257	2 137	2 195	3 974	3 882	3 604