





Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo SA

Prezentacja Spółki



Spis treści

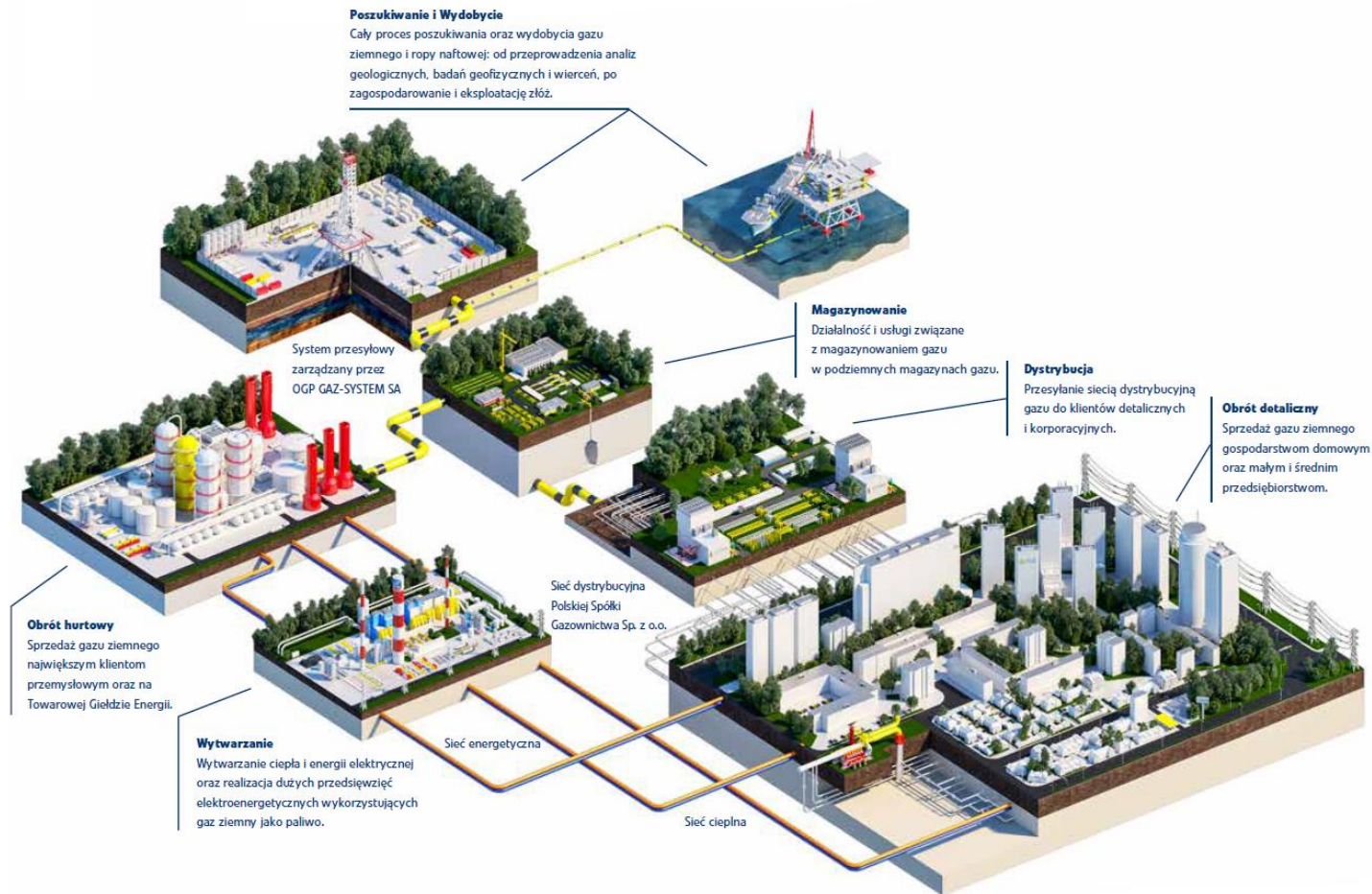
- > 1. Grupa PGNiG i rynek gazu w Polsce
- > 2. Segmenty Grupy PGNiG
 - >  Poszukiwanie i Wydobywanie
 - >  Obrót i Magazynowanie
 - >  Dystrybucja
 - >  Wytwarzanie
- > 3. Strategia, nakłady
- > 4. Załączniki





Grupa PGNiG i rynek gazu w Polsce

Wiodąca zintegrowana grupa w polskim sektorze gazowo - naftowym



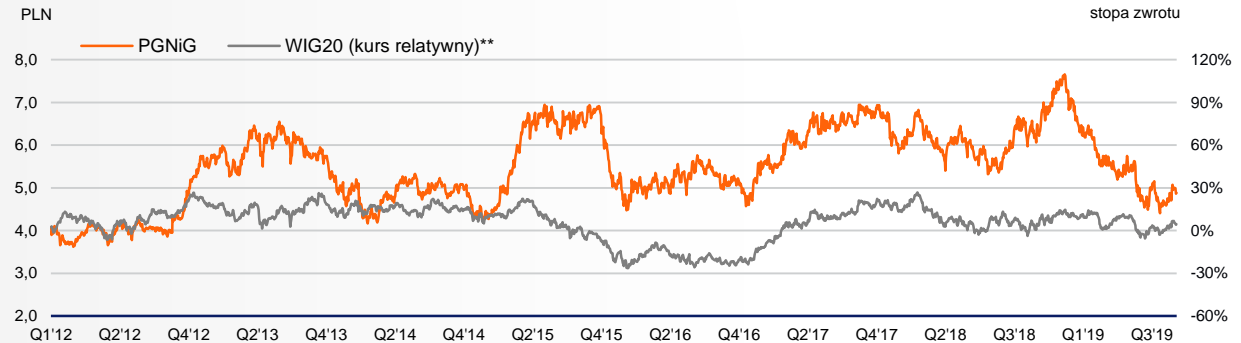
Piąta największa polska spółka notowana na GPW*

- > Notowana na GPW od września 2005 r.
- > Kapitalizacja rynkowa około 28,5 mld PLN (EUR 6,7 mld, USD 7,3 mld)*
- > Udział w WIG20: 3,8%

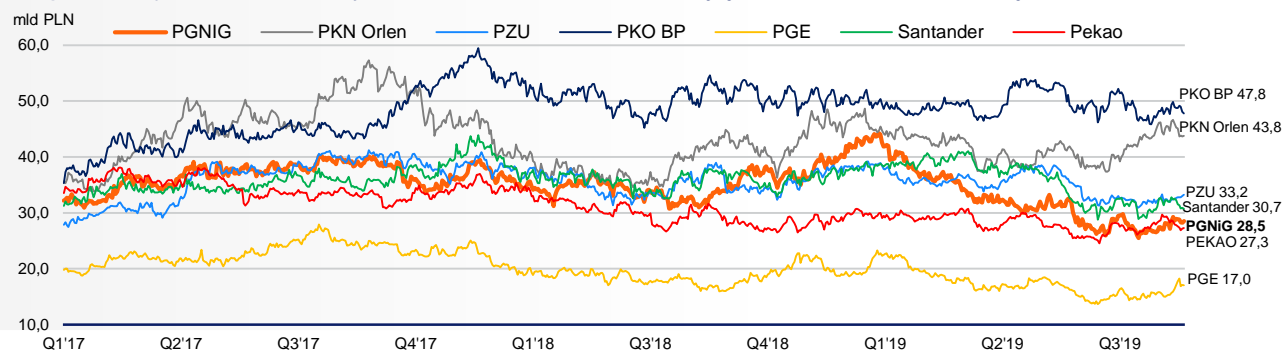
- > Struktura akcjonariatu (stan na 30.09.2019 r.)



- > Kurs akcji PGNiG oraz WIG20 od stycznia 2012 roku wraz ze stopą zwrotu



- > Kapitalizacja PGNiG od stycznia 2017 r. wraz z wiodącymi spółkami notowanymi na GPW

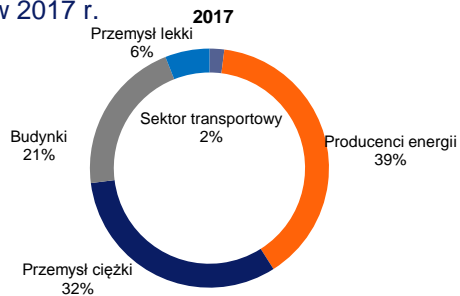


* Pod względem kapitalizacji na dzień 15.11.2019 r., z pominięciem dywidend: PGNiG = 4,938, EUR/PLN = 4,2807, USD/PLN = 3,8848

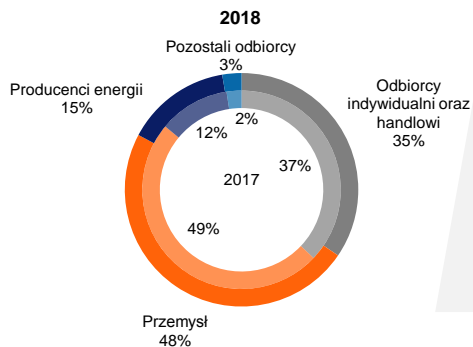
** Wykres notowań WIG20 uwzględniający relatywne zmiany procentowe względem kursu PGNiG (na dzień 15.11.2019 r.)

Rynek gazu w Polsce: niska konsumpcja gazu z potencjałem wzrostowym

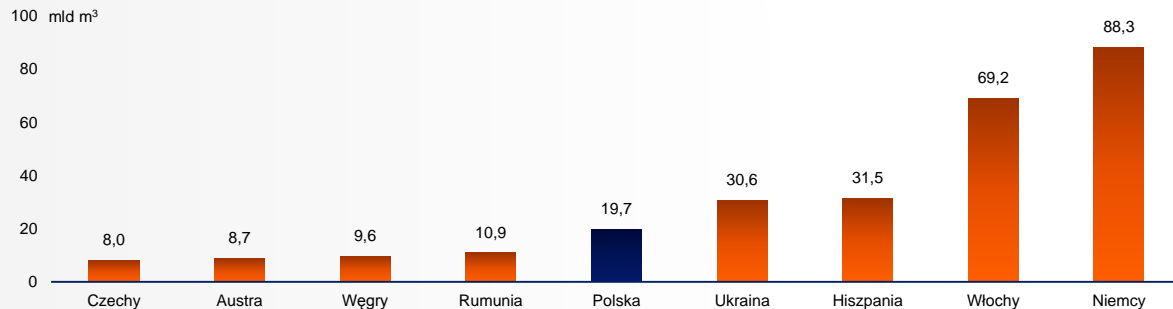
> Zużycie gazu na świecie według sektorów w 2017 r.



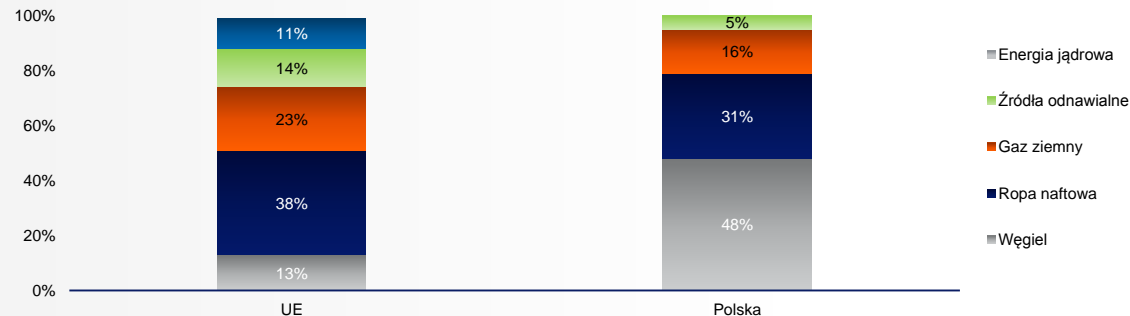
> Sprzedaż gazu przez PGNiG według sektorów w 2017 i 2018 r.



> Zużycie gazu ziemnego wg krajów w 2018 r.

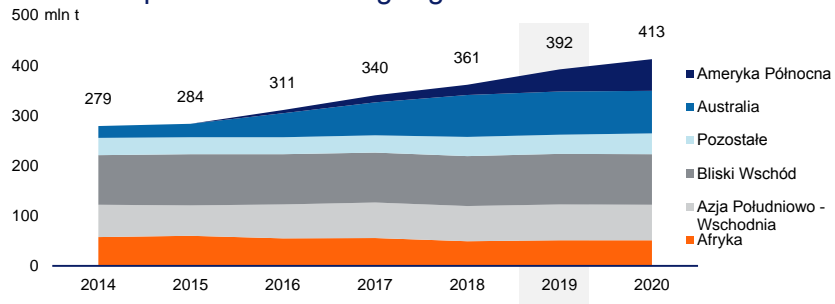


> Zużycie energii pierwotnej w 2018 r.

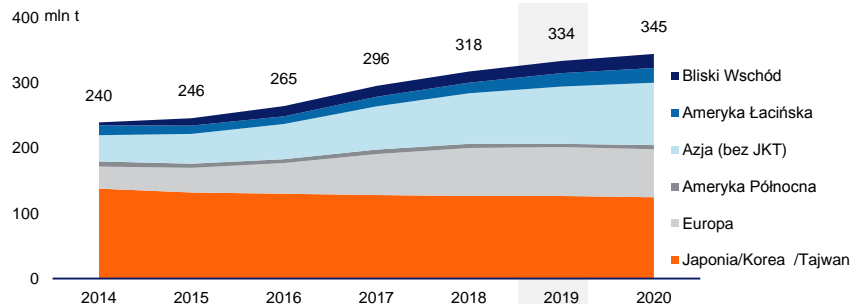


Rynek gazu na świecie

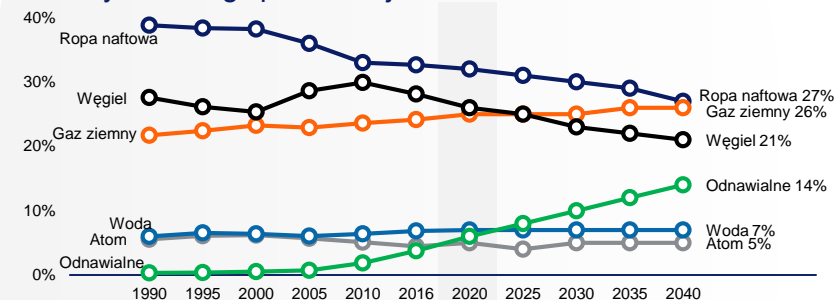
> Roczna podaż LNG według regionów



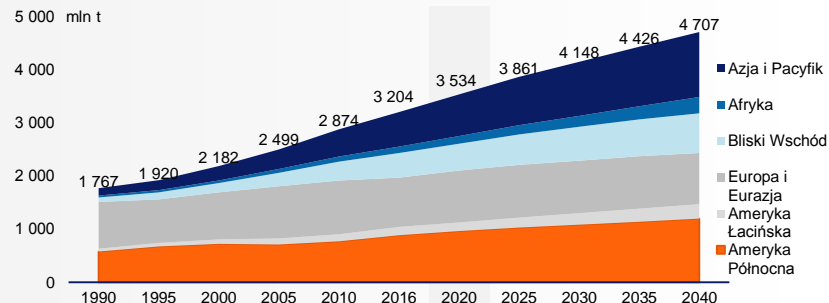
> Roczny popyt na LNG według regionów



> Zużycie energii pierwotnej na świecie



> Popyt na gaz ziemny



Poszukiwanie i
wydobycie



Obrót i magazynowanie



Dystrybucja



Wytwarzanie

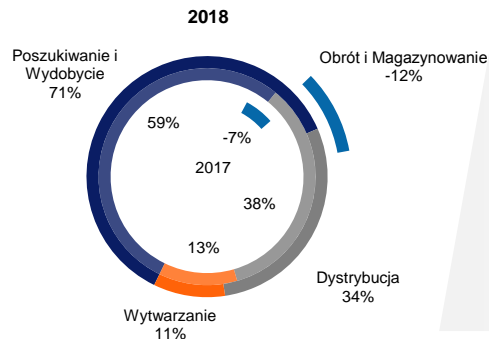


Segmenty Grupy PGNiG

Wyniki finansowe Grupy PGNiG w latach 2010-2018

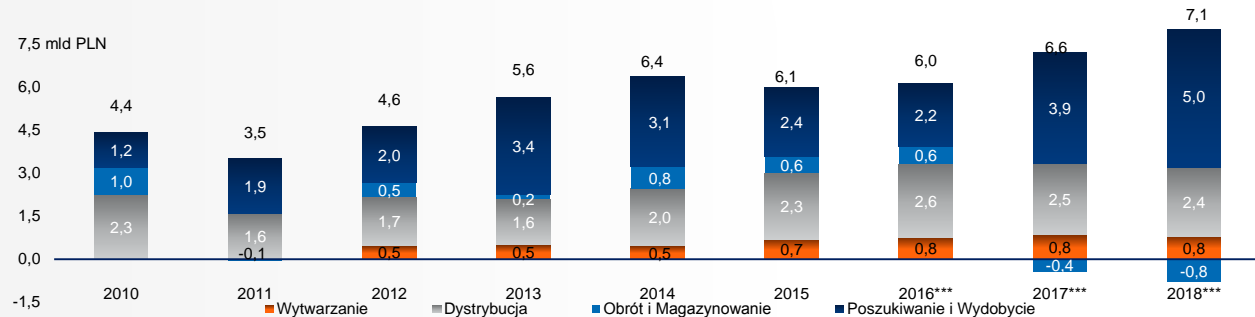
- > Szósta największa spółka w Europie Środkowo-Wschodniej*
- > Trzecia największa spółka paliwowa w regionie*
- > Stabilny poziom EBITDA dzięki zdywersyfikowanym źródłom przychodów

> Udział segmentów w EBITDA

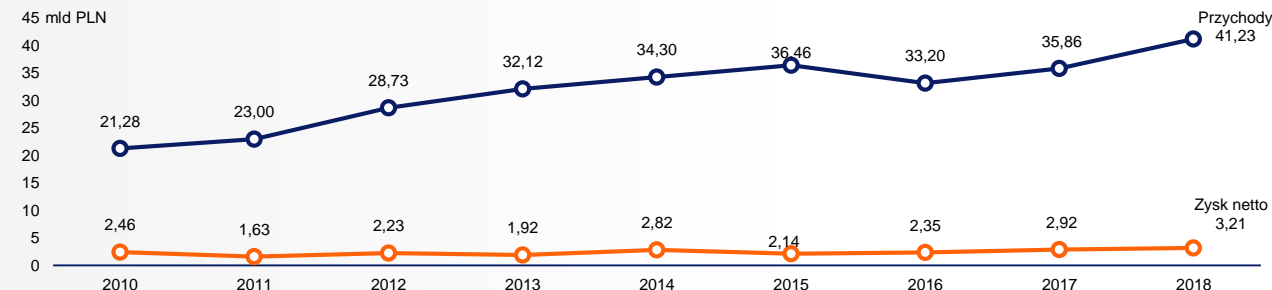


Udział pozostałych segmentów w EBITDA w 2018: -4%; in 2017: -3%

> EBITDA Grupy PGNiG**



> Przychody i zysk netto Grupy PGNiG



* Źródło: TOP 500 CEE 2019 / ** EBITDA 2010-2015 przed wewnętrznymi eliminacjami z wyłączeniem segmentu „Pozostałe segmenty”

*** przekształcone, „Pozostałe segmenty” nie zostało zaprezentowane na wykresie

Lider działalności poszukiwawczo-wydobywczej ropy i gazu w Polsce

> Złoża PGNiG w Polsce**:

- > udokumentowane zasoby gazu 548 mln boe (87,7 mld m³)
- > udokumentowane zasoby ropy 119 mln boe (15,2 mln ton)

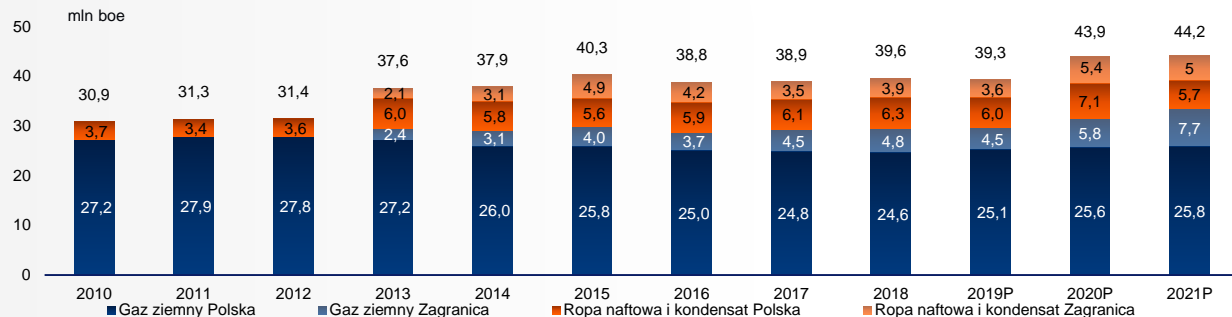
> Koncesje na ropę i gaz w Polsce***:

- > 17 na poszukiwanie i rozpoznawanie
- > 29 koncesji łącznych
- > 2 koncesje zawieszono

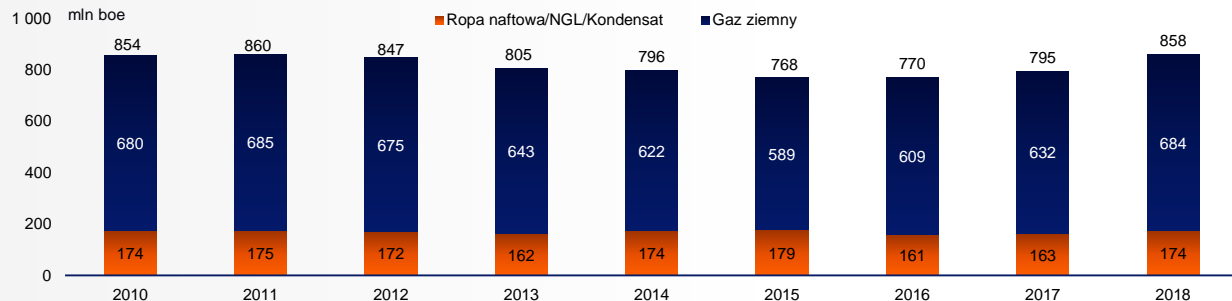
> Działalność poszukiwawcza i wydobywcza:

- > 54 kopalni gazu ziemnego i ropy naftowej w Polsce
- > Ponad 2 tys. odwiertów eksploatacyjnych

> Wydobycie gazu i ropy naftowej*

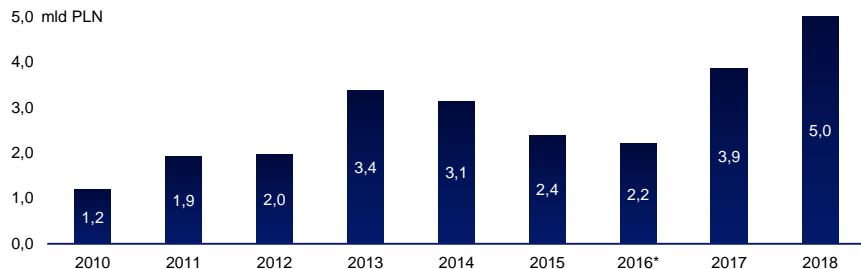


> Zasoby gazu ziemnego i ropy naftowej

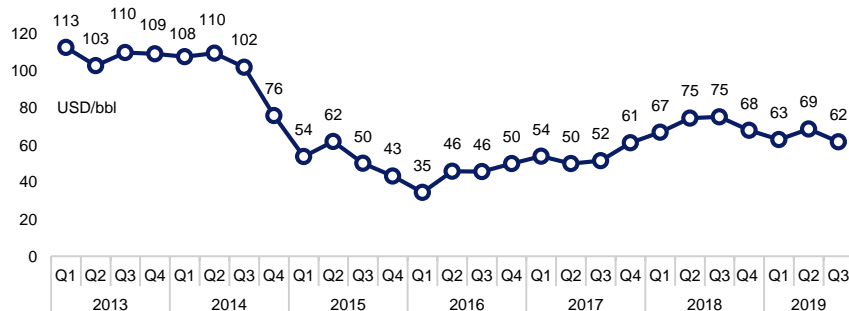


Wyniki finansowe segmentu Poszukiwanie i Wydobywanie

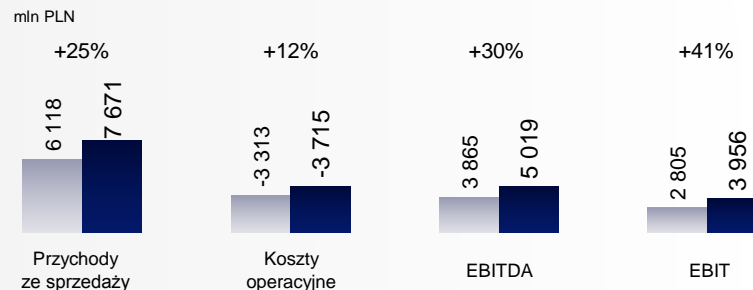
EBITDA segmentu Poszukiwanie i Wydobywanie



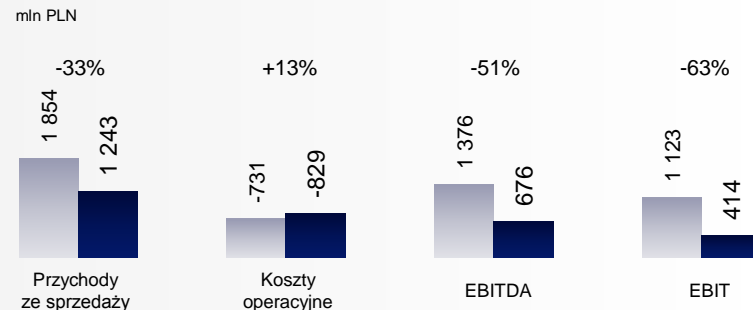
Średnia cena ropy naftowej Brent



Wyniki segmentu za 2017 vs 2018

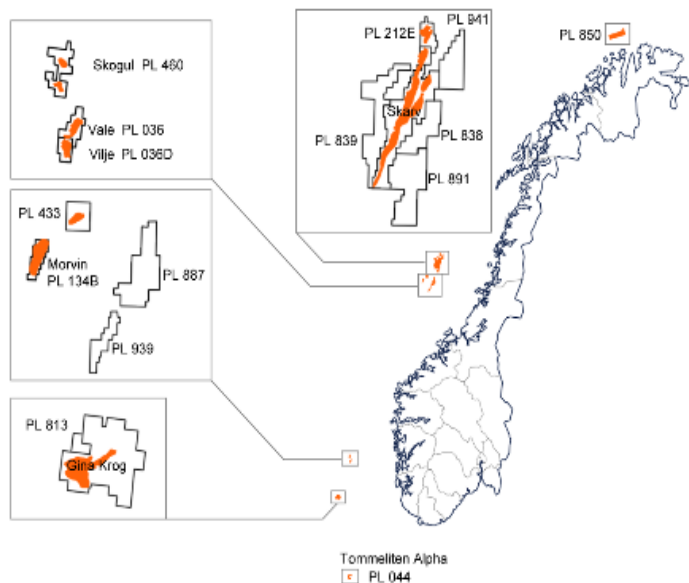


Wyniki segmentu za Q3 2018 vs Q3 2019



* przekształcone

Działalność zagraniczna - Norwegia



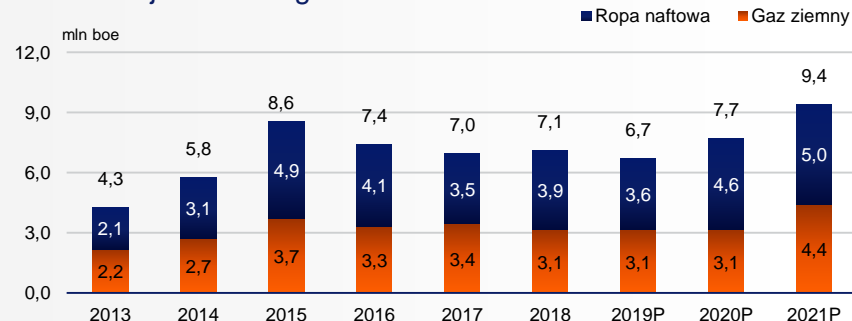
W PGNiG Upstream Norway posiada udziały w koncesjach poszukiwawczo-wydobywczych na Norweskim Szelfie Kontynentalnym, zlokalizowanych na Morzach Norweskim, Północnym i Barentsa. Wspólnie z partnerami zajmuje się wydobywaniem węglowodorów ze złóż Skarv, Morvin, Vilje, Vale i Gina Krog oraz zagospodarowaniem złóż: Ærfugl (wcześniej Snadd), Skogul (wcześniej Storklakken) oraz Duva (nabytego w lipcu i październiku 2019 r.).

Dodatkowo PGNiG UN przygotowuje się do zagospodarowania złóż: Tommeliten Alpha (nabytego w 2018 r.) oraz King Lear (nabytego w I półroczu 2019 r.), a także rozpatruje możliwość zagospodarowania złoża Fogelberg. Na pozostałych koncesjach spółka realizuje projekty poszukiwawcze.

> Rezerwy w Norwegii (stan na 31 grudnia 2018 r.)

	Gaz ziemny	Ropa i NGL	SUMA (mm boe)
Skarv	12,4	8,5	20,9
Gina Krog	6,6	8,2	14,8
Vilje		3,7	3,7
Vale	0,7	0,6	1,3
Morvin	0,4	0,8	1,2
Tommeliten Alpha	36,1	18	54,1
Ærfugl	21,4	9,1	30,5
Skogul	0,3	2,9	3,2
Fogelberg	8,8	3,4	12,2
Suma	86,7	55,2	141,9

> Produkcja w Norwegii



Działalność zagraniczna – Pakistan i pozostałe

› Aktywa: Pakistan

data umowy	18 maja 2005
udziały	PGNiG 70% / Pakistan Petroleum 30%
obszar	956 km ²
położenie	provincia Sindh, blok Kirthar
zobowiązania	2 odwierty, 100 km sejsmiki 2D (wypełnione)
szacowane zasoby	9,4 mld m ³ gazu (7 mld m ³ Rehman / 2,4 mld m ³ Rizq)

W I półroczu 2019 r. produkcja ze złóż Rehman i Rizq prowadzona była 7 odwiertami, a stan zasobów na 30 czerwca 2019 r. wyniósł ok. 8,69 mld m³ gazu naturalnego (w części przypadającej PGNiG). Ukończono wiercenie i testowanie pozytywnego odwiertu Rehman-5, rozpoczęto wiercenie odwiertu Rehman-6 oraz zakończono mobilizację urządzenia na potrzeby wiercenia otworu Rizq-3.

W 2019 r. przewidziano do podłączenia odwierty Rizq-3, Rehman-5 oraz Rehman-6. W ramach kontynuacji prac poszukiwawczych, Oddział w Pakistanie planuje także ukończenie rozpoczętych w 2018 r. zdjęć sejsmicznych 3D na obszarze potencjalnego złoża W1 oraz 2D na obszarze potencjalnego złoża W2.



› Pozostała aktywność zagraniczna w 2018 r.

Prace sejsmiczne:

- › Akwizycje danych sejsmicznych: Bułgaria, Chorwacja, Egipt, Kolumbia, Tunezja, Ukraina, Myanmar
- › Przetwarzanie i interpretacja danych sejsmicznych: Francja, Indie, Pakistan, Kolumbia

Prace wiertnicze:

- › Główne obszary odwiertów: Pakistan, Kazachstan, Ukraina

Libia:

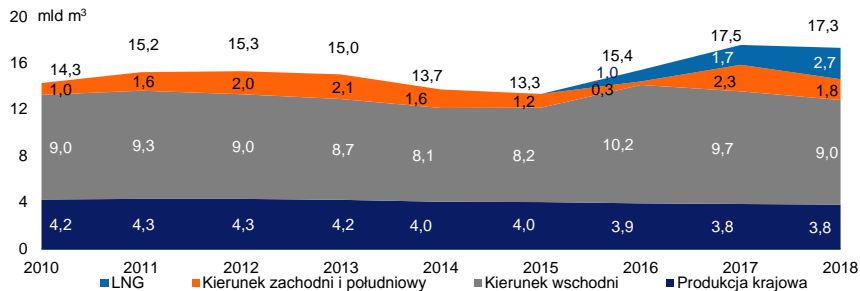
- › Od 2008 roku jedna licencja LC113 na wydobycie
- › W połowie 2014 zgłoszenie siły wyższej
- › W 2017 i 2018 działania ograniczające wpływ siły wyższej oraz weryfikacja perspektywiczności licencji

ZEA:

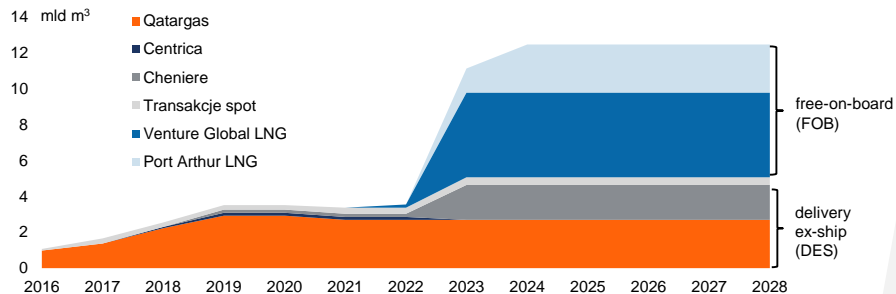
- › W grudniu 2018 r. PGNiG wygrało przetarg na nabycie praw w zakresie poszukiwania, rozpoznawania i wydobywania węglowodorów w emiracie Ras Al Khaimah
- › W styczniu 2019 r. doszło do podpisania umów pomiędzy PGNiG oraz partnerami (RAKPA i RAK Gas), a PGNiG objęło 90% udziałów na Bloku 5.

Pozyskanie i sprzedaż gazu

Źródła zaopatrzenia PGNiG SA w gaz ziemny



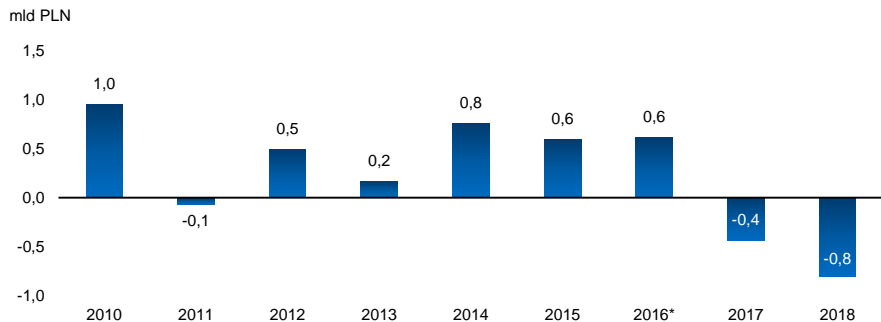
Portfolio LNG Grupy PGNiG



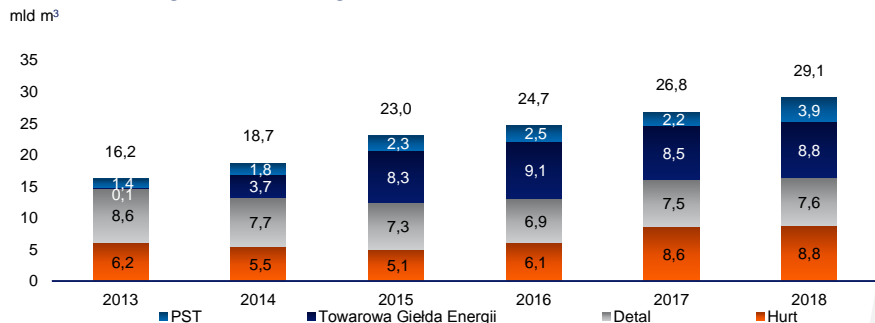
- > Kontrakt Jamalski z firmą Gazprom na dostawy gazu (do 2022):
 - > do 10,2 mld m³ rocznie, 85% Take-or-Pay
- > Kontrakt z Qatargas na dostawy LNG (do 2034):
 - > 1,3 mld m³ gazu, 100% Take-or-Pay. Dostawy od czerwca 2016 r.
 - > umowa dodatkowa (całkowity wolumen wzrośnie do 2,7 mld m³ gazu rocznie, a w latach 2018-2020 do ok. 2,9 mld m³ gazu rocznie)
- > Kontrakt z Cheniere na dostawy LNG (do 2042):
 - > 0,73 mld m³ gazu po regazyfikacji łącznie w całym okresie 2019-2022
 - > 1,95 mld m³ gazu rocznie po regazyfikacji w okresie 2023-2042
- > Kontrakty z Venture Global i Port Arthur na dostawy LNG:
 - > 7,4 mld m³ gazu rocznie po regazyfikacji. Dostawy od najwcześniej 2022 r. do 2043 r.
- > 3,9 mld m³ gazu sprzedanego w 2018 roku przez PST do odbiorców poza Polską
- > Taryfy:
 - > Obrót gazem: Koszty pozyskania gazu + koszty operacyjne + marża
 - > Obrót detaliczny: Baza kosztowa PGNiG Obrót Detaliczny m.in. koszt pozyskania gazu na TGE
 - > Magazynowanie: Koszt + zwrot z kapitału (6,1% WACC x 3,5 mld zł wartości regulowanej aktywów WRA) (od kwietnia 2019 r.)

Wyniki finansowe segmentu Obrót i Magazynowanie

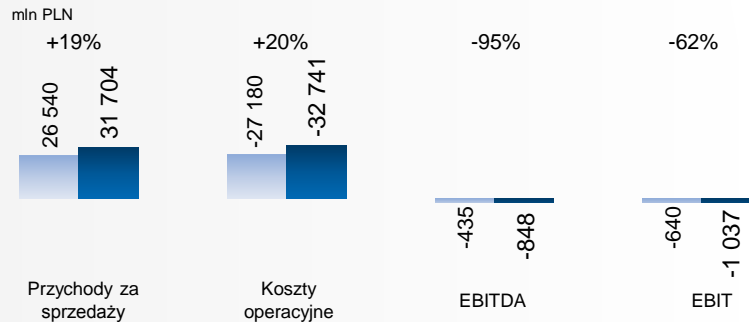
> EBITDA segmentu Obrót i Magazynowanie



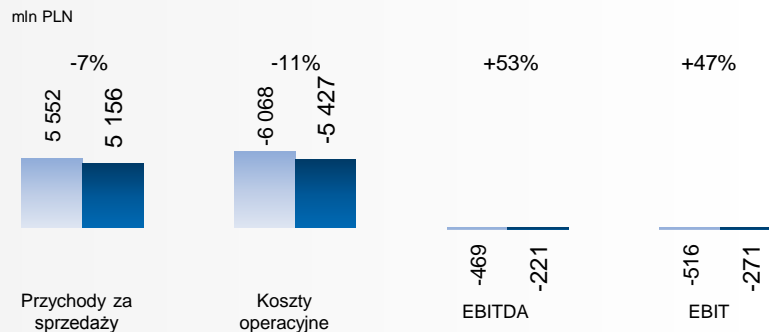
> Sprzedaż gazu ziemnego przez PGNiG SA, PGNiG OD oraz PST



> Wyniki segmentu za 2017 vs 2018

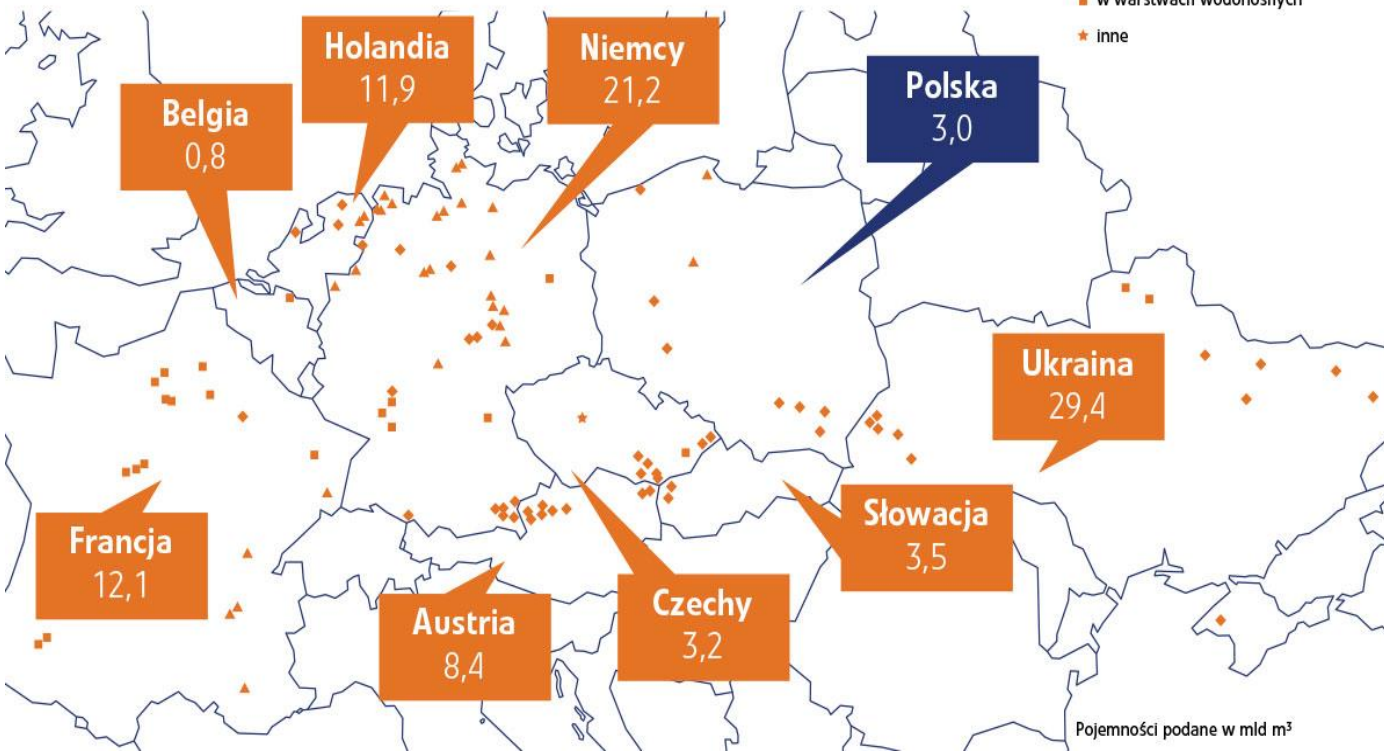


> Wyniki segmentu za Q3 2018 vs Q3 2019



Magazynowanie

- ◆ w częściowo wyeksploatowanych złożach ropy naftowej i gazu ziemnego
- ▲ w warstwach solnych
- w warstwach wodonośnych
- ★ inne

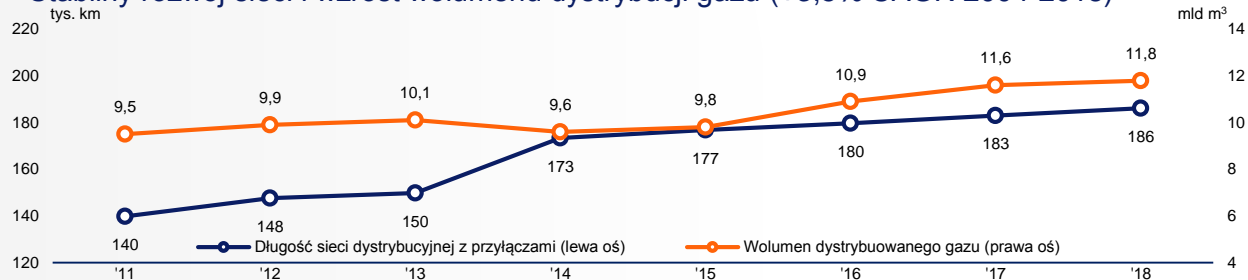


- > GK PGNiG posiada dominującą rolę w rynku magazynowania paliwa gazowego. W Polsce działa siedem podziemnych magazynów gazu – pięć złożowych (o długich cyklach napełniania i opróżniania) oraz dwa kawernowe.
- > Wszystkimi (w Brzeźnicy, Husowie, Mogilnie, Strachocinie, Swarzowie, Wierzchowicach i Kosakowie) zarządza Gas Storage Poland – spółka zależna PGNiG.
- > W systemie gazowniczym PGNiG w ramach segmentu Poszukiwanie i Wydobywanie funkcjonują dwa magazyny gazu grupy L (PMG Daszewo i PMG Bonikowo), których głównymi zadaniami jest regulowanie pracy systemu gazu zaazotowanego oraz zagospodarowanie gazu z kopalń gazu zaazotowanego.

Dystrybucja

- > Polska Spółka Gazownictwa ma dominujący udział na rynku, należy do niej 97% krajowej sieci dystrybucyjnej oraz niemal 99% przyłączy*
- > Dostarcza gaz od sprzedawców do odbiorców przyłączonych do sieci dystrybucyjnej (gosp. domowych i przedsiębiorstw)
- > Segment odpowiedzialny za eksploatację, remonty i rozbudowę tej sieci

> Stabilny rozwój sieci i wzrost wolumenu dystrybucji gazu (+3,5% CAGR 2004-2018)



> Pokrycie siecią dystrybucyjną

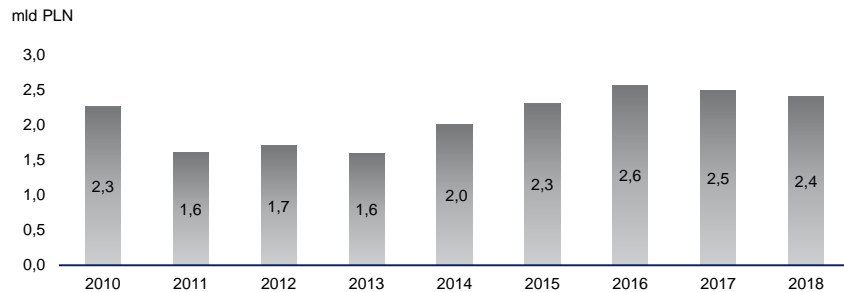


> Taryfa:

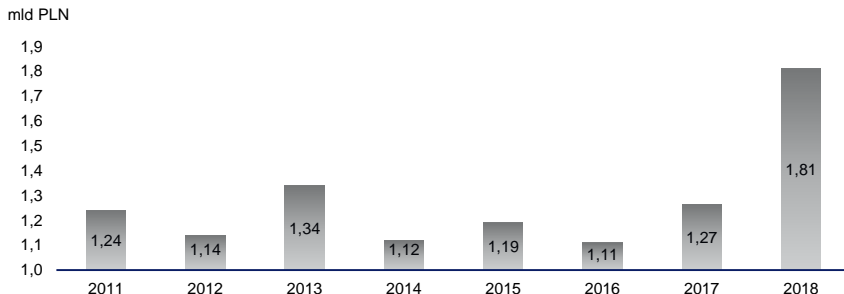
- > Taryfa nr 7 zatwierdzona przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki w styczniu 2019 r., obowiązująca od lutego 2019 r.
- > Koszt + zwrot z kapitału (6,2% WACC x 12,2 mld zł wartości regulowanej aktywów WRA)

Wyniki finansowe segmentu Dystrybucja

> EBITDA segmentu Dystrybucja

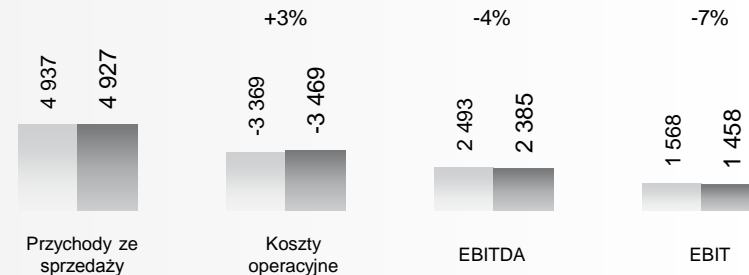


> CAPEX segmentu



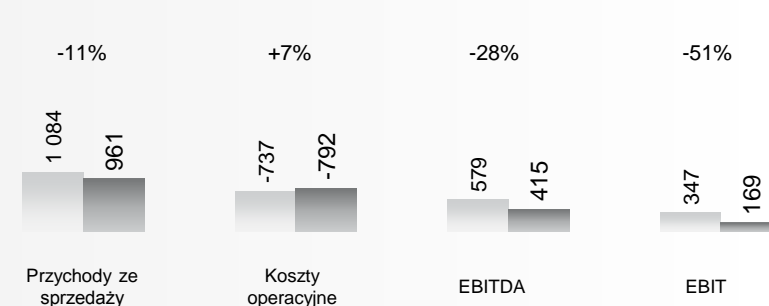
> Wyniki segmentu za 2017 vs 2018

mln PLN



> Wyniki segmentu za Q3 2018 vs Q3 2019

mln PLN



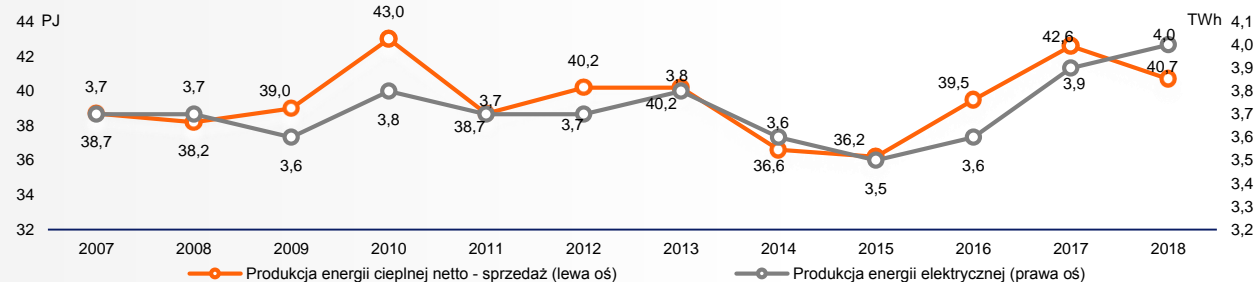
Wytwarzanie

- > **Udział na rynku krajowym*:**
 - > moc cieplna 10%
 - > wolumen sprzedaży ciepła 11%
- > **Udział na rynku warszawskim:**
 - > największy producent ciepła i energii elektrycznej w kogeneracji
 - > szacunkowe pokrycie całkowitego zapotrzebowania na ciepło ok 70%
 - > szacunkowe pokrycie całkowitego zapotrzebowania na energię elektryczną ok. 65%
 - > ciepło dostarczane do sieci miasta ok. 98%
- > **Taryfa:**
 - > System taryf benchmarkowych na rynku ciepłowniczym z istotnym potencjałem wzrostu wartości ze względu na niski koszt produkcji ciepła

Kluczowe dane operacyjne PGNiG Termika

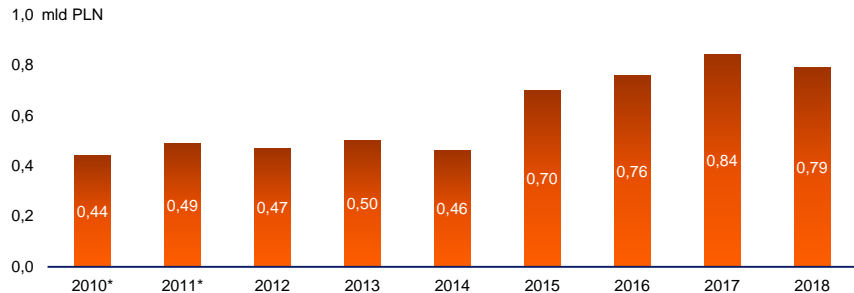
Moc zainstalowana cieplna	5,3 GWt
Moc osiągalna elektryczna	1,2 GWe
Sprzedaż ciepła (regulowana) w 2018 r.	40,7 PJ
Sprzedaż energii elektrycznej (z produkcji) w 2018 r.	4,0 TWh

> Produkcja ciepła i energii elektrycznej



Wyniki finansowe segmentu Wytwarzanie

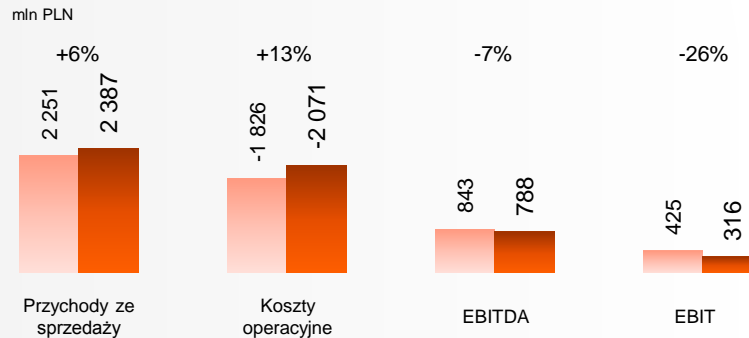
EBITDA segmentu Wytwarzanie



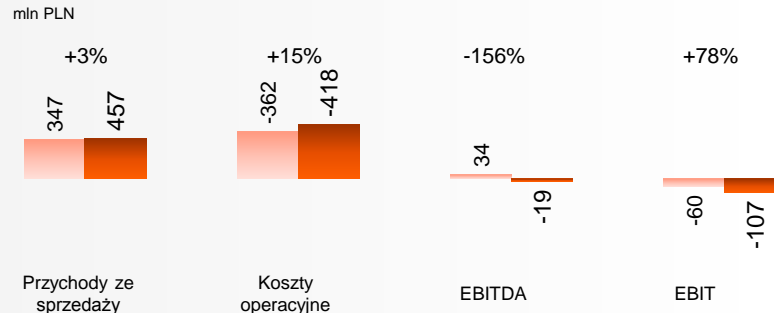
Inwestycje

- > Budowa bloku gazowego 450 MWe – EC Żerań w Warszawie (2020)
- > Elektrociepłownia kogeneracyjna Stalowa Wola (I kwartał 2020 r.)
 - > 50/50 JV PGNiG i Tauron Polska Energia: Nakłady inwestycyjne 1,6 mld zł
 - > Umowa na sprzedaż energii elektrycznej. PGNiG dostarczy 0,5 mld m³ gazu przez 14 lat
 - > Moc bloku gazowego: 450 MWe oraz 240 MWt

Wyniki segmentu za 2017 vs 2018



Wyniki segmentu za Q3 2018 vs Q3 2019





Strategia, nakłady

Strategia GK PGNiG na lata 2017-2022

Nowa strategia Grupy PGNiG na lata 2017–2022 (z perspektywą do 2026 r.)

#1

Misja

Jesteśmy zaufanym dostawcą energii dla domu i biznesu

Zaufany

Nasi klienci polegają na wysokiej jakości i wiarygodności świadczonych usług

Dostawca energii

Kompleksowo zaspakajamy potrzeby energetyczne klientów (gaz + prąd + ciepło + inne/usługi)

Dom i biznes

Dbamy i cenimy wszystkich naszych klientów - gospodarstwa domowe, firmy i instytucje

#2

Wizja

Odpowiedzialnie i efektywnie dostarczamy innowacyjne rozwiązania energetyczne

Odpowiedzialnie

Działamy przejrzysto w oparciu o zasady odpowiedzialności społecznej

Efektywnie

Jesteśmy zoptymalizowani procesowo i kosztowo

Innowacyjne rozwiązania

Jesteśmy liderem innowacyjności w branży energetycznej

#3

Cel nadrzędny

Wzrost wartości GK PGNiG oraz zapewnienie stabilności finansowej

Wzrost wartości

Naszą nadrzędną aspiracją jest kreowanie wartości dodanej dla naszych akcjonariuszy i klientów

Stabilność finansowa

Dążymy do zapewnienia długoterminowej stabilności finansowej i wiarygodności kredytowej

Podstawowe cele strategiczne Grupy

Cel nadrzędny:

wzmocnienie pozycji konkurencyjnej Grupy przy jednoczesnym wsparciu rozwoju i zapewnieniu bezpieczeństwa rynku gazu w Polsce

Silna pozycja konkurencyjna PGNiG

Nowe kierunki dostaw gazu

w celu wzmocnienia pozycji konkurencyjnej po wygaśnięciu „Jamału” w roku 2022

Inwestycje produkcyjne

w Norwegii ukierunkowane na zwiększenie wydobycia gazu do ok. 2,5 mld m³ rocznie po 2022 roku

Udział w projekcie Korytarza Norweskiego w celu zapewnienia możliwości bezpośredniego importu gazu z Norwegii

Rozwój handlu („tradingu”) gazem i LNG dla poprawy konkurencyjności PGNiG na europejskim i krajowym rynku gazu

Wzrost wartości
GK PGNiG oraz
zapewnienie
stabilności
finansowej

Rozwój rynku gazu w Polsce

Przyspieszenie rozwoju sieci dystrybucyjnej w celu zwiększenia dynamiki przyłączeń nowych odbiorców oraz wzrostu rynku gazu

Intensyfikacja działalności upstream w Polsce w kierunku odbudowy zasobów oraz utrzymania wysokiego poziomu wydobycia

Istotna poprawa standardów obsługi klientów poprzez digitalizację kanałów obsługowych oraz poszerzenie oferty

Aspiracje w kluczowych obszarach działalności



1. Poszukiwanie i Wydobywanie

- > Zwiększenie bazy udokumentowanych zasobów węgłowodorów o 35% (do 1 208 mln boe w 2022)
- > Zwiększenie łącznego poziomu wydobycia węgłowodorów o 41% (do 55 mln boe w 2022)



4. Magazynowanie

- > Zabezpieczenie pojemności magazynowych dostosowanych do popytu
- > Wzrost efektywności obszaru magazynowania



2. Obrót hurtowy

- > Zdywersyfikowany portfel dostaw gazu ziemnego po roku 2022
- > Zwiększenie wolumenu sprzedaży gazu ziemnego o 7% (do 178 TWh w 2022)
- > Skumulowany wolumen sprzedaży gazu ziemnego na rynku hurtowym w kraju i zagranicą na poziomie 1000 TWh



5. Dystrybucja

- > Ponad 300 tys. nowych przyłączy w latach 2017-2022
- > Zwiększenie dynamiki rocznego przyrostu liczby przyłączy o 17%
- > Zwiększenie wolumenu dystrybucji gazu ziemnego o 16%



7. Centrum Korporacyjne

- > Efektywna realizacja projektów R&D&I oraz wzmocnienie wizerunku Grupy
- > Poprawa efektywności operacyjnej Grupy PGNiG



3. Obrót detaliczny

- > Maksymalizacja marży w obrocie detalicznym
- > Utrzymanie łącznego wolumenu sprzedaży gazu ziemnego na poziomie 67-69 TWh/rok



6. Energetyka i ciepłownictwo

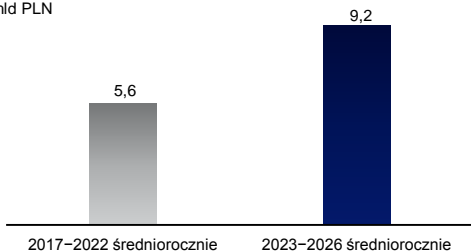
- > Zwiększenie wolumenu sprzedaży ciepła i energii o 20% (do 18 TWh w 2022)

CAPEX oraz EBITDA w latach 2017-2022

- Średnioroczne nakłady inwestycyjne w latach 2017-2022 na poziomie około 5,7 mld PLN

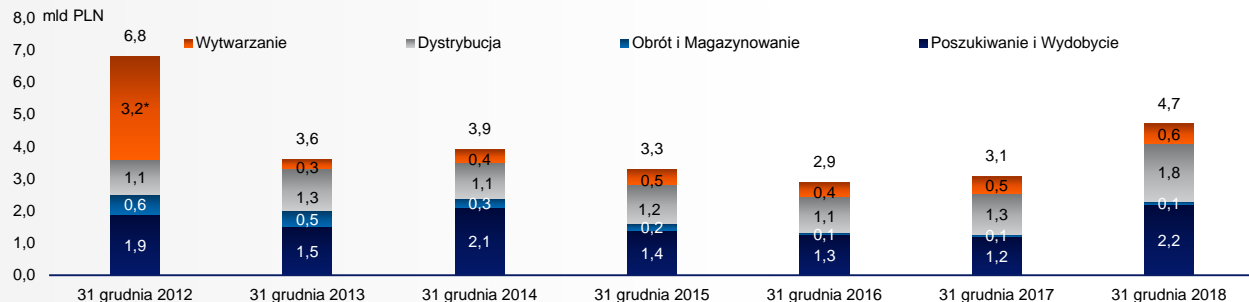
EBITDA w latach 2017-2022

mld PLN

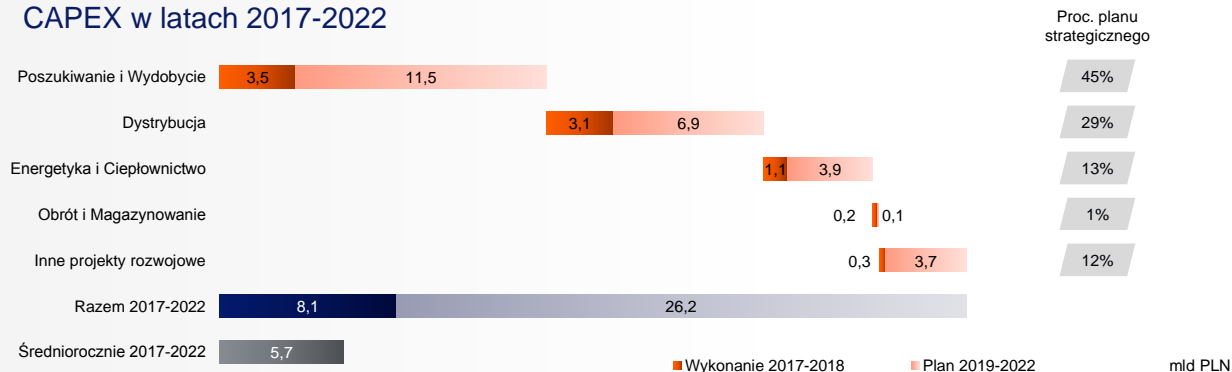


- Skumulowany wynik EBITDA około 33,7 mld PLN
- Ambitny program inwestycyjny umożliwi długoterminowy wzrost wyniku EBITDA Grupy, szczególnie w latach 2023-2026 (ok. 9,2 mld PLN średniorocznie)
- Utrzymanie bezpiecznego poziomu zadłużenia (stosunek dług netto/EBITDA nie wyższy niż 2,0)

CAPEX w latach 2012-2018



CAPEX w latach 2017-2022



Załączniki

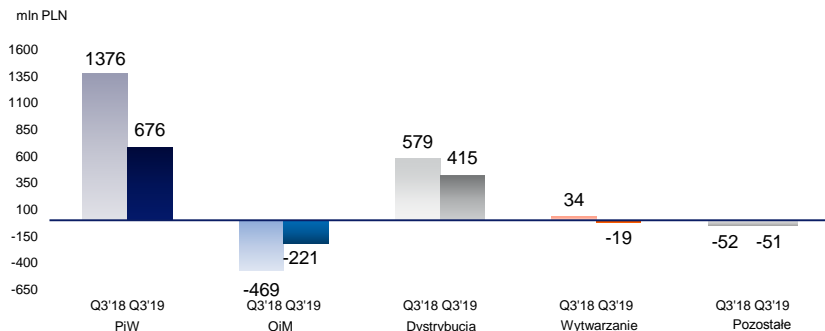
- > 1. Podstawowe wyniki finansowe w Q3 2019
- > 2. Koszty operacyjne
- > 3. Czynniki wpływające na wynik finansowy
- > 4. Sprzedaż i struktura importu gazu
- > 5. Kierunki dostaw gazu
- > 6. Obrót i sprzedaż detaliczna gazu
- > 7. Zmiany na polskim rynku gazu
- > 8. Zadłużenie i źródła finansowania
- > 9. CAPEX, bilans, rachunek przepływów pieniężnych
- > 10. Wolumeny operacyjne



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.

Koszty operacyjne w Q3 2018 vs Q3 2019

[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

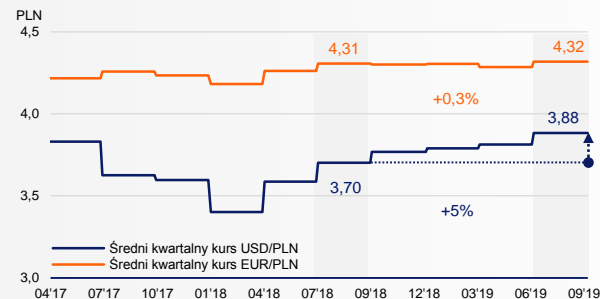
- Stabilne koszty sprzedanego gazu R/R (spadek o 1%) – stabilny poziom 9-miesięcznej ceny ropy.
- Wzrost kosztów zakupu energii na cele handlowe (do 381 mln PLN, czyli o 78% R/R) na skutek wyższych cen energii elektrycznej R/R.
- Stabilny poziom kosztów związanych z zakupem surowców (głównie węgla) do 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.

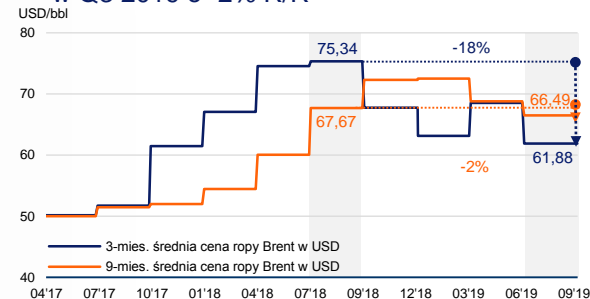
Czynniki wpływające na wynik finansowy

- › Istotnie niższe notowania cen produktów, w tym kwartalnej średniej ceny ropy oraz ceny gazu RDN na TGE.

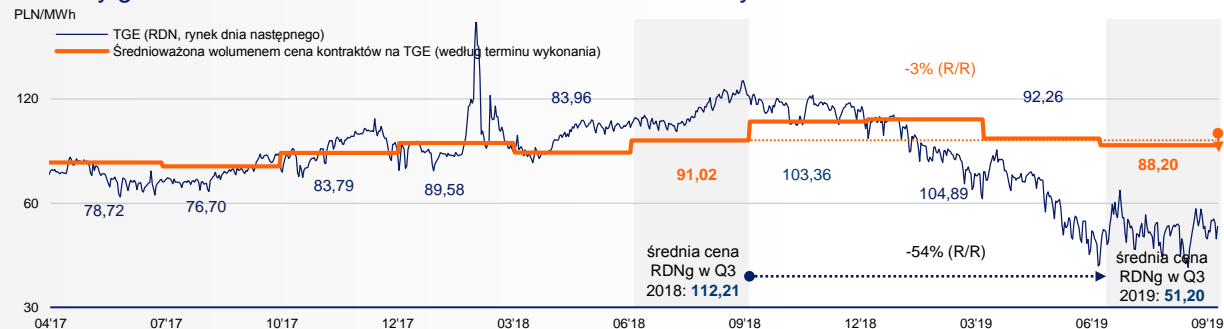
› Słabszy PLN wobec USD oraz EUR R/R



› 9-miesięczna średnia nieznacznie niższa w Q3 2019 o -2% R/R



› Ceny gazu TGE RDN oraz średnia cena kontraktów ważonych wolumenem



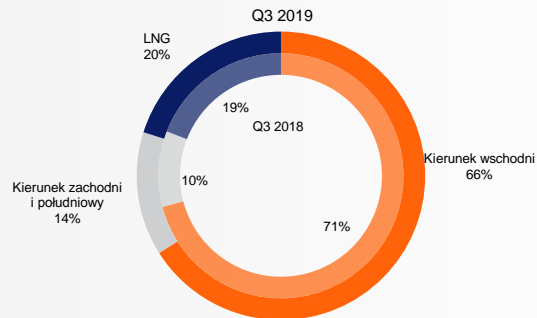
Uwagi:

- › 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.

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.

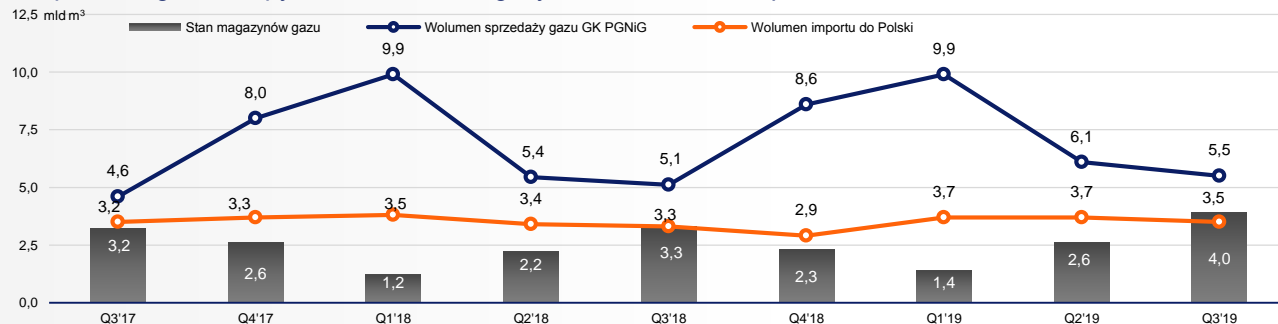
> Import gazu do Polski



> 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



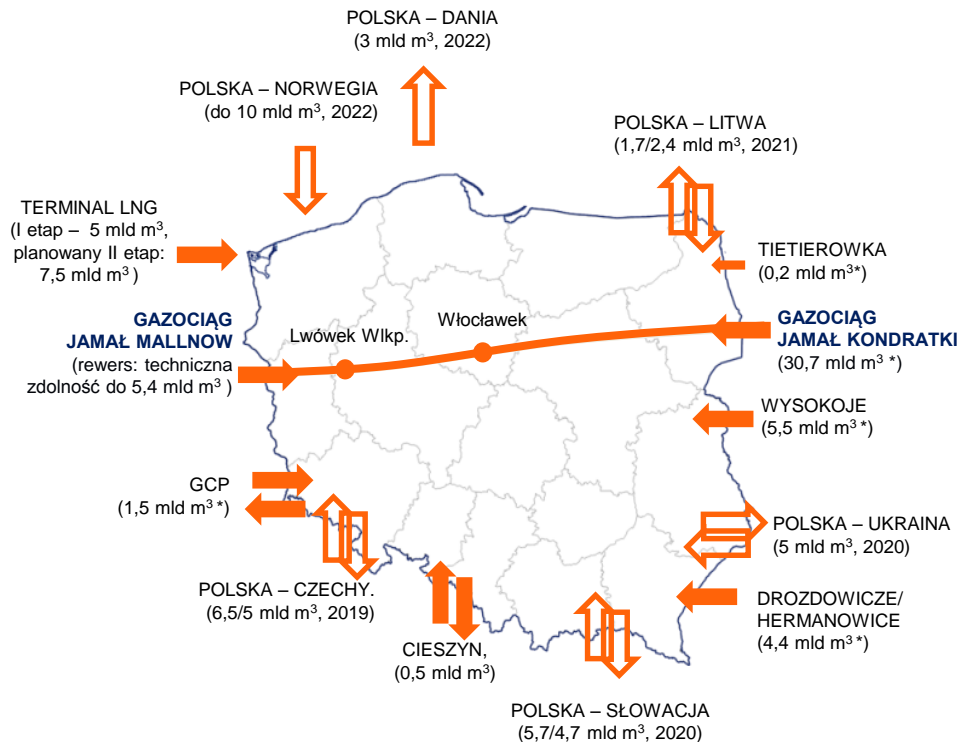
Komentarz:

- > 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

Kierunki dostaw gazu

> Interkonektory

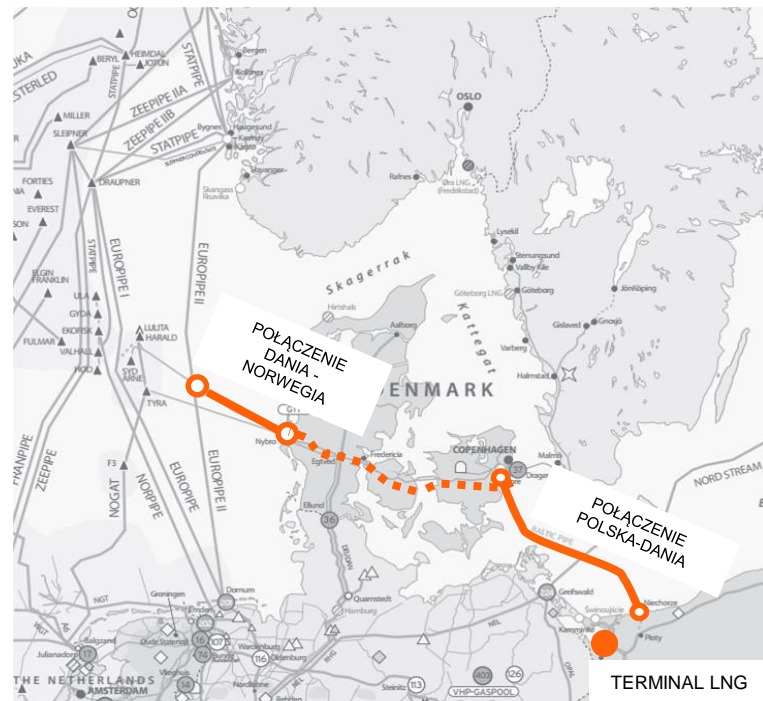


* Przepustowość techniczna

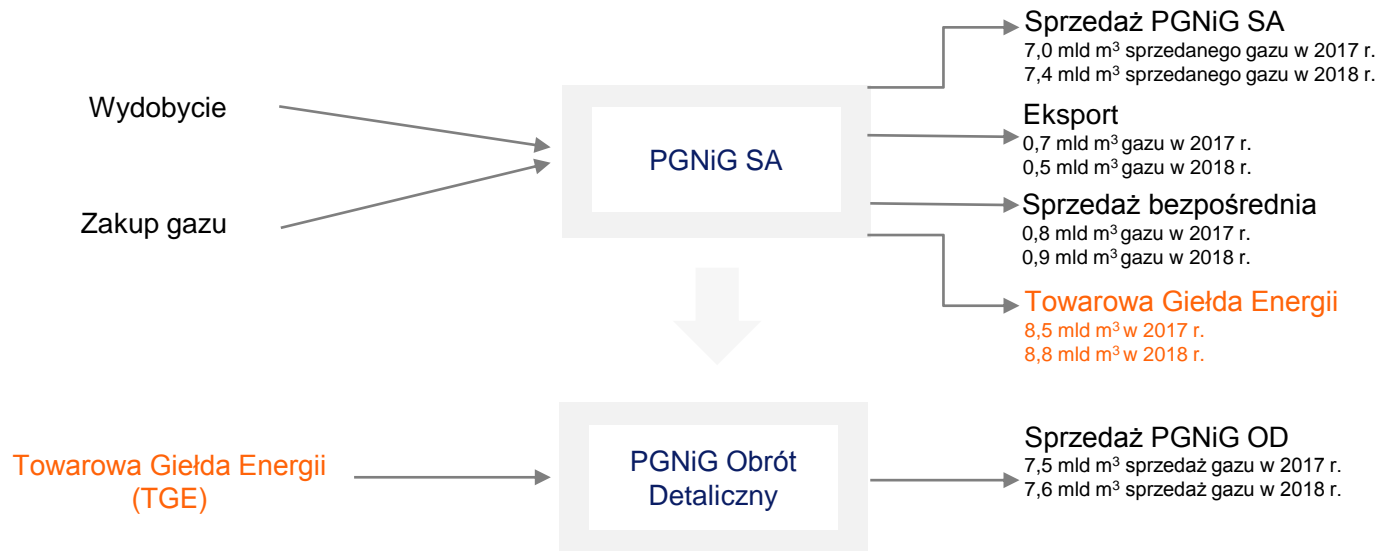
→ Połączenia istniejące

⇨ Połączenia planowane, w trakcie budowy (przepustowość do/z polskiego systemu)

> Projekt Bramy Północnej



Obrót i sprzedaż detaliczna gazu



Sprzedaż na TGE realizowana przez PGNiG SA oraz zakupy na TGE przez PGNiG Obrót Detaliczny, która rozpoczęła działalność operacyjną 1 sierpnia 2014 roku, **nie podlegają eliminacji w sprawozdaniu skonsolidowanym** i są wykazywane w segmencie Obrót i Magazynowanie.

Zmiany na polskim rynku gazu

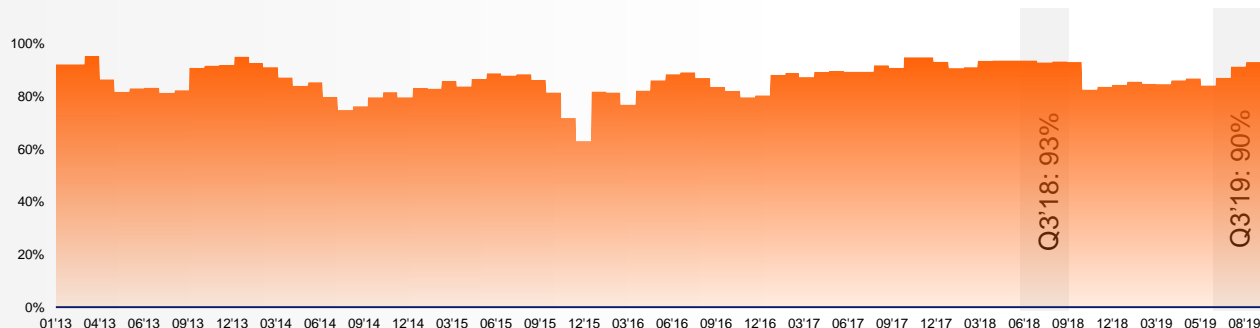
- Od 01.08.2014 r. wolumen sprzedaży gazu przez Grupę PGNiG zawiera zarówno sprzedaż giełdową PGNiG SA, jak i sprzedaż PGNiG OD do klientów końcowych i na giełdzie.
- Gaz zaazotowany został ujęty w tabeli w ekwiwalencie gazu E.

* Uwagi:

- Wykres przedstawia udział PGNiG SA w przepływach gazu do Polski na punktach OGP Gaz-System (bez uwzględnienia tranzytu gazociągami jamalskim oraz bez eliminacji eksportu).
- Dane na wykresie nie wskazują na udział w polskim rynku gazu. Pochodzą one z publikowanych przez OGP Gaz-System wolumenów gazu przesyłanych przez interkonektory.

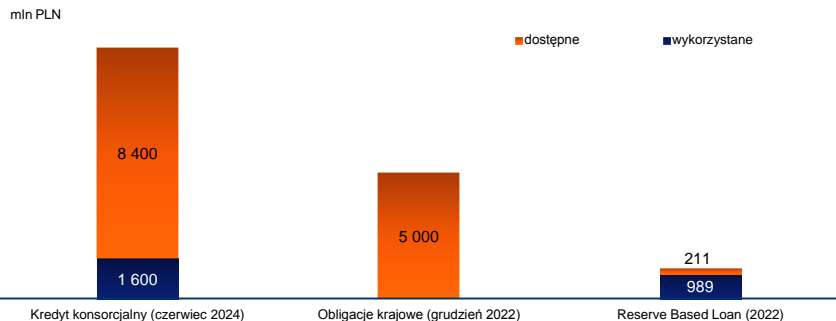
Wolumen sprzedaży gazu (mln m ³)	2014	2015	2016	2017	2018
Grupa PGNiG ogółem	18,6	23,0	24,3	26,8	29,0
PGNiG SA (bez Pakistan)	13,8	13,2	14,5	16,8	17,0
<i>W tym PGNiG SA przez TGE</i>	3,7	8,1	9,0	8,4	8,5
PGNiG Obrót Detaliczny	3,0	7,5	7,3	7,6	7,9

Udział PGNiG w imporcie gazu do Polski*

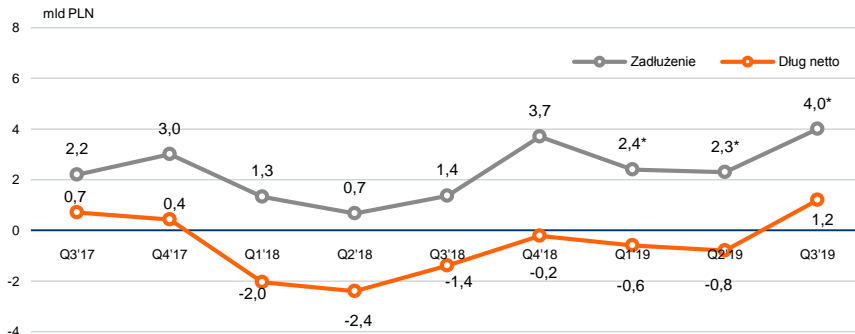


Zadłużenie i źródła finansowania

> Źródła finansowania (stan na 30.09.2019 r.)



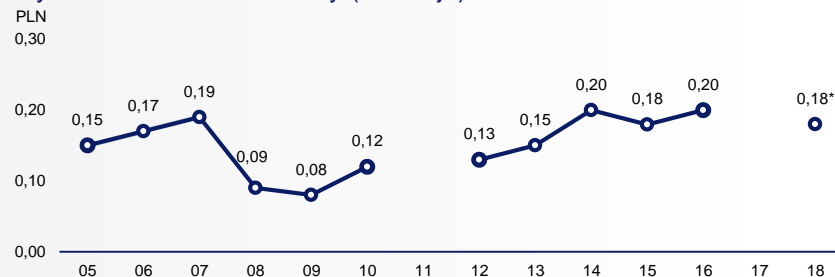
> Zadłużenie na koniec kwartału



* Wartość zadłużenia zawiera wpływ MSSF16

> 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.

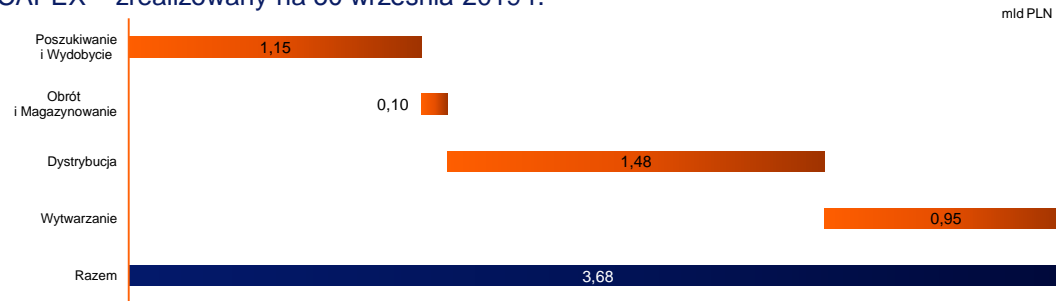
> Dywidenda za rok obrotowy (na akcje)



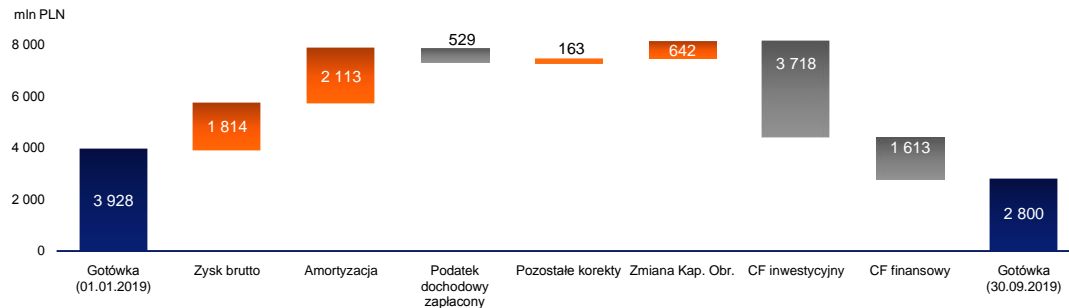
> *Wypłata dywidendy za 2018 rok nastąpiła w dwóch transzach. W dniu 29 października 2018 r. zdecydowano o wypłaceniu zaliczki na poczet przewidywanej dywidendy z zysku Spółki za rok 2018 r. w wysokości 0,07 PLN/akcja. Natomiast na posiedzeniu ZWZ w dniu 27 czerwca 2019 r. postanowiono wypłacić drugą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

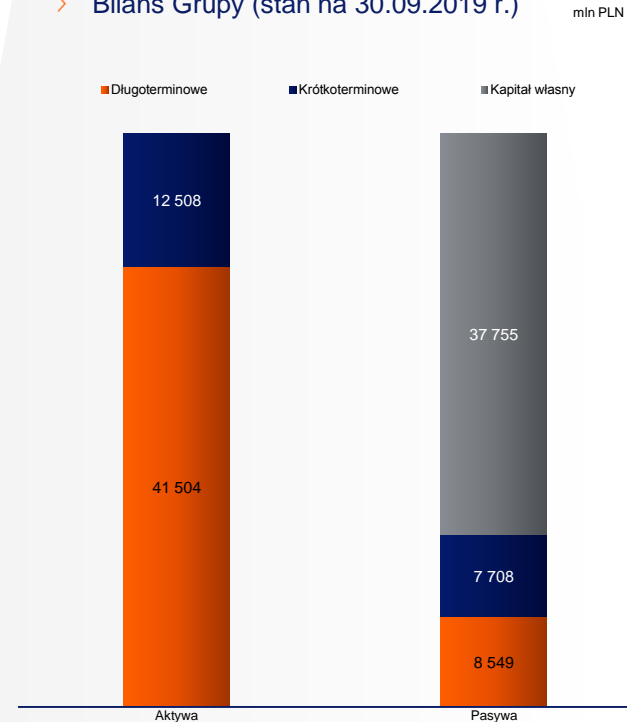
> CAPEX – zrealizowany na 30 września 2019 r.*



> 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

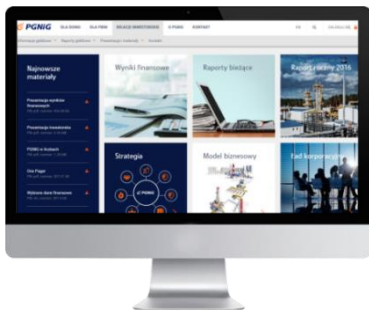
Wolumeny operacyjne

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

Słownik terminów i pojęć

2P	Szacunkowe rezerwy paliw kopalnianych (udokumentowane oraz prawdopodobne)
bbl	Baryłka ropy naftowej
Boe	(Barrel of oil equivalent) – ekwiwalent baryłki ropy naftowej (1 baryłka to ok. 0,136 tony)
CAGR	Compound Annual Growth Rate
Capex	Nakłady inwestycyjne
DES	Formuła Delivery ex ship, sprzedający LNG zapewnia dostarczenie statku z surowcem do portu wybranego przez kupującego
EBIT	Zysk operacyjny
EBITDA	Wynik operacyjny bez amortyzacji
FOB	Formuła Free on board, sprzedający LNG zapewnia dostarczenie surowca na zbiornikowiec w porcie załadunkowym
GPW	Giełda Papierów Wartościowych SA
JV	Joint Venture (wspólne przedsięwzięcie)
LNG	Liquefied Natural Gas; gaz ziemny w postaci ciekłej
PGNiG	Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo SA
PGNiG OD	PGNiG Obrót Detaliczny Sp. z o.o.
PSG	Polska Spółka Gazownictwa
PST	PGNiG Supply and Trading
TGE	Towarowa Giełda Energii
URE	Urząd Regulacji Energetyki
Upstream	Poszukiwanie i wydobywanie kopaliny
WIG20	Indeks giełdowy 20 największych spółek akcyjnych notowanych na warszawskiej Giełdzie Papierów Wartościowych
WRA	Wartość regulacyjna aktywów

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

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.