

Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo SA

Prezentacja Spółki







Sierpień 2017





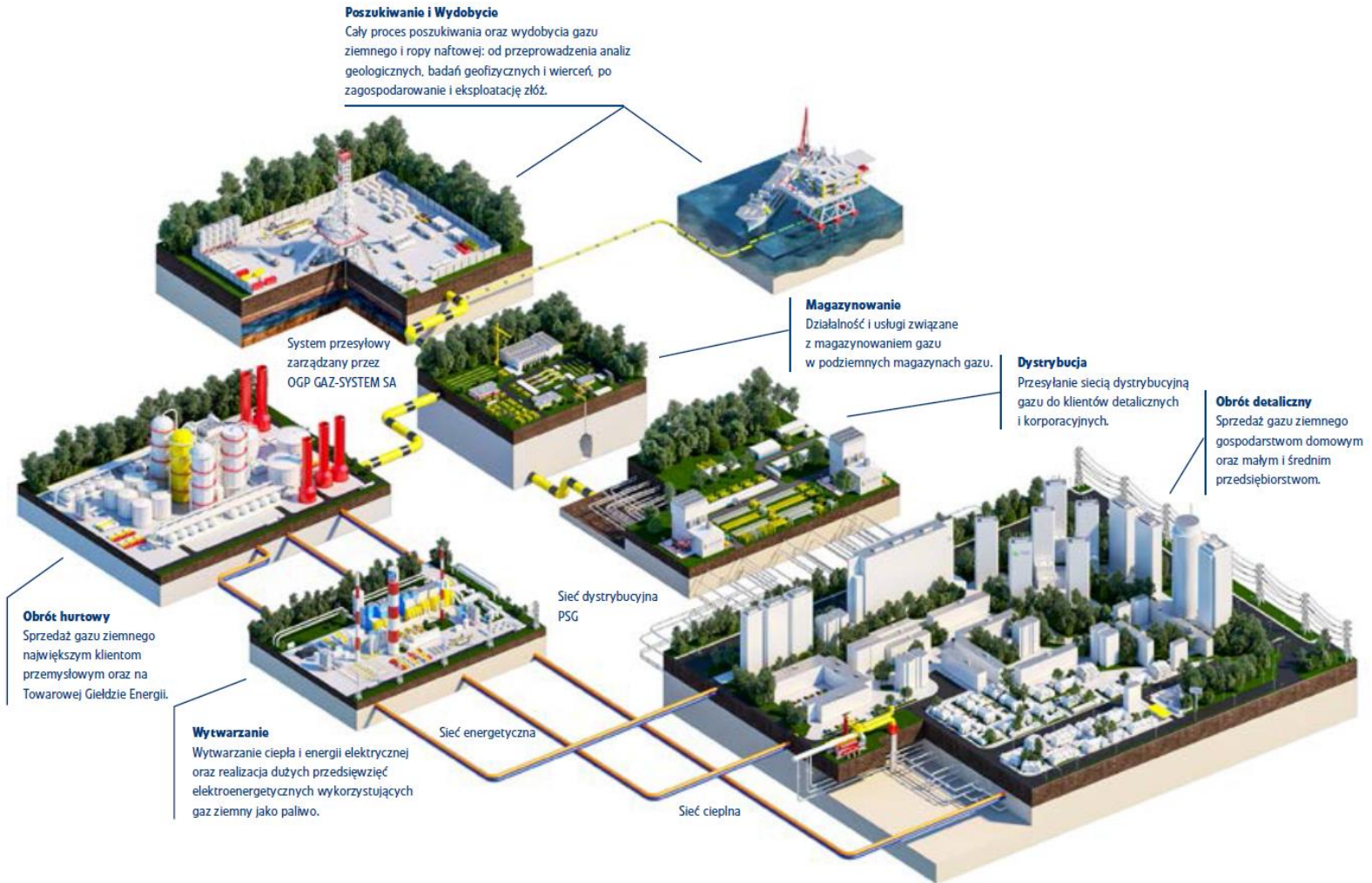
Spis treści

- > 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 - zmiany w prezentacji segmentów działalności



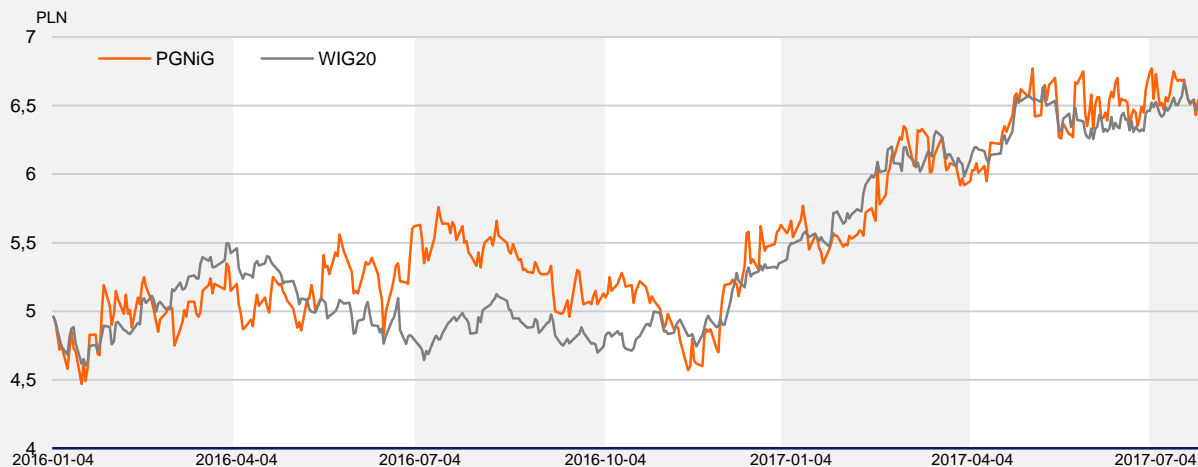
Grupa PGNiG i rynek gazu w Polsce

Wiodąca zintegrowana grupa w polskim sektorze gazowo - naftowym

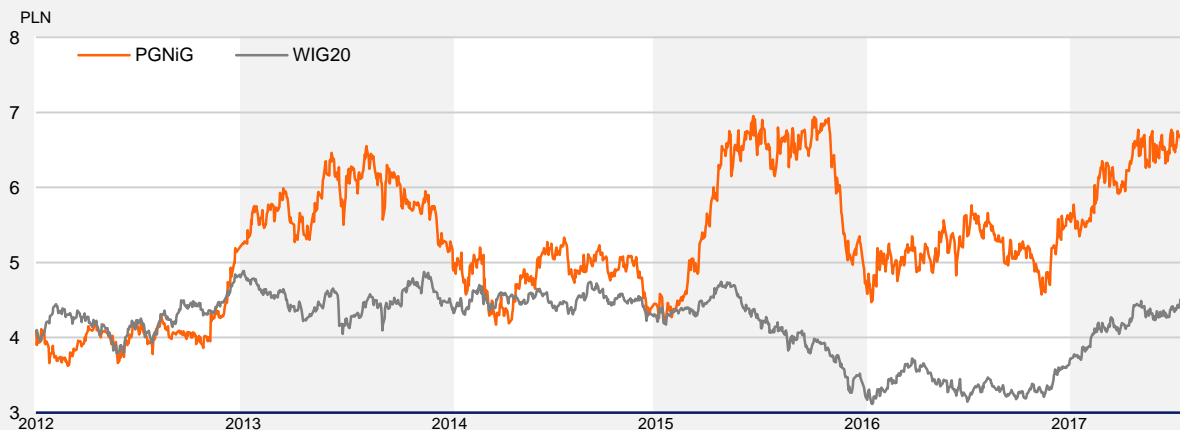


Czwarta największa polska spółka notowana na GPW**

> Kurs akcji PGNiG od stycznia 2016 r.



> Kurs akcji PGNiG od stycznia 2012 r.

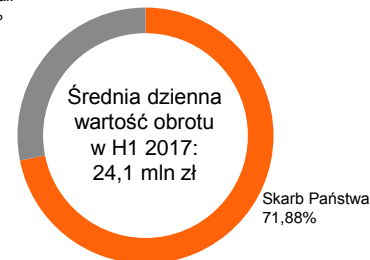


* PGNiG = 6,55 zł oraz EUR/PLN = 4,27; USD/PLN = 3,63 (na dzień 21 sierpnia 2017 r.) / ** Pod względem kapitalizacji

- > Notowana na GPW od września 2005 r.
- > Kapitalizacja rynkowa około 37,6 mld zł*
- > Znaczący udział w indeksie WIG20: 5%

- > Struktura akcjonariatu (stan na 30.06.2017 r.)

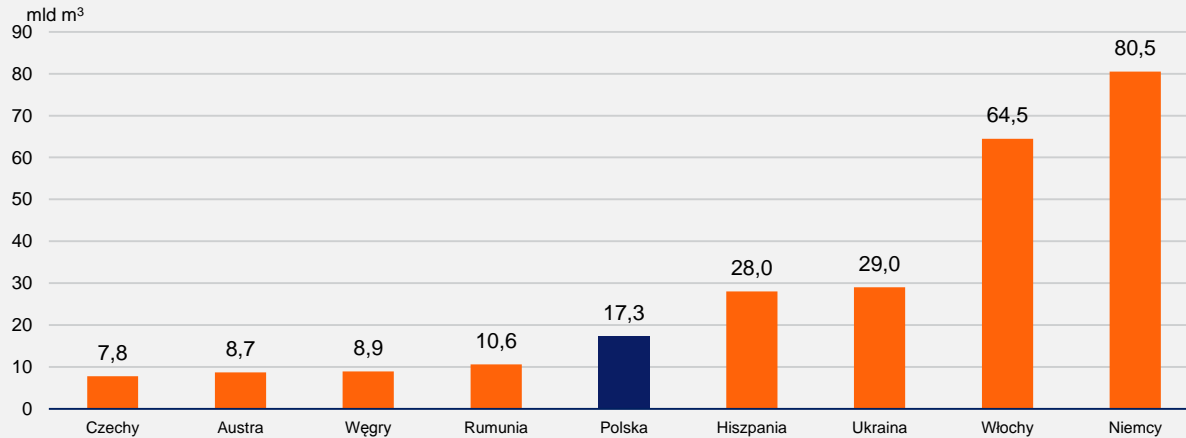
Pozostali
28,12%



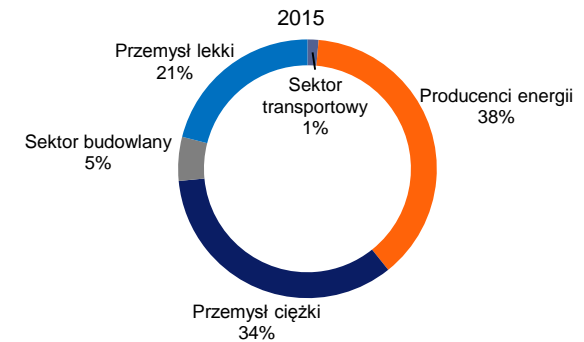
 PGNiG

Rynek gazu w Polsce: Niska konsumpcja gazu z potencjałem wzrostowym

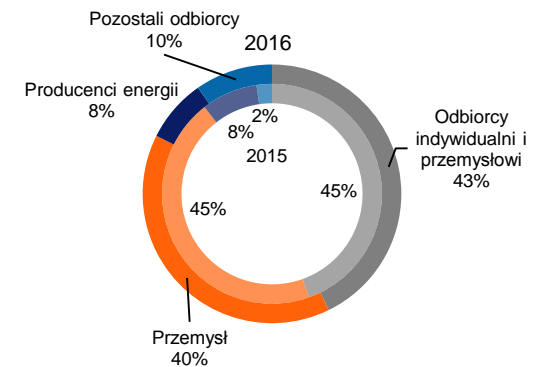
> Zużycie gazu ziemnego wg krajów w 2016 r.



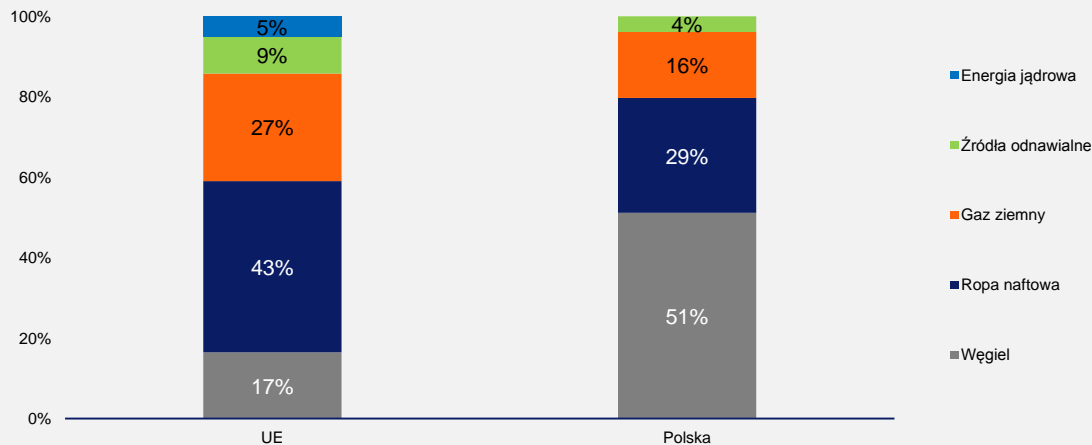
> Zużycie gazu na świecie według sektorów w 2015 r.



> Sprzedaż gazu przez PGNiG według sektorów w 2015 i 2016 r.



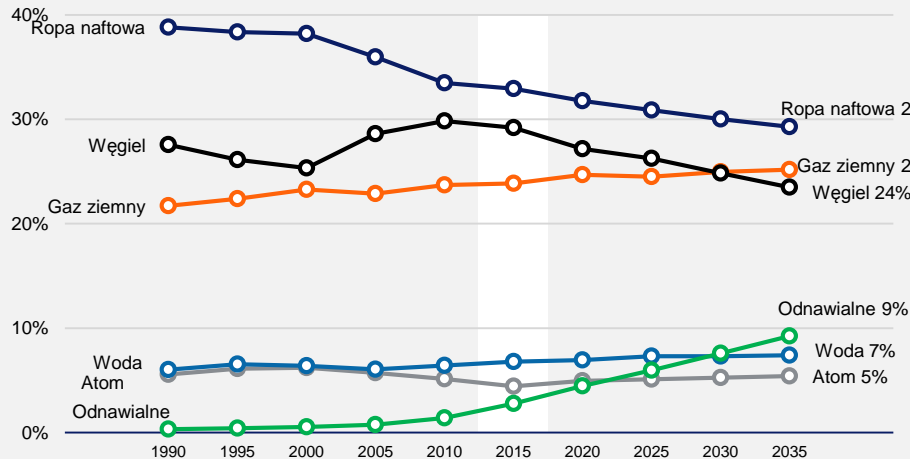
> Zużycie energii pierwotnej w 2016 r.



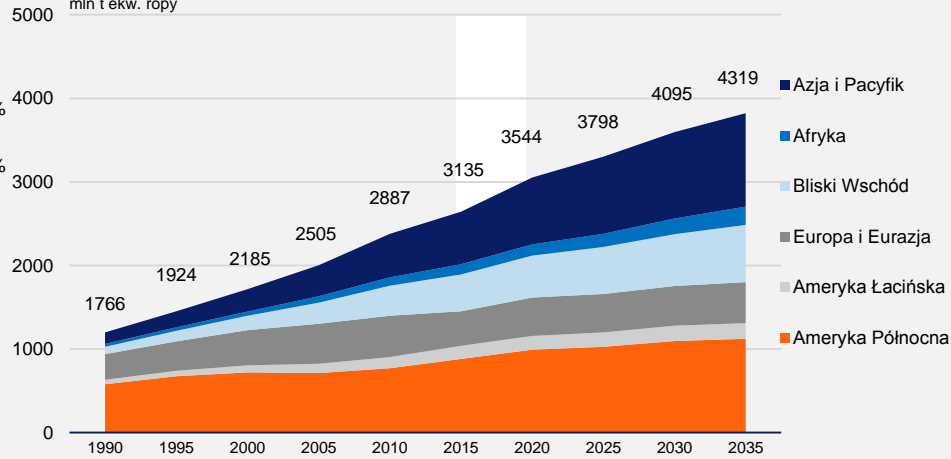
Źródło: BP Statistical Review 2017; BP Energy Outlook 2017 / Zużycie zawiera sprzedaż, jak i zużycie własne oraz zmianę stanu magazynów

Rynek gazu na świecie

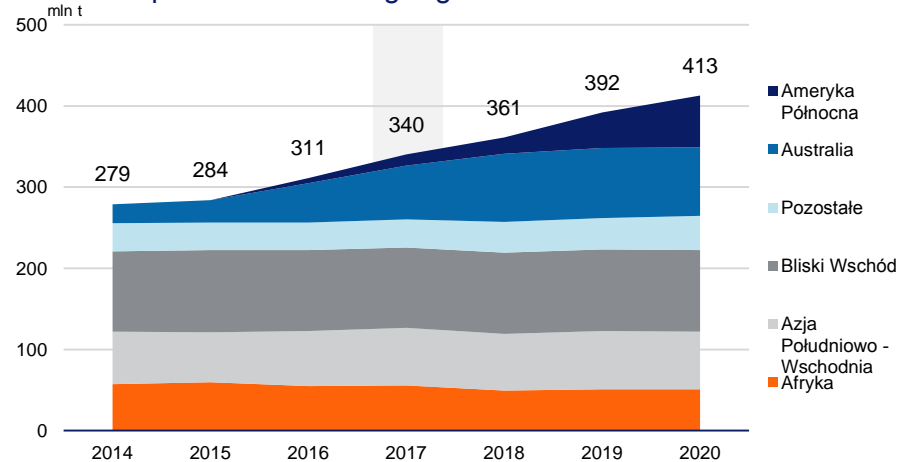
Zużycie energii pierwotnej na świecie



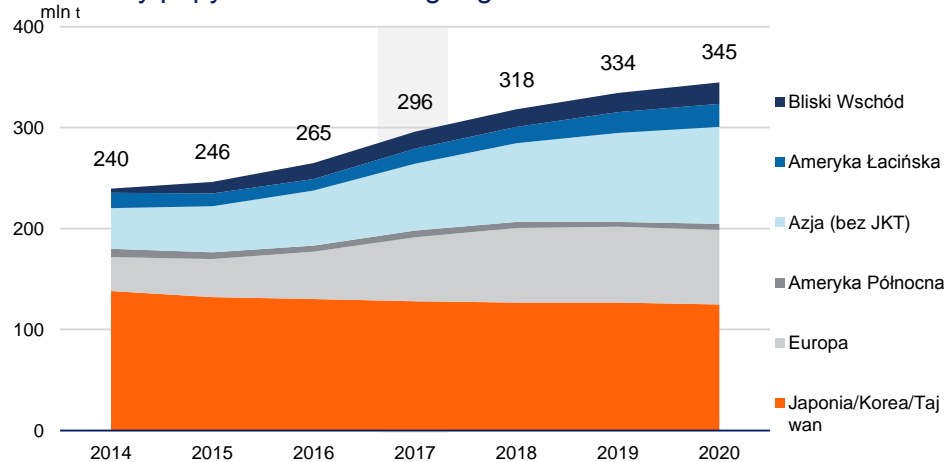
Popyt na gaz ziemny



Roczna podaż LNG według regionów



Roczny popyt na LNG według regionów



Poszukiwanie i Wydobywanie



Obrót i Magazynowanie



Dystrybucja



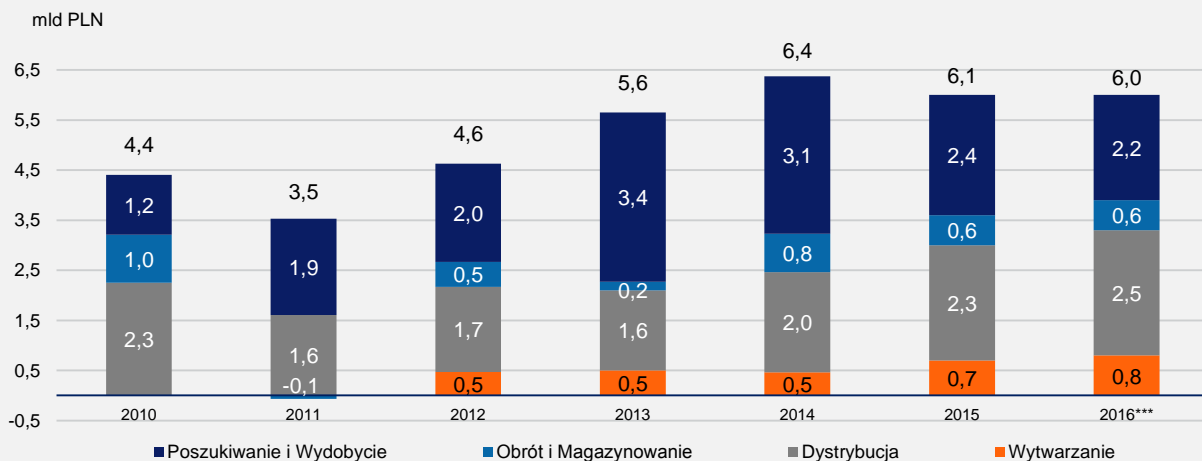
Wytwarzanie



Segmenty Grupy PGNiG

Wyniki finansowe Grupy PGNiG w latach 2010-2016

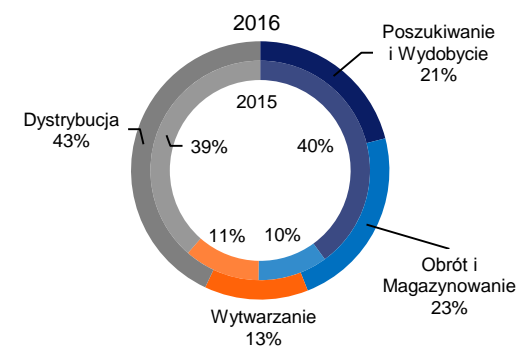
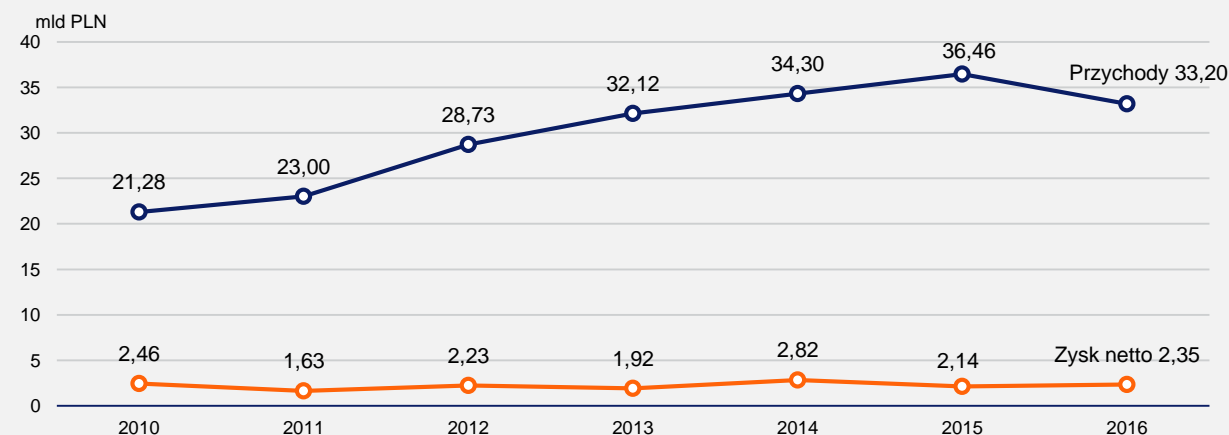
> EBITDA Grupy PGNiG**



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

> Udział segmentów w EBITDA

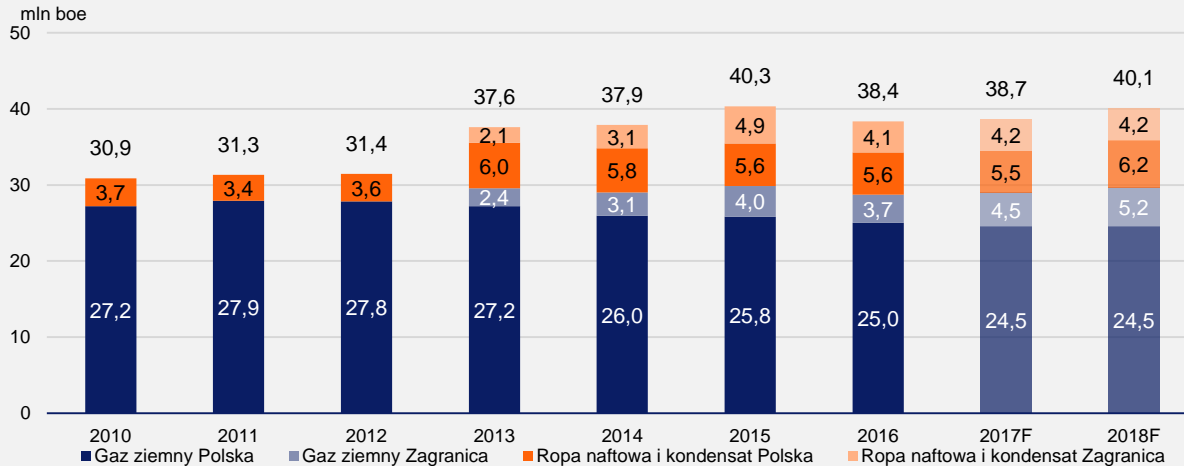
> Przychody i zysk netto Grupy PGNiG



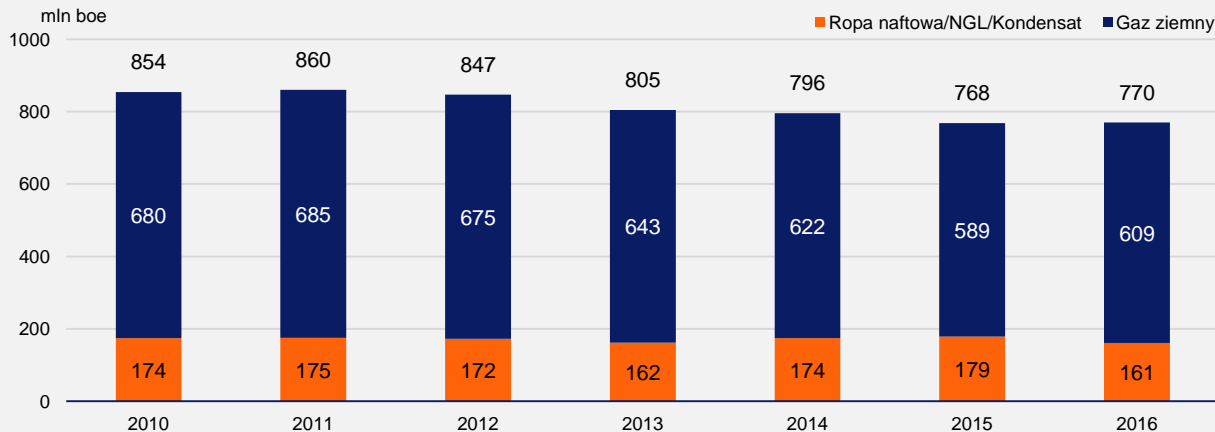
* Źródło: Rzeczpospolita: Europa 500 / ** EBITDA przed uwzględnieniem segmentu „pozostałe” oraz eliminacji / ** EBITDA 2010-2015 przed wewnętrznymi eliminacjami z wyłączeniem segmentu „Pozostałe segmenty”
 *** przekształcone, -0,2 mld PLN EBITDA w wyniku działalności segmentu „Pozostałe segmenty” nie zostało zaprezentowane na wykresie

Zakres działań poszukiwawczych i wydobywczych

Wydobycie gazu i ropy naftowej*



Zasoby gazu ziemnego i ropy naftowej



* W przeliczeniu na gaz wysokometanowy / ** Na dzień 30 czerwca 2017 r.

> PGNiG to lider działalności poszukiwawczo-wydobywczej ropy i gazu w Polsce

> Średnia dzienna produkcja – ponad 101 000 boe

> Złóża PGNiG w Polsce:

- > udokumentowane złoża gazu 491 mln boe (76,2 mld m³)**
- > udokumentowane złoża ropy 121 mln boe (17 mln ton)

> Koncesje na ropę i gaz w Polsce**:

- > 29 na poszukiwanie i rozpoznawanie
- > 18 koncesji łącznych
- > 224 na wydobywanie

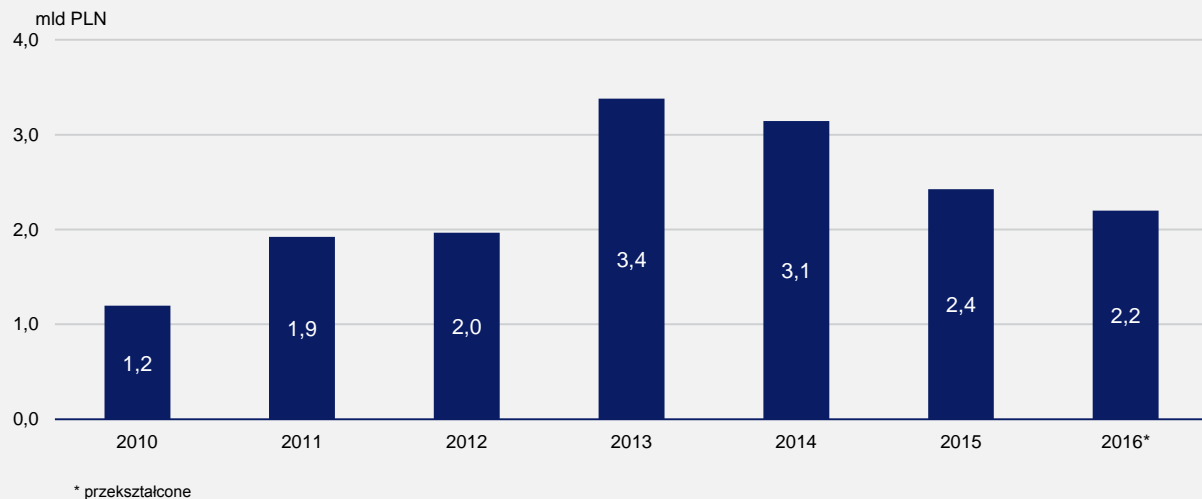
> Działalność poszukiwawcza i wydobywcza:

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

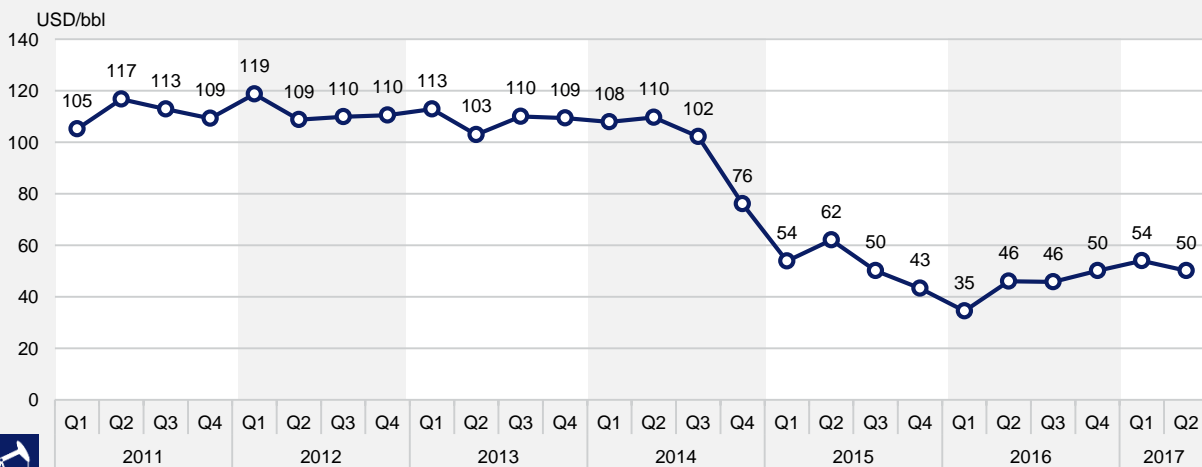


Wyniki finansowe segmentu Poszukiwanie i Wydobywanie

> EBITDA segmentu Poszukiwanie i Wydobywanie



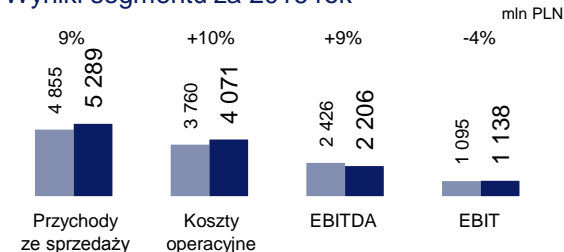
> Średnia cena ropy naftowej



> Spadek średniej rynkowej ceny ropy Brent o 15% w 2016 vs 2015

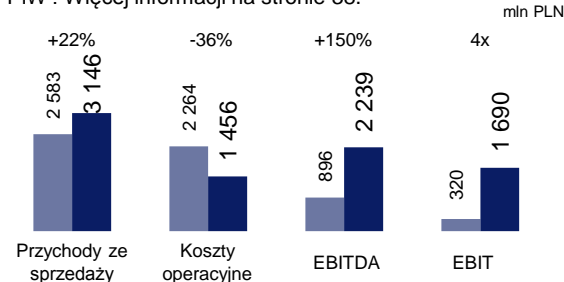
- > Spadek przychodów ze sprzedaży ropy naftowej i kondensatu (R/R o 339 mln PLN) przy spadającej o 12% cenie ropy oraz 3% spadku wolumenu sprzedaży do 1 347 tys. ton

> Wyniki segmentu za 2016 rok*



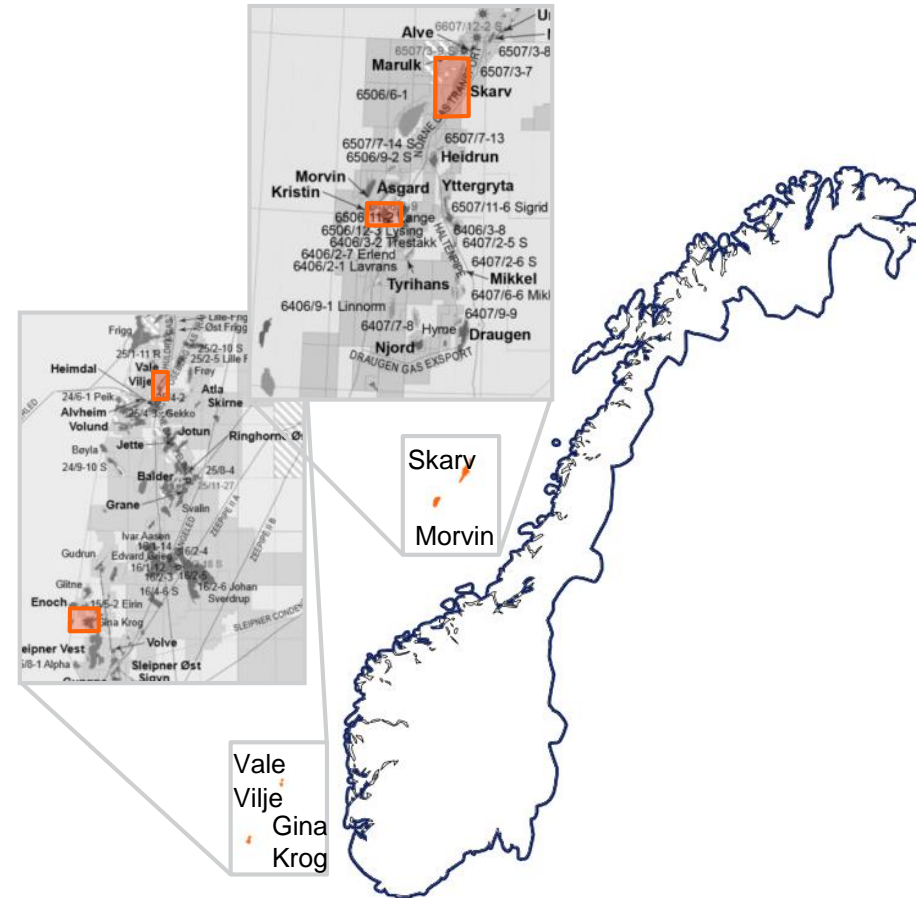
> Wyniki segmentu za H1 2017

W Q1 2017 w GK PGNiG wprowadzono zmiany w raportowaniu segmentów. Miało to istotny wpływ na finalne wyniki segmentów, z uwzględnieniem poziomu EBITDA Q/Q w PiW. Więcej informacji na stronie 38.

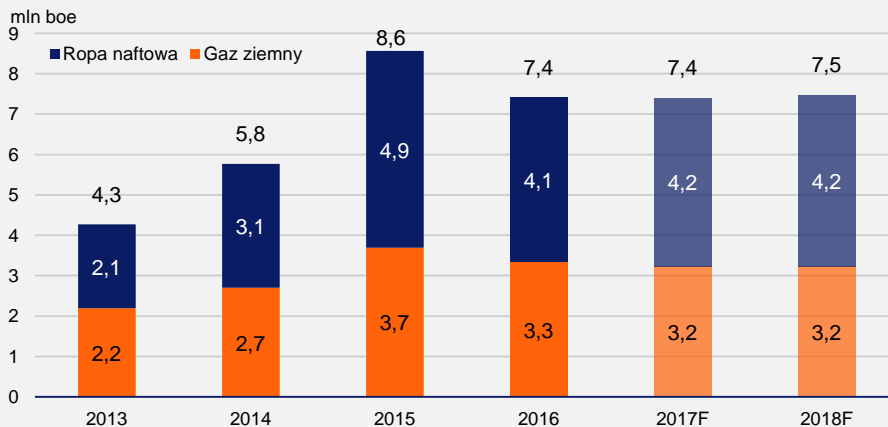


Działalność zagraniczna – Norwegia

Liczba licencji	18
Koszt zakupionych licencji	360 mln USD (Skarv) 1,95 mld NOK (Morvin, Vale, Vilje, Gina Krog)
CAPEX Skarv (wyłącznie PGNiG)	ok. 800 mln USD
Wydobywalne zasoby licencji (2P) dla PGNiG	51 mln boe (Skarv, Snadd) 31 mln boe (Morvin, Vale, Vilje, Storlakken, Gina Krog)

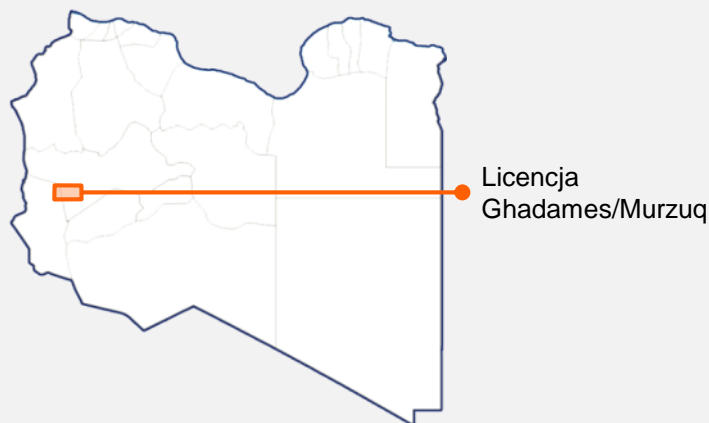


Produkcja w Norwegii



Działalność zagraniczna – Afryka i Azja

> Aktywa w Afryce: Libia



data umowy	25 lutego 2008
udziały	PGNiG - 100%
obszar	5 494 km ²
położenie	blok Awbari, basen Murzuq
zobowiązania	3 000 km ² 2D; 1 500 km ² 3D, 8 odwiertów
szacowane zasoby	146 mld m ³ gazu, 15 mln ton NGL

Q4 2013: odpis 420 mln zł na całej wartości aktywów w Libii oraz rezerwa 137 mln zł na zobowiązania koncesyjne

Zgłoszenie Siły Wyższej

> Aktywa w Azji: 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	15,1 mld m ³ gazu (11,5 mld m ³ Rehman / 3,8 mld m ³ Rizq)

H1 2017: podłączony do eksploatacji odwiert Rehman-2, zakończono wiercenie otworu Rehman-3, rozpoczęło wiercenie otworu Rizq-2, trwają prace przygotowawcze do wiercenia otworów Roshan-1 i Rehman-5.

Instalacja napowierzchniowa (koszt: 13 mln \$) umożliwi wzrost wydobywania do 800 m³/min



Pozyskanie i sprzedaż gazu

> Działalność segmentu Obrót i Magazynowanie:

- > sprzedaż gazu ziemnego, importowanego i wydobytego ze złóż krajowych; magazynowanie gazu, sprzedaż i obrót energią elektr.
- > magazynowanie gazu

> Rosnący rynek w Polsce*: CAGR +2,2% 2005-2016

> Kontrakt Jamalski z firmą Gazprom na dostawy gazu do 2022 roku:

- > Do 10,2 mld m³ rocznie, 85% Take-or-Pay

> Kontrakt z Qatargas na dostawy LNG (do 2034):

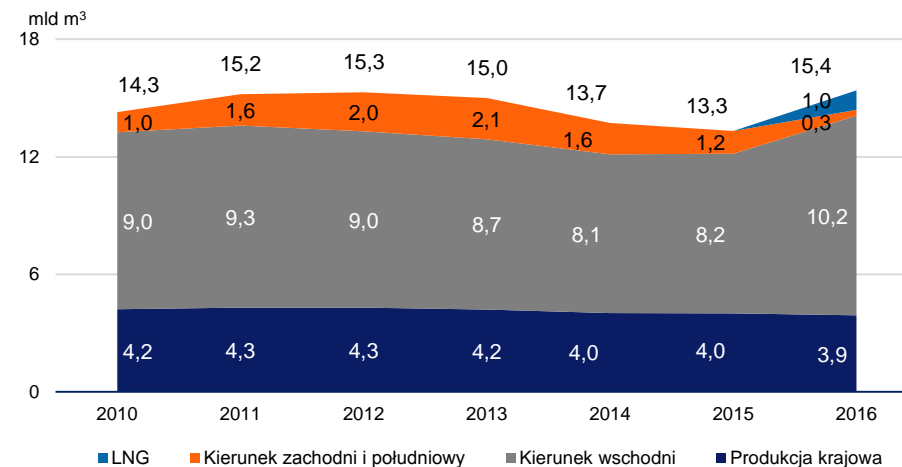
- > 1,3 mld m³ gazu, 100% Take-or-Pay. Dostawy od czerwca 2016 r.
- > umowa dodatkowa (całkowity wolumen wzrośnie do 2,7 mld m³ gazu rocznie, a w latach 2018-2020 do ok. 2,9 mld m³ gazu rocznie)

> 2,5 mld m³ gazu sprzedanych w 2016 roku przez PST do odbiorców poza Polską

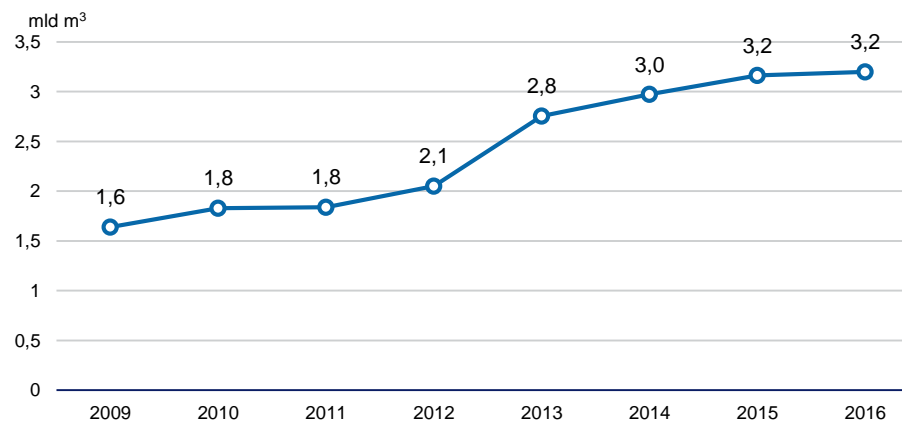
> Taryfy:

- > Obrót gazem: Koszty pozyskania gazu + koszty operacyjne + marża
 - > Obrót detaliczny: Baza kosztowa PGNiG Obrót Detaliczny m.in. koszt pozyskania gazu na TGE
 - > Obrót hurtowy: Baza kosztowa PGNiG SA m.in. Koszt importu + koszt wydobycia (z uwzględnieniem zwrotu z kapitału w działalność wydobywczą)
- > Magazynowanie: Koszt + zwrot z kapitału (6,0% WACC x 3,6 mld zł wartości regulowanej aktywów WRA) (do marca 2018 r.)

> Źródła zaopatrzenia PGNiG SA w gaz ziemny

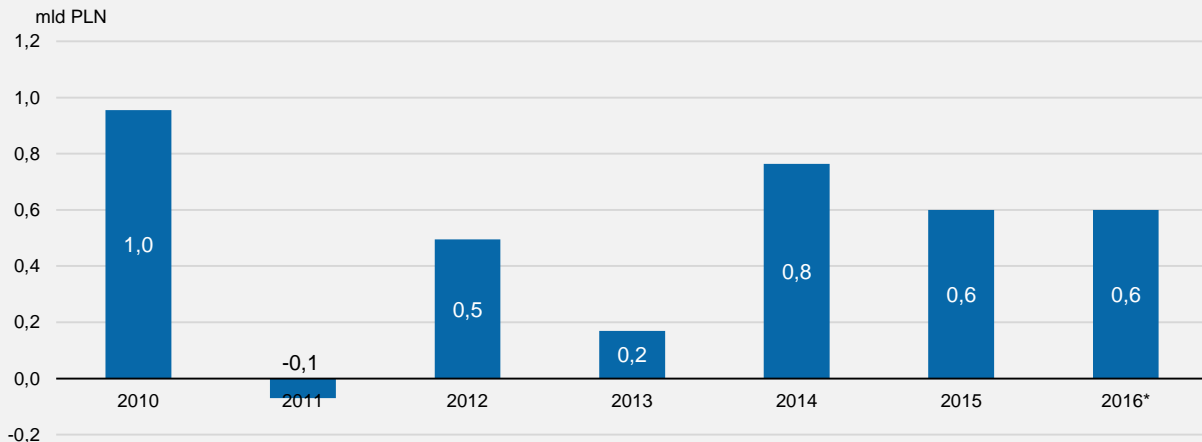


> Pojemność magazynów



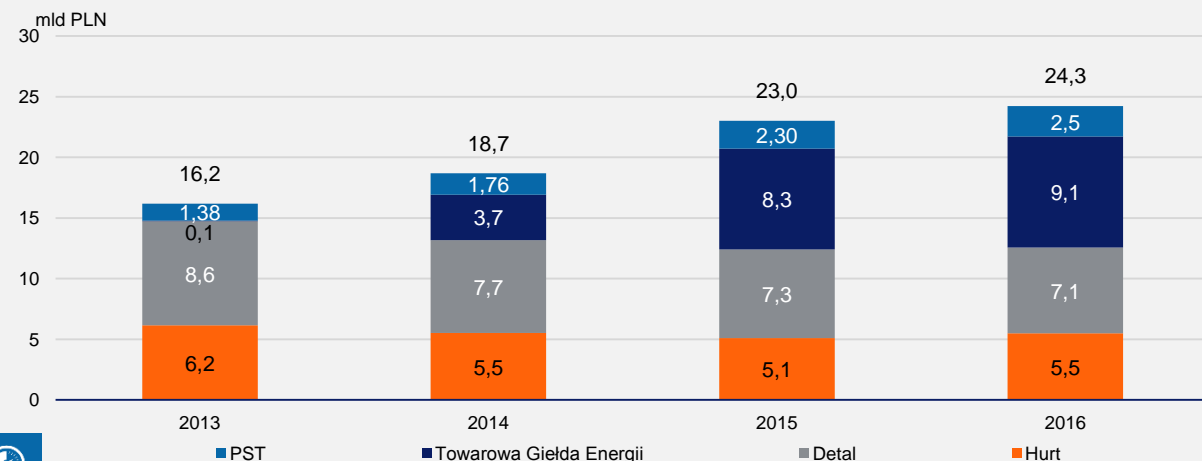
Wyniki finansowe segmentu Obrót i Magazynowanie

> EBITDA segmentu Obrót i Magazynowanie



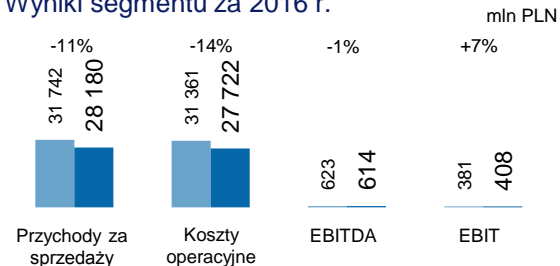
* restated

> Sprzedaż gazu ziemnego przez PGNiG SA, PGNiG Obrót Detaliczny oraz PST



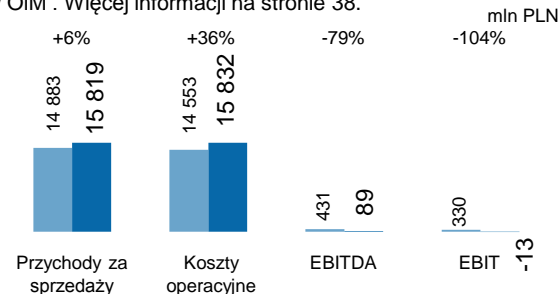
> Niższe jednostkowe koszty zakupu gazu oraz niższe ceny rynkowe i taryfowe sprzedaży

> Wyniki segmentu za 2016 r.



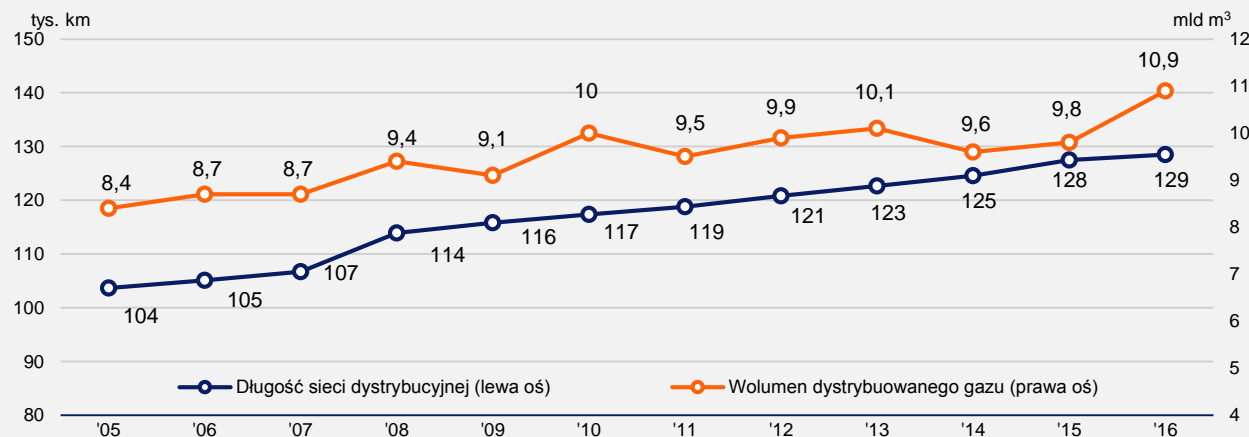
> Wyniki segmentu za H1 2017

W Q1 2017 w GK PGNiG wprowadzono zmiany w raportowaniu segmentów. Miało to istotny wpływ na finalne wyniki segmentów, z uwzględnieniem poziomu EBITDA Q/Q w OiM . Więcej informacji na stronie 38.

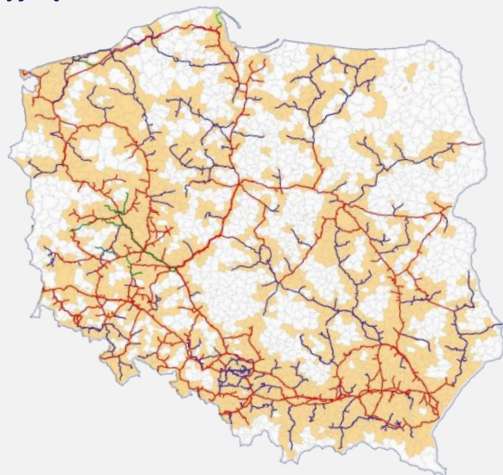


Dystrybucja

- > Stabilny rozwój sieci i wzrost wolumenu dystrybucji gazu (+2,4% CAGR 2005-2016)



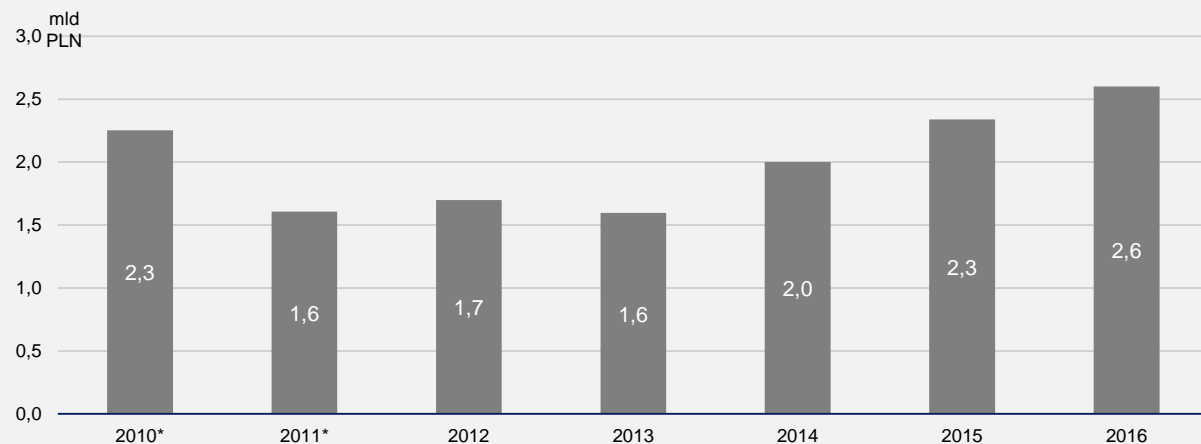
- > Pokrycie siecią dystrybucyjną



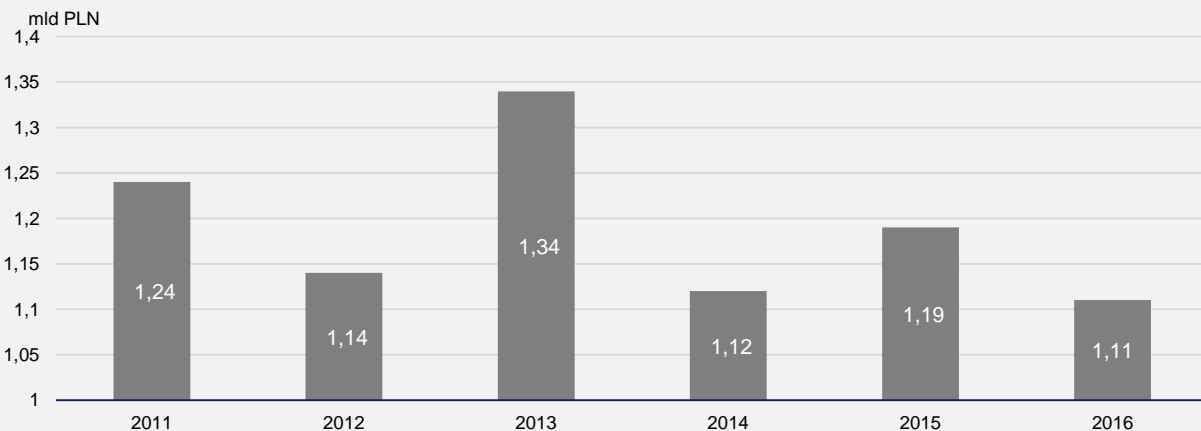
- > Polska Spółka Gazownictwa ma dominujący udział na rynku, należy do niej 96% krajowej sieci dystrybucyjnej oraz niemal 99% przyłączy
- > Dostarcza gaz od sprzedawców do odbiorców przyłączonych do sieci dystrybucyjnej (gosp. domowych i przedsiębiorstw)
- > Segment odpowiedzialny za eksploatację, remonty i rozbudowę tej sieci
- > Taryfa:
 - > Ustanowiona w 2014 r. i wciąż funkcjonująca
 - > Koszt + zwrot z kapitału (7,2% WACC x x 11,9 mld zł WRA)

Wyniki finansowe segmentu Dystrybucja

> EBITDA segmentu Dystrybucja



> CAPEX segmentu

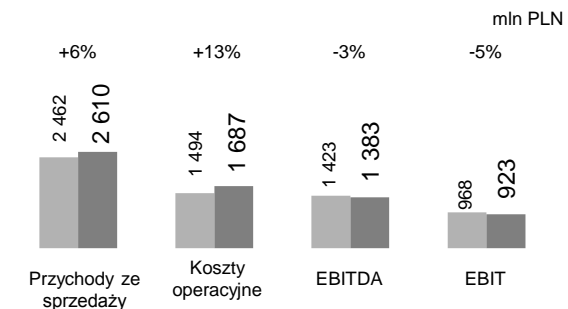


- > Wzrost wolumenu o 11% R/R
- > Cel strategiczny PSG to wygenerowanie łącznego wyniku EBITDA na poziomie 16 mld zł w latach 2016-2022

> Wyniki segmentu za 2016 rok



> Wyniki segmentu za H1 2017



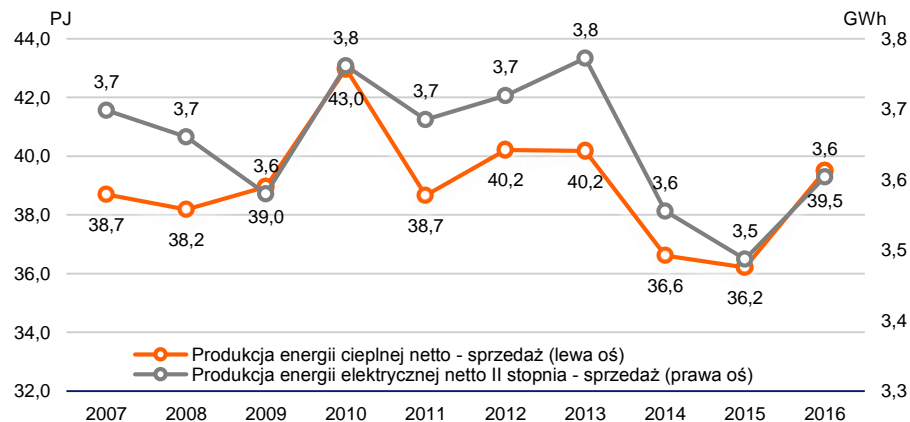
Wytwarzanie

- > Największy producent ciepła w Polsce - ponad 11% mocy cieplnych
- > Pokrywa ok. 70% całkowitego zapotrzebowania na ciepło w Warszawie, jak również 98% ciepła dostarczanego do sieci miasta
- > Wydarzenia:
 - > Styczeń 2012: przejęcie 99,8% akcji Vattenfall Heat Poland za 3 mld zł (3,5 mld zł EV)
 - > Kwiecień 2016: Objęcie do 19,6% w kapitale zakładowym Polskiej Grupy Górniczej w wyniku inwestycji 710 mln zł
 - > Rozwój wytwarzania i dystrybucji ciepła:
 - > Kwiecień 2016: zakup od JSW SA Przedsiębiorstwa Energetyki Ciepłej („PEC”) za 190 mln zł
 - > 14 lokalnych ciepłowni
 - > 260 MW mocy cieplnej
 - > 288 km sieci ciepłowniczej
 - > Sierpień 2016: zakup od JSW SA Spółki Energetycznej „Jastrzębie” („SEJ”)
 - > 5 Ciepłowni
 - > 130 MW mocy wytwórczej energii elektrycznej
 - > 540 MW mocy cieplnej
 - > Koszt całkowity: 372 mln zł
- > Taryfa:
 - > System taryf benchmarkingowych na rynku ciepłowniczym z istotnym potencjał wzrostu wartości ze względu na niski koszt produkcji ciepła.

Kluczowe dane operacyjne PGNiG Termika

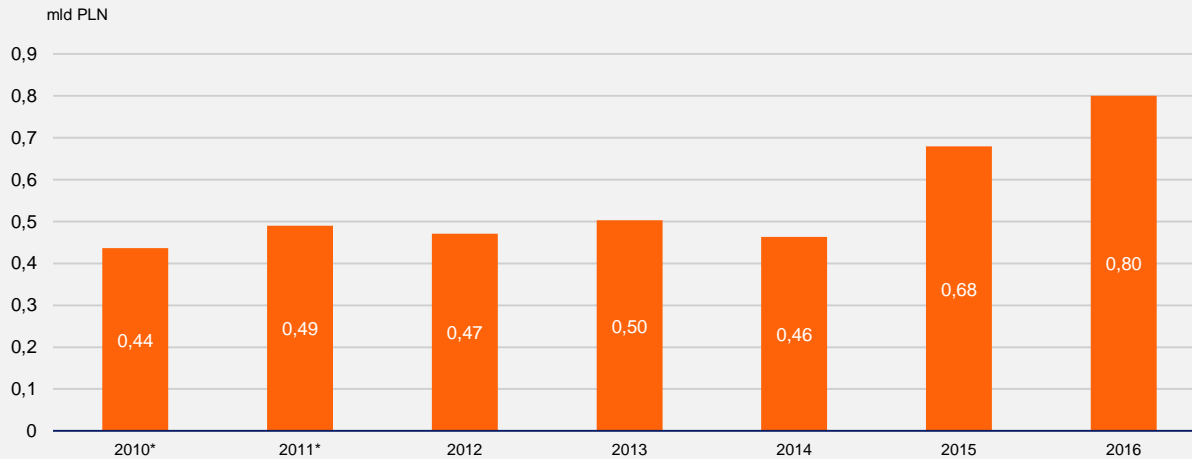
Moc zainstalowana cieplna	5,408 MWt
Moc osiągalna elektryczna	1,147 Mwe
Sprzedaż ciepła (regulowana) w 2016 r.	40 PJ
Sprzedaż energii elektrycznej (z produkcji) w 2016 r.	3,6 TWh

> Produkcja ciepła i energii elektrycznej



Wyniki finansowe segmentu Wytwarzanie

> EBITDA segmentu Wytwarzanie



> Inwestycje

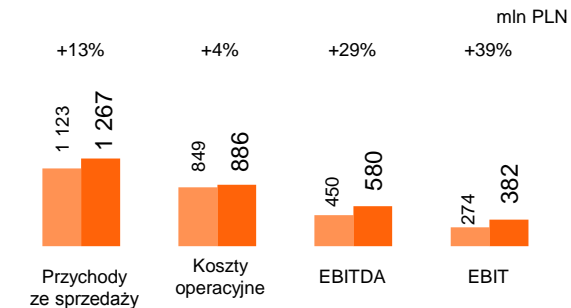
- > Budowa bloku gazowego 497 MWe, w Warszawie na Żeraniu (2020)
- > Budowa kotła biomasowego 146 MWt na Siekierkach (2016)
- > Elektrociepłownia Stalowa Wola
 - > 50/50 JV PGNiG i Tauron Polska Energia: Nakłady inwestycyjne 1,6 mld zł, finansowane w formule „project finance”
 - > Umowa na sprzedaż energii elektrycznej. PGNiG dostarczy 0,5 mld m³ gazu przez 14 lat
 - > Moc bloku gazowego: 450 MWe oraz 240 MWt
 - > W styczniu 2016 r. odstąpiono od umowy oraz nałożono kary umowne na generalnego wykonawcę w związku z nienależytym wykonywaniem kontraktu
 - > W październiku 2016 r. zostało podpisane porozumienie w sprawie ustalenia podstawowych warunków brzegowych restrukturyzacji projektu budowy bloku, które dostosowuje obecne umowy handlowe ECSW do oczekiwanego terminu oddania bloku do eksploatacji
 - > Zakończyła się inwentaryzacja obiektu. Inwestycja będzie kontynuowana z wykorzystaniem wyspecjalizowanej firmy wspierającej koordynację przedsięwzięcia w formule EPCM

- > Wzrost przychodów ze sprzedaży ciepła R/R o 12% do poziomu 1 263 mln PLN przy wolumenie wyższym o 10% i przy wyższej taryfie na ciepło w okresie 01.01-15.08 i niezmienionej taryfie na ciepło po 15.08
- > Wzrost przychodów ze sprzedaży Ee z wytwarzania R/R o 21 mln PLN do poziomu 606 mln PLN w związku ze wzrostem wolumenu sprzedaży

> Wyniki segmentu za 2016 rok



> Wyniki segmentu za H1 2017





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

#2

Wizja

Odpowiedzialnie i efektywnie dostarczamy innowacyjne rozwiązania energetyczne

#3

Cel nadrzędny

Wzrost wartości GK PGNiG oraz zapewnienie stabilności finansowej

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

Odpowiedzialnie

Działamy przejrzysto w oparciu o zasady odpowiedzialności społecznej

Efektywnie

Jesteśmy zoptymalizowani procesowo i kosztowo

Innowacyjne rozwiązania

Jesteśmy liderem innowacyjności w branży energetycznej

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 w 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

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

Wzrost wartości GK PGNiG oraz zapewnienie stabilności finansowej



Aspiracje w kluczowych obszarach działalności



1. Poszukiwanie i Wydobywanie

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



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



3. Obrót detaliczny

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



4. Magazynowanie

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



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%



6. Energetyka i ciepłownictwo

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

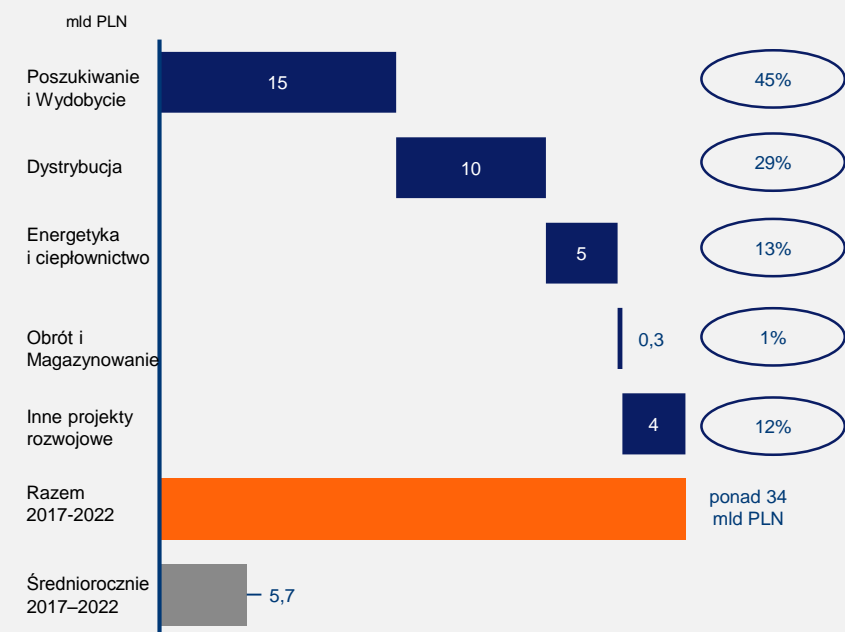


7. Centrum Korporacyjne

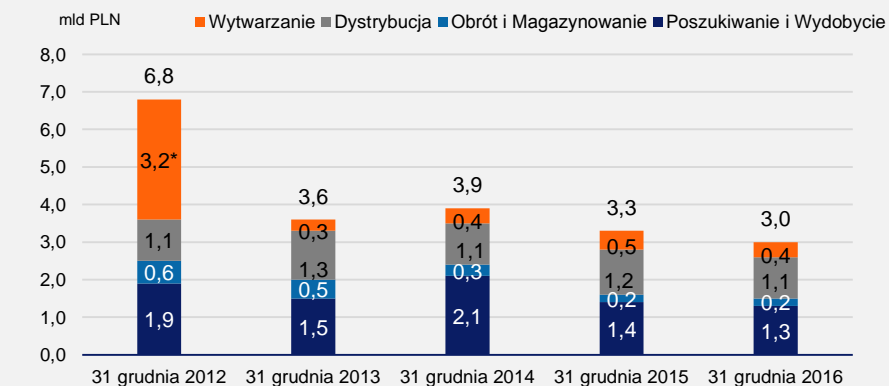
- > Efektywna realizacja projektów R&D&I oraz wzmocnienie wizerunku Grupy
- > Poprawa efektywności operacyjnej Grupy PGNiG

CAPEX oraz EBITDA w latach 2017-2022

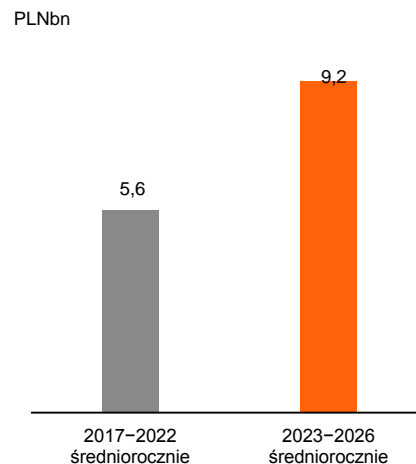
> CAPEX w latach 2017-2022



> CAPEX w latach 2012-2016



> EBITDA w latach 2017-2022



- > 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)

- > Blisko połowa nakładów inwestycyjnych (45%) dotyczyć będzie obszaru poszukiwania i wydobywania
- > Średnioroczne nakłady inwestycyjne w latach 2017-2022 na poziomie około 5,7 mld PLN



Załączniki

Podstawowe wyniki finansowe w 2016 i H1 2017

[mln PLN]	2015	2016	Δ%	H1 2016	H1 2017	Δ%
Przychody ze sprzedaży	36 464	33 196	(9%)	17 349	18 817	8%
Koszty operacyjne (bez amortyzacji)	(30 384)	(27 222)	(10%)	(14 218)	(14 640)	3%
EBITDA	6 080	5 974	(2%)	3 131	4 177	33%
skor. EBITDA*	6 670	6 810	2%	3 807	4 101	8%
Amortyzacja	(2 790)	(2 614)	(6%)	(1 337)	(1 335)	(1%)
EBIT	3 290	3 360	2%	1 794	2 842	58%
Wynik na działalności finansowej	(225)	(76)	(66%)	(20)	9	(147%)
Zysk netto	2 136	2 349	10%	1 271	2 098	65%

FY 2016

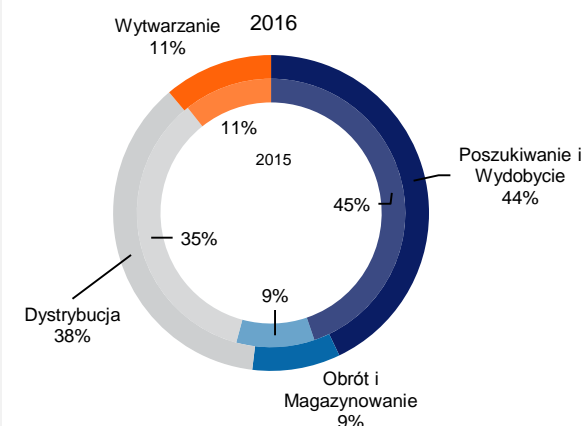
- Przychody ze sprzedaży gazu wysokometanowego (E) niższe R/R o 3,7 mld PLN (24,8 mld PLN w 2016 r.), przy 6% wzroście R/R wolumenu sprzedaży sięgającym blisko 23 mld m³.
- Przychody ze sprzedaży ropy naftowej i kondensatu niższe o 338 mln PLN w 2016 r. przy spadku o 3% R/R wolumenu sprzedaży, sięgającym 1 347 tys. ton.
- Koszt sprzedanego gazu niższy o 17%, czyli 3,7 mld PLN R/R.
- Znaczący wpływ odpisów aktualizujących na majątek trwały zawiązanych w 2016 i 2015 r.: odpowiednio - 836 mln PLN i -590 mln PLN. Skorygowana EBITDA wzrosła o 2% R/R.
- Wzrost kosztów z tytułu opłaty regazyfikacyjnej o 176 mln PLN R/R i opłat eksploatacyjnych od wydobycia ropy i gazu o 84 mln PLN R/R

H1 2017

- Przychody ze sprzedaży gazu wysokometanowego (E) wyższe R/R o 1 mld PLN (14,2 mld PLN w H1 2017 r.), głównie za sprawą 14% wzrostu R/R wolumenu sprzedaży sięgającym około 13,7 mld m³.
- Przychody ze sprzedaży ropy naftowej i kondensatu wyższe o 248 mln PLN w H1 2017 r. przy stabilnym wolumenie sprzedaży na poziomie 705 tys. ton.
- Koszt sprzedanego gazu wyższy o 4%, czyli 0,4 mld PLN R/R.
- Odpisy na rzeczowe aktywa trwałe w H1 2017 +83 mln PLN vs -657 mln PLN w H1 2016.
- Wzrost kosztów z tytułu opłaty regazyfikacyjnej o 173 mln PLN R/R z uwagi na większy udział LNG w wolumenie.

- > Znaczący wpływ spadku ceny surowców na roczne wyniki operacyjne

- > Udział segmentów w wyniku skorygowanej EBITDA* Grupy w 2016 roku**



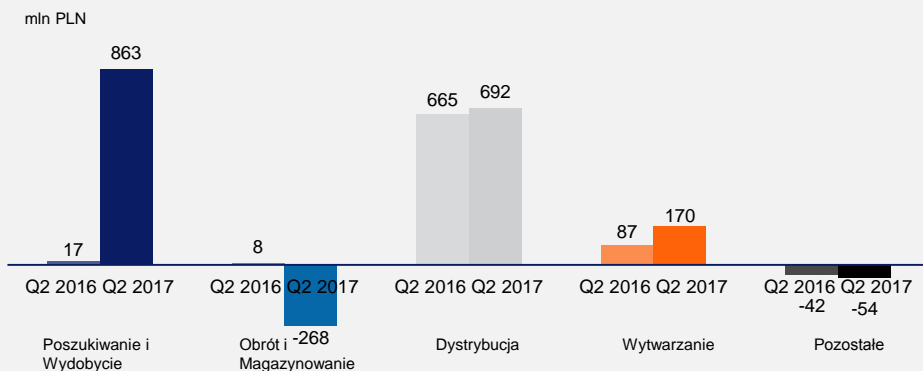
Udział „Pozostałe segmenty w EBITDA: w 2015: 0%, w 2016: -2%



* EBITDA skorygowana o odpisy z tytułu trwałej utraty wartości na rzeczowym majątku trwałym / ** przekształcone

Podstawowe wyniki finansowe – Q2 2017

> EBITDA Grupy w podziale na segmenty w Q2 2017 vs Q2 2016



Poszukiwanie i Wydobywanie

- > Wzrost przychodów ze sprzedaży gazu R/R o 67 mln PLN (+10%).
- > Odpisy na rzeczowe aktywa trwałe w Q2 2017 +78 mln PLN i -710 mln PLN w Q2 2016.

Obrót i Magazynowanie

- > Wzrost przychodów ze sprzedaży gazu o 14% głównie za sprawą wzrostu wolumenu o 19%.
- > Zwiększenie odpisu na zapasie gazu w Q2 2017 o -21 mln PLN wobec częściowego odwrócenia odpisu na zapasie gazu w Q2 2016 na +51 mln PLN (stan odpisu na koniec Q2 2017 wyniósł 88 mln PLN).

Dystrybucja

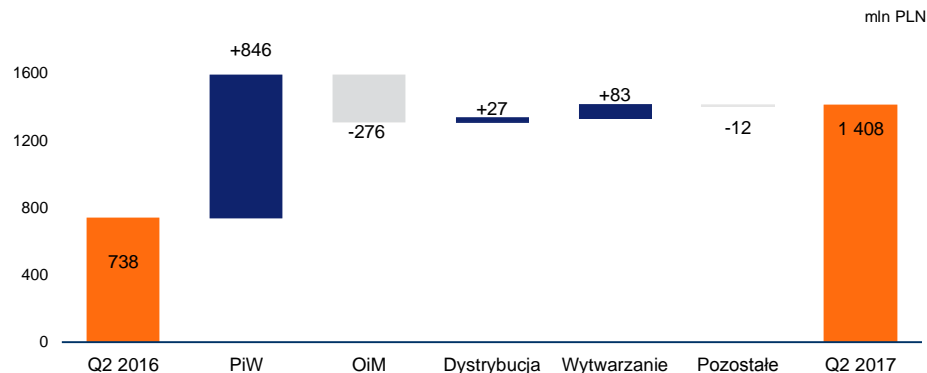
- > Wzrost wolumenu dystrybucji o 19% R/R w Q2 2017 i przychodów z usługi dystrybucyjnej o 10% R/R.

Wytwarzanie

- > Wzrost wolumenów sprzedaży ciepła i energii elektrycznej (z produkcji własnej) o ponad 25%.

[mln PLN]	Q2 2016	Q2 2017	Δ%
Przychody ze sprzedaży	6 369	7 165	12%
Koszty operacyjne (bez amortyzacji)	(5 631)	(5 757)	2%
EBITDA	738	1 408	91%
<i>EBITDA (bez odpisów akt. rzecz. akt. trw.)</i>	1 463	1352	(8%)
Amortyzacja	(665)	(640)	(4%)
EBIT	73	768	10x
Wynik na działalności finansowej	(68)	(10)	(85%)
Zysk netto	(115)	499	5x

> Wzrost EBITDA Grupy PGNiG w Q2 2016 vs Q2 2017*



*Zmiany nie uwzględniają uzgodnienia do danych skonsolidowanych



Koszty operacyjne w Q2 2017 vs Q2 2016

[mIn PLN]	Q2 2016	Q2 2017	Δ%
Paliwa do produkcji ciepła i energii	(105)	(119)	13%
Zużycie pozostałych surowców i materiałów	(389)	(415)	7%
Świadczenia pracownicze	(639)	(672)	5%
Usługa przesyłowa	(271)	(263)	(3%)
Koszt odwiertów negatywnych i sejsmiki	(36)	(81)	125%
Pozostałe usługi obce	(313)	(410)	31%
<i>Usługi gazownicze (w tym regazyfikacja LNG)</i>	<i>(16)</i>	<i>(103)</i>	<i>5x</i>
Pozostałe przychody i koszty operacyjne netto	(914)	(232)	(75%)
<i>Zmiana stanu odpisów</i>	<i>(677)</i>	<i>39</i>	<i>(106%)</i>
<i>-Odpis na zapasy</i>	<i>46</i>	<i>(32)</i>	<i>(170%)</i>
<i>-Odpis aktualizujący wartość składników majątku trwałego</i>	<i>(725)</i>	<i>56</i>	<i>(108%)</i>
<i>Podatki i opłaty</i>	<i>(56)</i>	<i>(43)</i>	<i>(23%)</i>
Koszt wytworzenia świadczeń na własne potrzeby	161	229	42%
Amortyzacja	(665)	(640)	(4%)
Koszty operacyjne bez kosztu sprzedanego gazu	(3 171)	(2 603)	(18%)
Koszt sprzedanego gazu	(3 126)	(3 793)	21%
Koszty operacyjne ogółem	(6 297)	(6 396)	2%

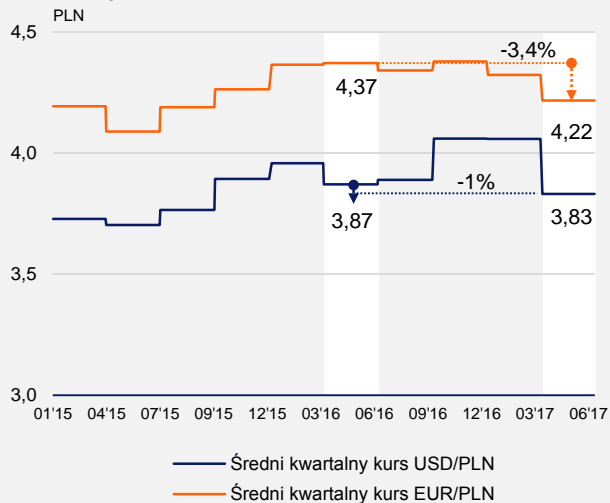
- Wzrost kosztów pozyskania gazu, w tym kosztów regazyfikacji zrekompensowany brakiem negatywnych zdarzeń jednorazowych, jakie miały miejsce w Q2 2016

Komentarz:

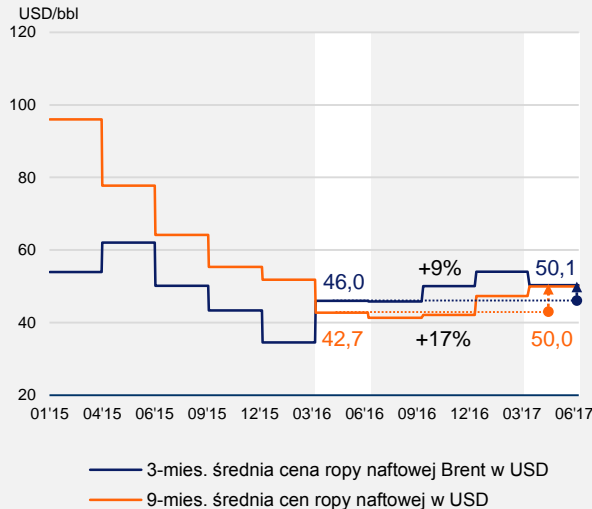
- Niższe R/R pozostałe koszty operacyjne na skutek braku negatywnego wpływu istotnych zdarzeń jednorazowych (w Q2 2016 zawiązanie odpisów aktualizujących na majątek trwały w wysokości -725 mln PLN)
- Wzrost kosztów sprzedanego gazu o 667 mln PLN R/R.
- Wzrost kosztów spisania odwiertów negatywnych i sejsmiki: -81 mln PLN w Q2 2017 vs -36 mln PLN w Q2 2016. W Q2 2017 spisano 4 odwierty negatywne, w Q2 2016 miały miejsce 2 odpisy.
- Wzrost kosztów regazyfikacji (+87 mln PLN R/R) z uwagi na większy udział LNG w wolumenie.
- Spadek kosztów transakcji zabezpieczających ceny gazu o 186 mln PLN (-16 mln PLN w Q2 2017 vs -202 mln PLN w Q1 2017)

Czynniki wpływające na wynik finansowy

- Stabilne USD wobec PLN R/R, słabnące EUR wobec PLN R/R

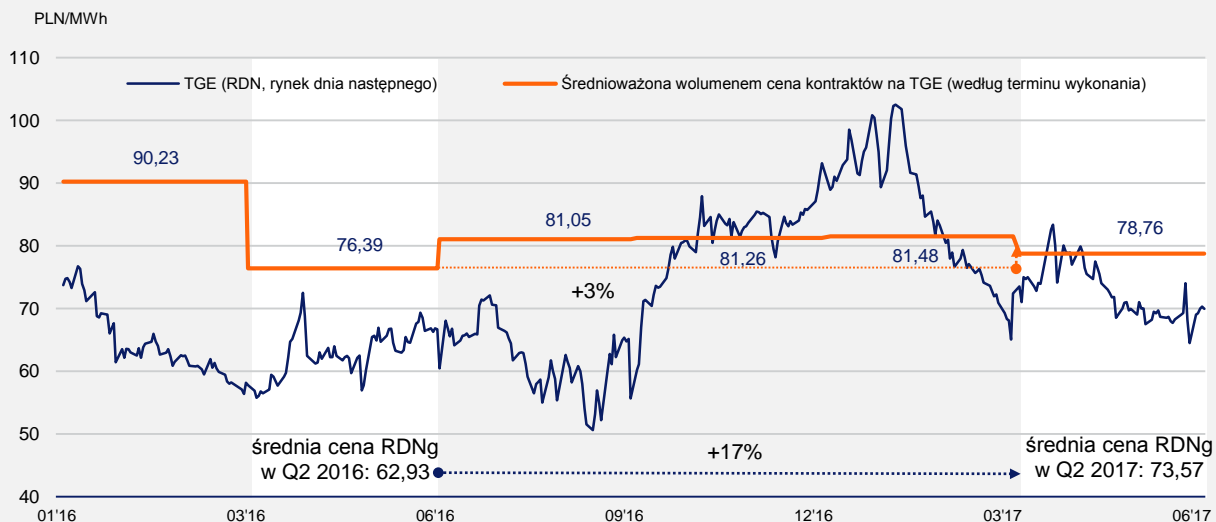


- 9-miesięczna średnia cen ropy wzrosła w Q2 2017 o 17% R/R



- Wzrost przychodów ze sprzedaży na skutek wysokich wolumenów sprzedaży gazu, przy rosnącym jednostkowym koszcie pozyskania gazu.

- Ceny gazu TGE RDN oraz średnia cena kontraktów ważonych wolumenem



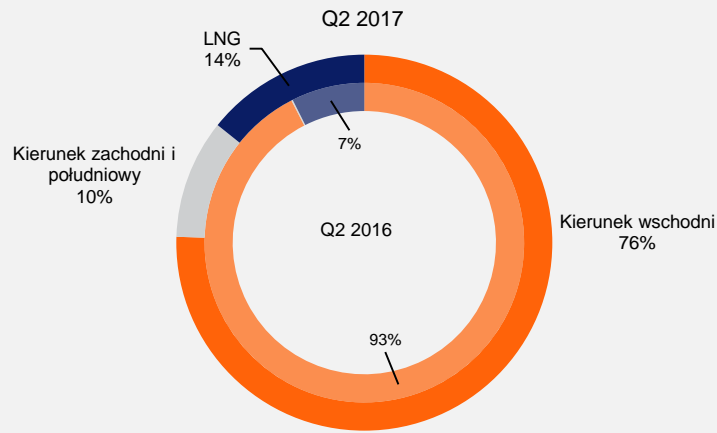
Uwagi:

- Cena sprzedaży na TGE: dominujące pod względem wolumenu terminy kontraktów gazowych na TGE i innych giełdach gazu to kontrakty kwartalne, sezonowe (lato/zima) i roczne. Rynek kontraktów terminowych miesięcznych i tygodniowych oraz rynek spot pełnią funkcję uzupełniającą.
- Ważoną wolumenem średnią kwartalną cenę kontraktów na TGE obliczono na podstawie kwotowań kontraktów z datą realizacji przypadającą na dany kwartał.

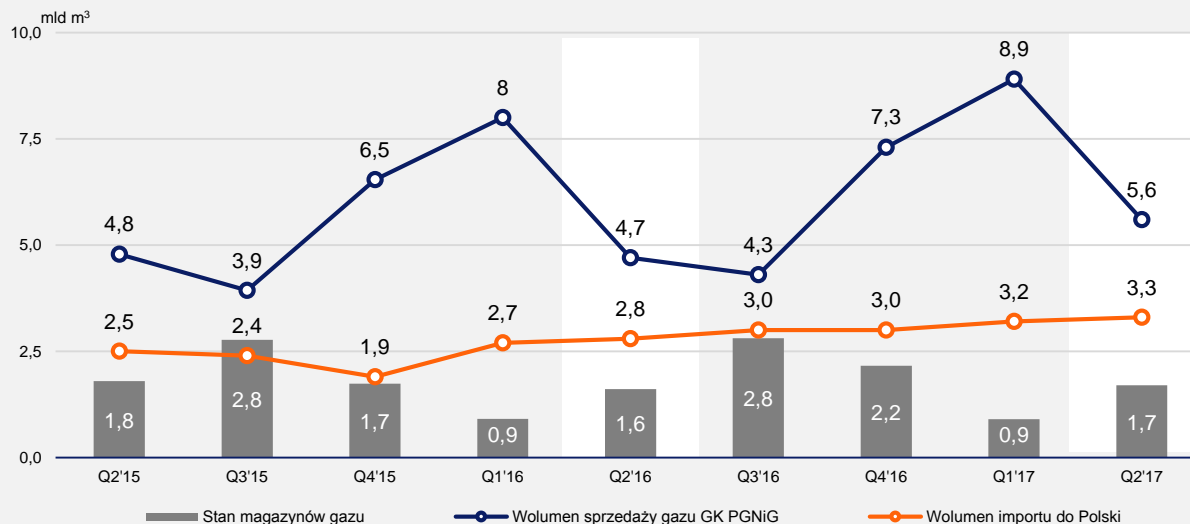


Sprzedaż i struktura importu gazu

> Struktura importu gazu do Polski w Q2 2017 vs Q2 2016



> Sprzedaż gazu Grupy PGNiG, stan magazynów i wolumen importu



> Istotny wzrost udziału LNG w strukturze importu w Q2 2017.

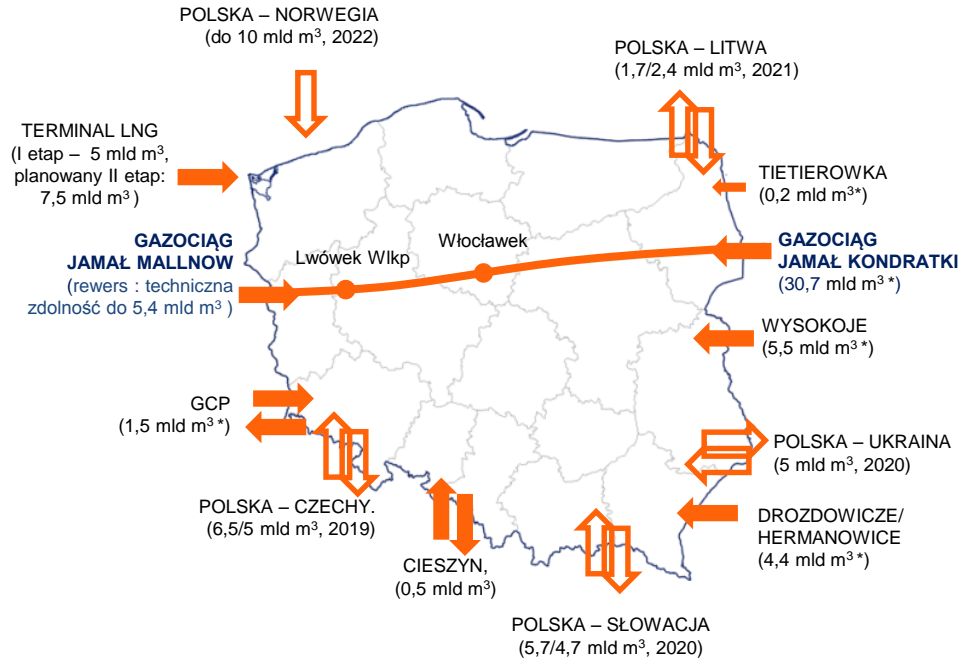
> Sprzedaż gazu Grupy PGNiG w Q2 2017 wyższa R/R o 0,9 mld m³, zarówno do odbiorców przemysłowych w obrocie detalicznym i hurtowym, jak i odbiorców domowych.

Komentarz:

> Zapas LNG w terminalu: 25 mln m³ (na 30.06.2017 r.).

Kierunki dostaw gazu

> Interkonektory

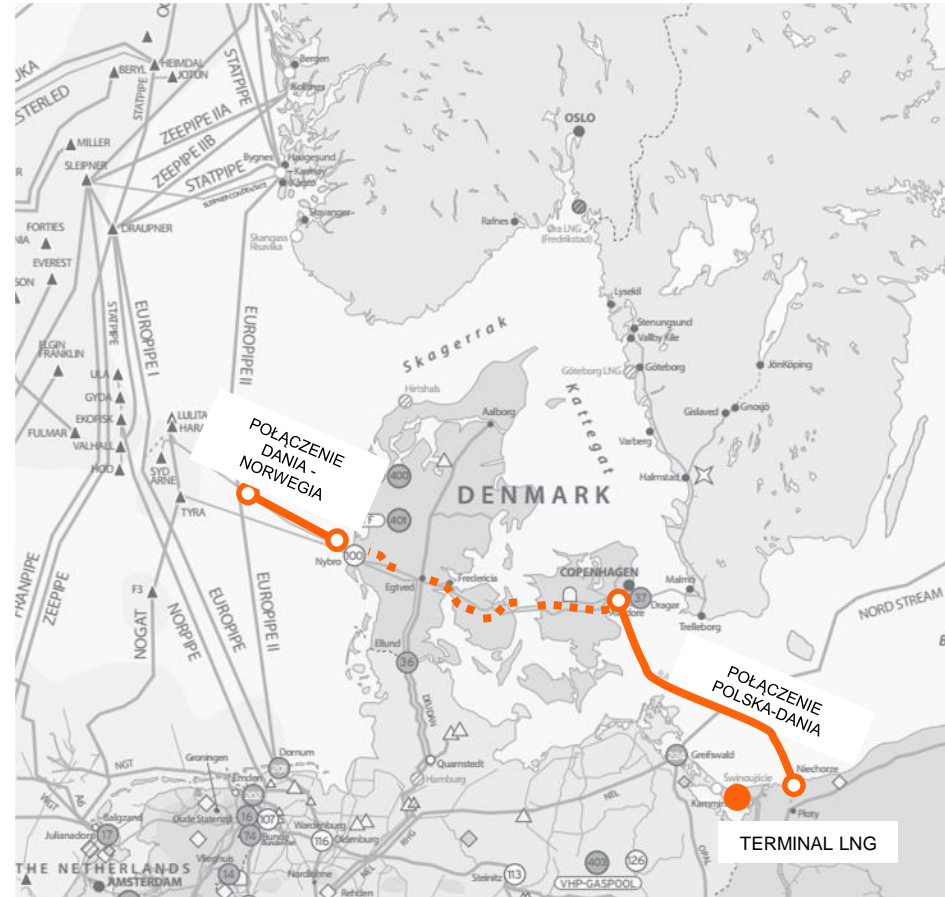


* Przepustowość techniczna

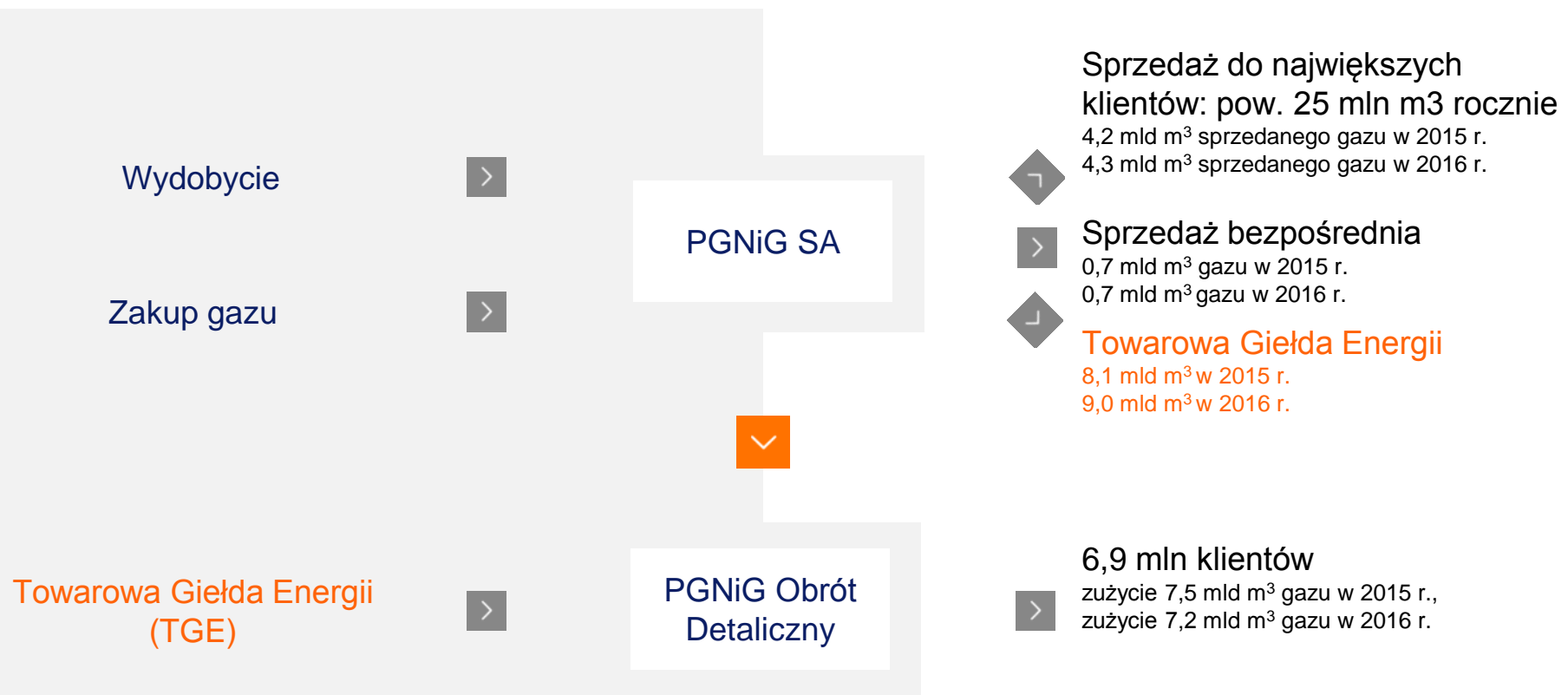
➔ Połączenia istniejące

➡ 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 Sp. z o.o., która rozpoczęła działalność operacyjną 1 sierpnia 2014 roku, **nie podlegają eliminacji w sprawozdaniu skonsolidowanym** i są wykazywane w segmencie Obrót i Magazynowanie.

Dane w przeliczeniu na gaz wysokometanowy (bez eliminacji w ramach Grupy).

Zmiany na polskim rynku gazu

Wolumen sprzedaży gazu (mln m ³)	2014	2015	2016
Grupa PGNiG ogółem	18,6	23,0	24,3
PGNiG SA (bez Pakistanu)	13,8	13,2	14,5
<i>w tym PGNiG SA poprzez TGE</i>	3,7	8,1	9,0
PGNiG Obrót Detaliczny	3,0	7,5	7,3

- > Liberalizacja rynku gazu wpływa na udział PGNiG w imporcie oraz strukturę sprzedaży

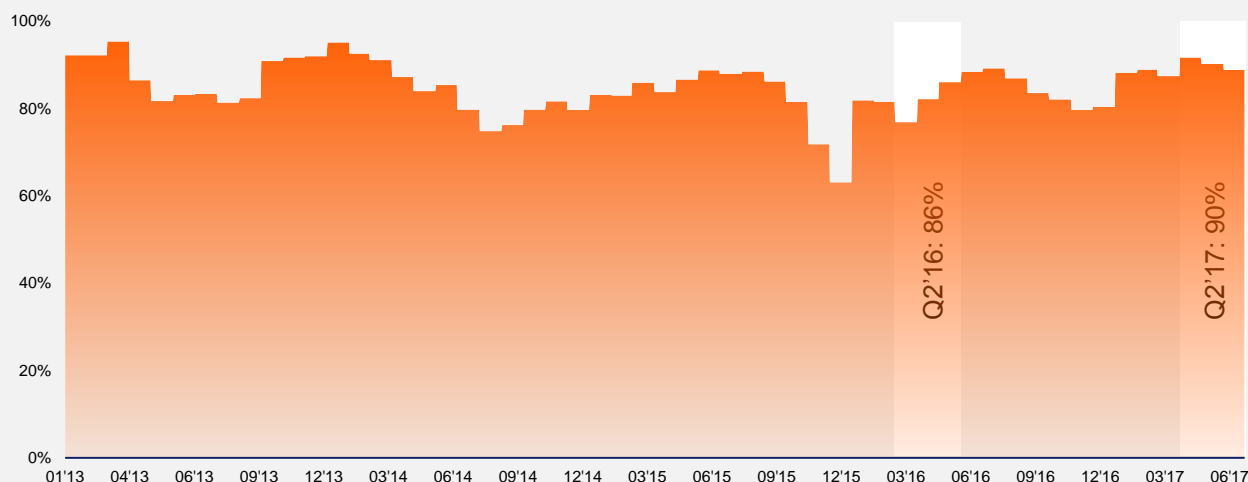
Komentarz:

- > 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 gazociągiem jamalskim oraz bez eliminacji eksportu), dane miesięczne. Wzrost udziału PGNiG w imporcie zauważalny w 1Q16 spowodowany przede wszystkim przez spadek eksportu na Ukrainę.
- > Dane na wykresie nie wskazują na udział w polskim rynku gazu. Pochodzą one z publikowanych przez OGP Gaz-System wolumenów gazu przesyłanych przez interkonektory.

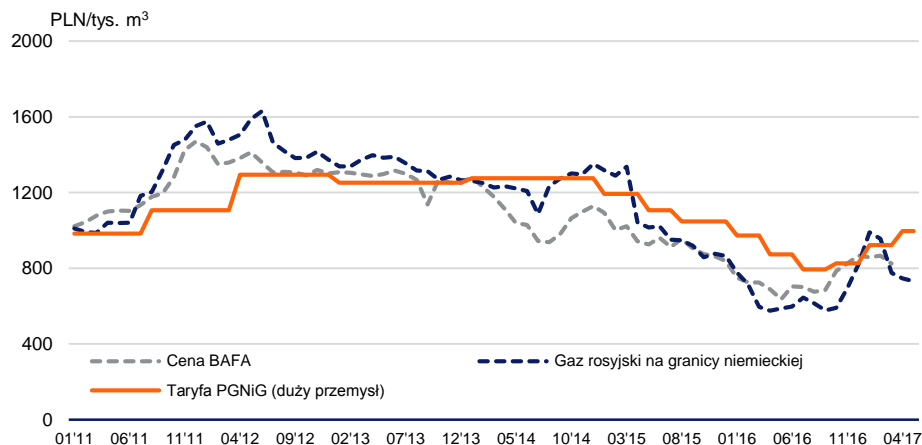
> Udział PGNiG w imporcie gazu do Polski*



Model taryfowy w Polsce

Typ działalności	Mechanizm regulacji
Sprzedaż bezpośrednia	Brak
Obrót gazem	Koszty pozyskania gazu + koszty operacyjne + marża
Obrót detaliczny	Baza kosztowa PGNiG Obrót Detaliczny m.in. koszt pozyskania gazu na TGE
Obrót hurtowy	Baza kosztowa PGNiG SA m.in. Koszt importu + koszt wydobycia (z uwzględnieniem zwrotu z kapitału w działalność wydobywczą)
Magazynowanie (do marca 2018)	Koszt + zwrot z kapitału (6,0% WACC × 3,6 mld zł wartości regulowanej aktywów WRA)
Dystrybucja (od 2014)	Koszt + zwrot z kapitału (7,2% WACC × 11,9 mld zł wartości regulowanej aktywów WRA)

> Średnia importowa cena gazu do Niemiec wg BAFA, cena gazu rosyjskiego na granicy niemieckiej oraz taryfa PGNiG



> Harmonogram deregulacji rynku gazu w Polsce

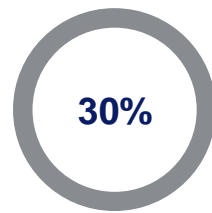


> Zwolnienie z obowiązku zatwierdzania taryf dla przedsiębiorstw obrotu w zakresie sprzedaży na rynku hurtowym w: i) punkcie wirtualnym, (ii) w formie LNG lub CNG, oraz (iii) w trybie przetargów, aukcji i zamówień publicznych zgodnie z przepisami Ustawy Zamówień Publicznych.

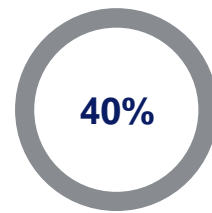
> Zwolnienie z obowiązku taryfikacji dla przedsiębiorstw obrotu dostarczających gaz dla innych klientów biznesowych (w tym większych przedsiębiorstw przemysłowych i małych i średnich przedsiębiorstw).

> Utrzymanie obowiązku taryfowego dla podmiotów oferujących gaz gospodarstwom domowym.

> Poziomy obligo giełdowego



W 2013 r.



Od 1 stycznia 2014 r.

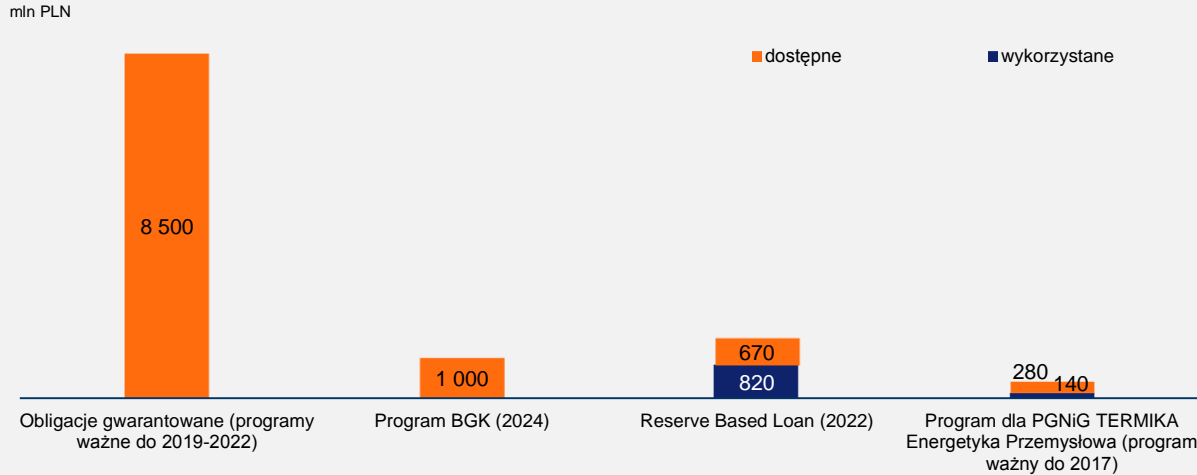


Od 1 stycznia 2014 r.

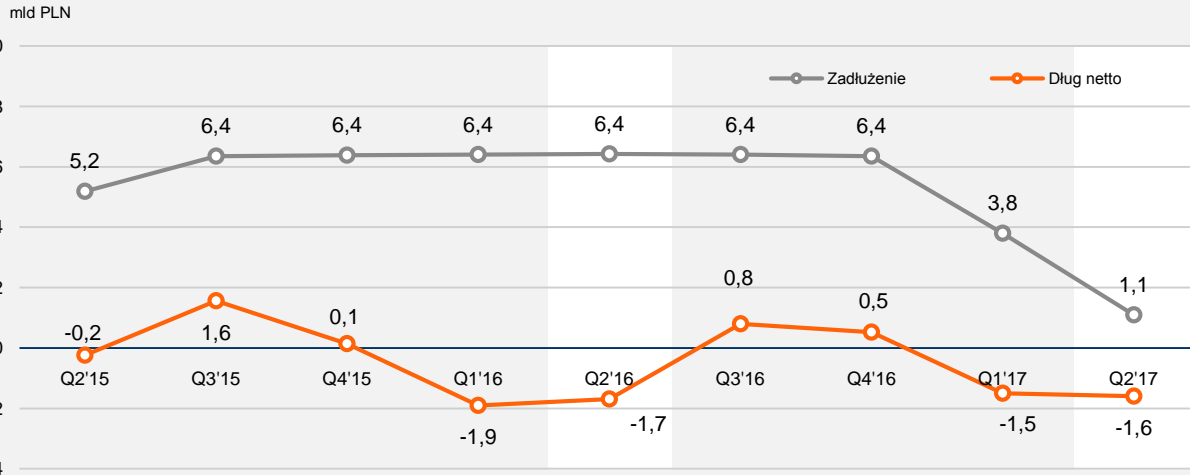
> Urząd Regulacji Energetyki zaproponował liberalizowanie polskiego rynku gazu poprzez „obligo giełdowe”, czyli wolumen gazu ziemnego, który powinien zostać sprzedany przez spółkę obrotu na Towarowej Giełdzie Energii. URE zamierza stopniowo znosić taryfy dla poszczególnych segmentów wśród odbiorców przemysłowych.

Zadłużenie i źródła finansowania

> Źródła finansowania (stan na 30.06.2017)



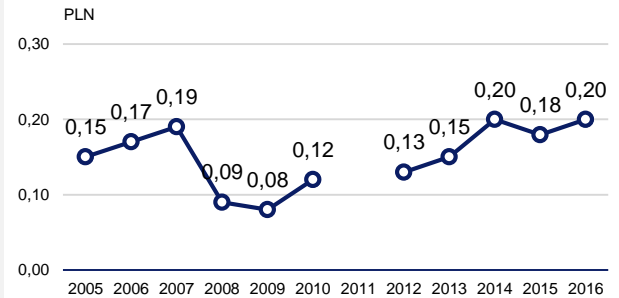
> Zadłużenie na koniec kwartału



Komentarz:

- > Wykupienie w dniu 19 czerwca 5-letnich obligacji krajowych o wartości nominalnej 2,5 mld PLN wraz z należnymi odsetkami – sfinansowane ze środków własnych.

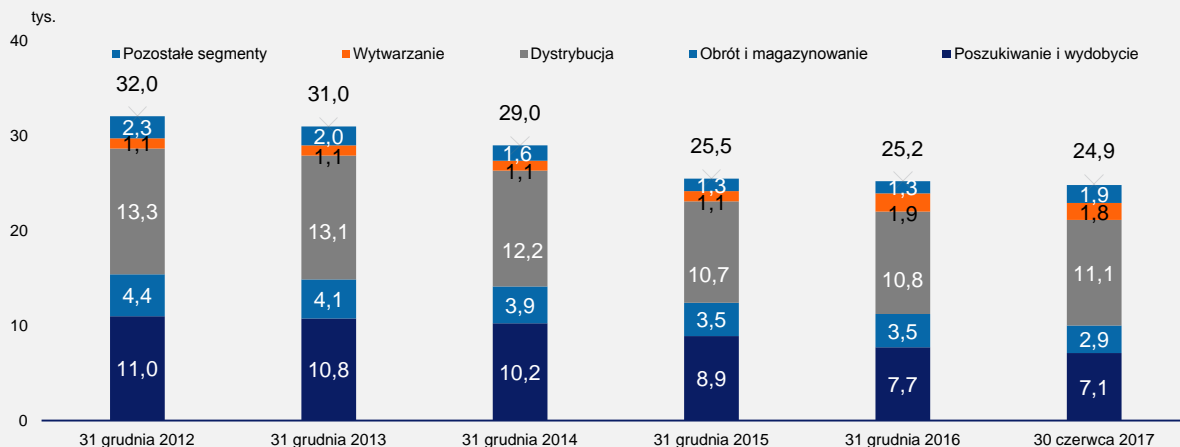
> Dywidenda na akcje



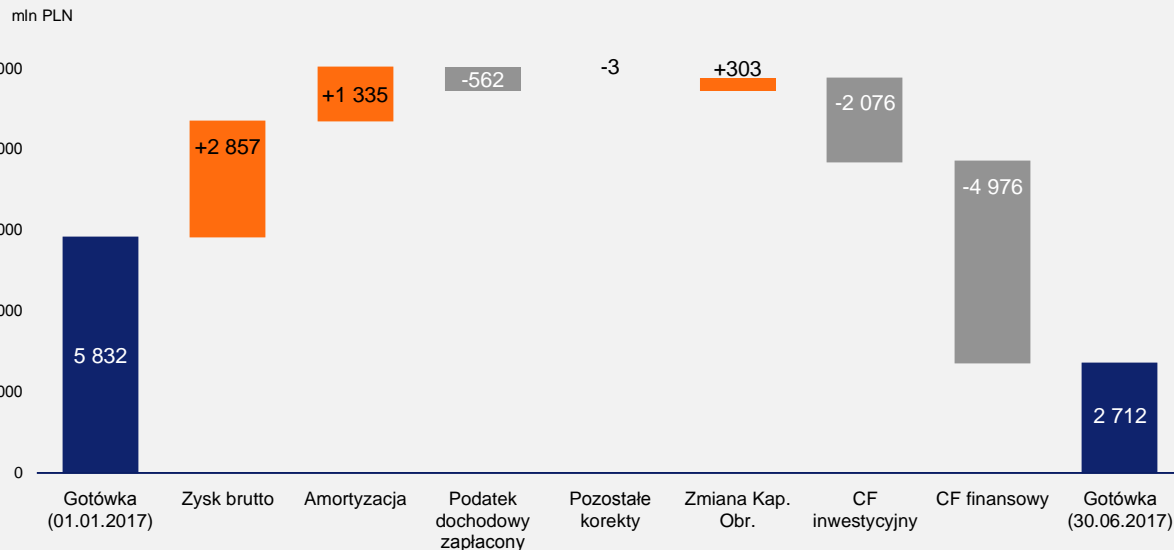
- > Założenie Strategii: wypłata do 50% skonsolidowanego zysku netto w postaci dywidendy w latach 2015-2022 (przy założeniu stabilnej sytuacji finansowej, zabezpieczenia potrzeb inwestycyjnych).

Bilans, rachunek przepływów pieniężnych, wskaźniki finansowe i zatrudnienie

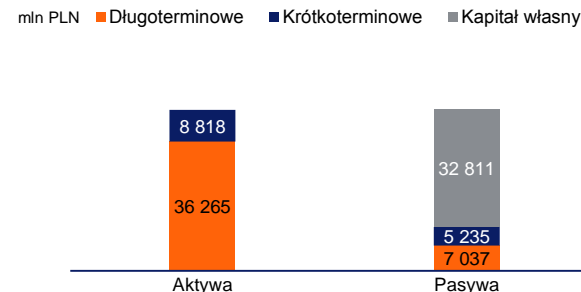
Zatrudnienie (stan na dzień)



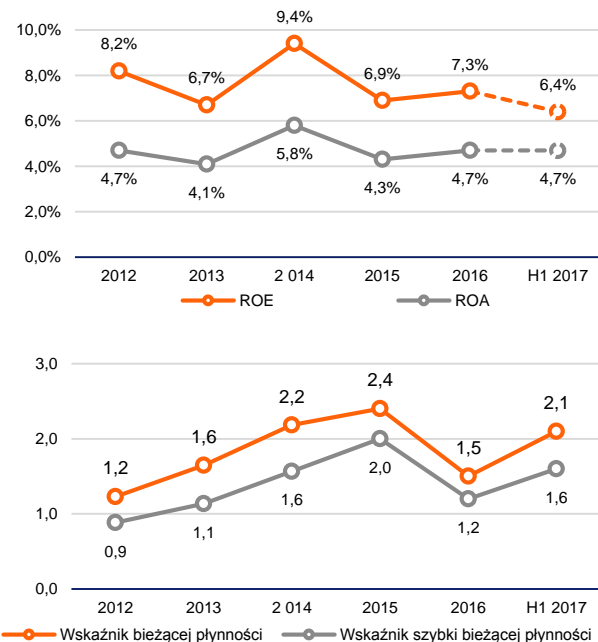
Skonsolidowane przepływy pieniężne (01.01.2017 r. - 30.06.2017 r.)



Bilans Grupy (stan na 30.06.2017 r.)



Rentowność i wskaźniki płynności



Wolumeny operacyjne

WYDOBYCIE GAZU ZIEMNEGO GK PGNiG [mln m³]

	H1 2017	Q2 2017	Q1 2017	FY 2016	Q4 2016	Q3 2016	Q2 2016	Q1 2016	FY 2015	Q4 2015	Q3 2015	Q2 2015	Q1 2015
GAZ WYSOKOMETANOWY (E)	944	469	474	1 918	473	450	487	509	2 027	504	515	507	501
<i>w tym w Polsce</i>	656	327	328	1 401	347	346	349	359	1 454	366	359	362	367
<i>w tym w Norwegii</i>	288	142	146	517	126	104	138	150	573	138	156	145	134
GAZ ZAAZOTOWANY (Ls/Lw przeliczony na E)	1 279	567	712	2 540	692	582	596	670	2 564	664	612	602	685
<i>w tym w Polsce</i>	1 213	533	680	2 480	670	570	584	657	2 513	651	601	589	672
<i>w tym w Pakistanie</i>	66	34	32	59	22	12	13	13	52	13	12	13	13
RAZEM (przeliczony na E)	2 222	1 036	1 186	4 458	1 165	1 032	1 083	1 179	4 591	1 168	1 128	1 109	1 186
Wydobycie razem przeliczone na kboe/d	79	73	83	79	82	72	77	84	81	84	80	79	83

SPRZEDAŻ GAZU ZIEMNEGO w GK PGNiG [mln m³]

GAZ WYSOKOMETANOWY (E)	13 686	5 290	8 396	22 900	6 923	4 006	4 411	7 560	21 653	6 184	3 662	4 497	7 311
<i>w tym sprzedaż PST poza GK PGNiG</i>	1 426	693	734	2 511	561	614	571	764	2 311	648	639	502	522
GAZ ZAAZOTOWANY (Ls/Lw przeliczony na E)	781	312	469	1 373	419	244	298	412	1 295	355	261	285	395
RAZEM (przeliczony na E)	14 467	5 602	8 865	24 273	7 342	4 250	4 709	7 972	22 949	6 539	3 922	4 782	7 705
<i>w tym sprzedaż bezpośrednio ze złóż</i>	417	174	243	756	218	137	181	221	736	192	169	169	206

IMPORT GAZU ZIEMNEGO przez PGNiG SA [mln m³]

Razem	6 553	3 334	3 219	11 527	2 968	3 020	2 837	2 702	9 330	1 863	2 398	2 495	2 574
<i>w tym: kierunek wschodni</i>	5 227	2 517	2 709	10 248	2 539	2 429	2 623	2 657	8 155	1 774	2 329	2 219	1 833
<i>w tym: LNG</i>	862	475	387	974	380	384	210	-	-	-	-	-	-

ROPA NAFTOWA w GK PGNiG [tys. ton]

Wydobycie ropy naftowej i kondensatu	616	269	346	1 318	344	298	328	348	1 428	358	367	317	386
<i>w tym w Polsce</i>	365	149	216	764	207	177	176	203	765	207	204	147	207
<i>w tym w Norwegii</i>	251	121	130	555	137	121	152	145	664	151	163	170	180
Wydobycie razem przeliczone na kbb/d	25	22	28	26	27	24	26	28	29	29	29	26	31
Sprzedaż ropy naftowej i kondensatu	705	316	390	1 347	326	287	336	398	1 391	315	356	372	348
<i>w tym w Polsce</i>	379	161	218	754	198	179	172	205	772	211	196	148	217
<i>w tym w Norwegii</i>	326	154	172	593	127	108	164	193	619	104	160	224	131

WYTWARZANIE

Produkcja E.c. netto (sprzedaż) [TJ]	24 401	6 732	17 669	39 527	15 079	2 945	5 351	16 152	36 209	12 643	2 701	5 810	15 055
Produkcja E.e. netto II stopnia (do sprzedaży) [GWh]	2 195	737	1 458	3 604	1 204	418	591	1 390	3 487	1 136	328	674	1 349



Skutki zmian [EBITDA 2016 w mln PLN] (3/4)

Dotychczasowy sposób raportowania	Q1 2016	Q2 2016	Q3 2016	Q4 2016	Q1 2017	Q2 2017
Poszukiwanie i Wydobywanie	619	(123)	494	295	-	-
Obrót i Magazynowanie	660	110	(8)	648	-	-
Dystrybucja	758	665	542	594	-	-
Wytwarzanie	362	87	110	199	-	-
Pozostałe segmenty	(10)	(5)	(6)	(40)	-	-
Eliminacje	4	2	5	11	-	-

Reklasyfikacja	Q1 2016	Q2 2016	Q3 2016	Q4 2016	Q1 2017	Q2 2017
Poszukiwanie i Wydobywanie	260	140	159	362	-	-
Obrót i Magazynowanie	(237)	(102)	(133)	(324)	-	-
Dystrybucja	-	-	-	-	-	-
Wytwarzanie	-	-	-	-	-	-
Pozostałe segmenty	(23)	(38)	(26)	(38)	-	-
Eliminacje	-	-	-	-	-	-

Nowy sposób raportowania	Q1 2016	Q2 2016	Q3 2016	Q4 2016	Q1 2017	Q2 2017
Poszukiwanie i Wydobywanie	879	17	653	657	1 376	863
Obrót i Magazynowanie	423	8	(141)	324	358	(268)
Dystrybucja	758	665	542	594	692	692
Wytwarzanie	362	87	110	199	409	170
Pozostałe segmenty	(33)	(42)	(32)	(78)	(66)	(54)
Eliminacje	4	2	5	11	-	5

Słownik terminów i pojęć

2P	Szacunkowe rezerwy paliw kopalnianych (udokumentowane oraz prawdopodobne)
bbl	Baryłka ropy naftowej
BGK	Bank Gospodarstw Krajowego
Boe	(Barrel of oil equivalent) – ekwiwalent baryłki ropy naftowej (1 baryłka to ok. 0,136 tony)
CAGR	Compound Annual Growth Rate
Capex	Nakłady inwestycyjne
CNG	Compressed Natural Gas; gaz ziemny w postaci sprężonej
EBITDA	Wynik operacyjny bez amortyzacji
Ee	Energia elektryczna
GK PGNiG	Grupa Kapitałowa PGNiG SA
GPW	Giełda Papierów Wartościowych SA
JV	Joint Venture (wspólne przedsięwzięcie)
KPMG	Kawernowy Podziemny Magazyn Gazu
LNG	Liquefied Natural Gas; gaz ziemny w postaci ciekłej
Opex	Wydatki operacyjne
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 kopalni

Informacje kontaktowe

Marcin Piechota

Kierownik Działu Relacji Inwestorskich

tel.: +48 22 589 43 22

Kom.: +48 885 889 890

faks: +48 22 691 81 23

e-mail: marcin.piechota@pgnig.pl

Piotr Gałek

Specjalista ds. Relacji Inwestorskich

tel.: +48 22 589 48 46

Kom.: +48 723 235 652

faks: +48 22 691 81 23

e-mail: piotr.galek@pgnig.pl

Aleksander Kutnik

Specjalista ds. Relacji Inwestorskich

tel.: +48 22 589 47 97

Kom.: +48 723 239 162

faks: +48 22 691 81 23

e-mail: aleksander.kutnik@pgnig.pl

Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo S.A.

ul. M. Kasprzaka 25

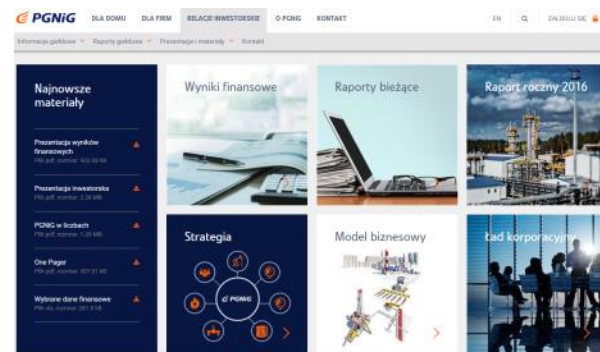
01-224 Warszawa

www.pgnig.pl

Zastrzeżenie

Wszystkie opinie, oceny i prognozy zawarte w niniejszej prezentacji (Prezentacja) są przygotowywane przez Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo (PGNiG) S.A. na podstawie publicznie dostępnych informacji. Informacje zawarte w Prezentacji mogą ulec zmianie bez wcześniejszego powiadomienia, mogą być niepełne lub skrócone, oraz mogą nie zawierać wszystkich istotnych informacji. Informacje zawarte w niniejszej Prezentacji nie stanowią oferty inwestycyjnej, rekomendacji inwestycyjnej ani oferty świadczenia jakiegokolwiek usługi. Prezentacja zawiera także informacje i oświadczenia, które są związane z przyszłymi, ale nie przeszłymi zdarzeniami. Wszelkie takie wypowiedzi prognozujące oparte są na założeniach i oczekiwaniach PGNiG, ale ze względu na ich przyszły i niepewny charakter noszą ze sobą ryzyko, że w rzeczywistości przyszłe fakty lub wydarzenia mogą się znacznie różnić od tych stwierdzeń dotyczących przyszłości, zawartych w Prezentacji. Prezentacja nie powinna być wykorzystywana przy podejmowaniu jakichkolwiek decyzji lub jakichkolwiek działań inwestycyjnych. Aby uzyskać więcej informacji dotyczących PGNiG zajrzyj do jego raportów bieżących i okresowych. PGNiG nie ponosi odpowiedzialności za dokładność, kompletność lub wykorzystywanie informacji zawartych w Prezentacji, i nie zobowiązuje się do jej aktualizacji. Informacje zawarte w niniejszej Prezentacji nie stanowią porady prawnej lub innej profesjonalnej porady.

› Więcej informacji



Strona Relacji Inwestorskich

www.ri.pgnig.pl

