



PGNiG

Polskie Górnictwo Naftowe
i Gazownictwo SA

Prezentacja inwestorska

Wyniki finansowe 1Q 2016

Czerwiec 2016

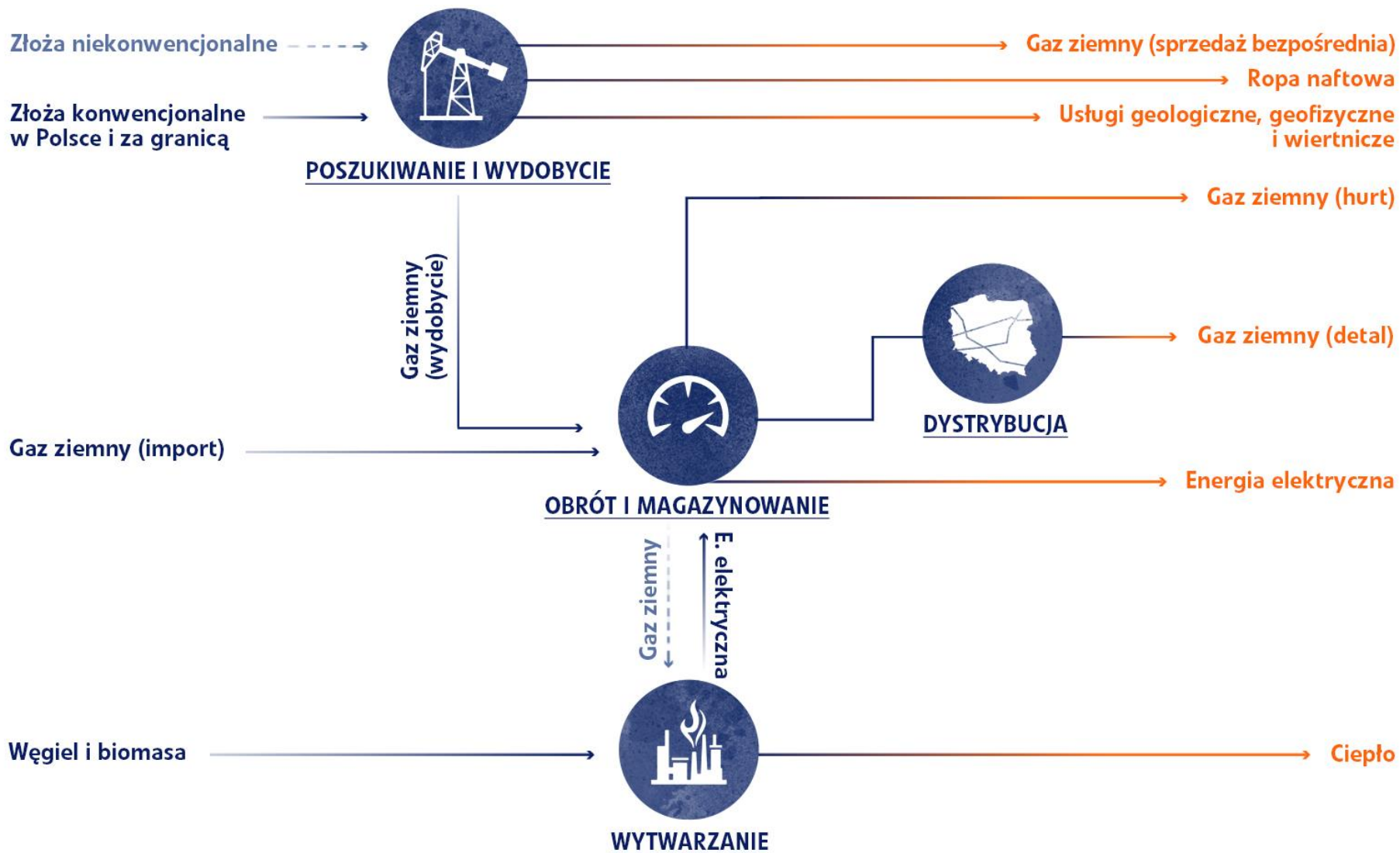
Agenda

- > 1. Grupa PGNiG i rynek gazu w Polsce
 - > 2. Segmenty Grupy PGNiG
 - > Poszukiwanie i Wydobywanie
 - > Obrót i Magazynowanie
 - > Dystrybucja
 - > Wytwarzanie
 - > 3. Strategia, nakłady, finansowanie
 - > 4. Załącznik – Wyniki finansowe Grupy PGNiG za 1Q 2016 i FY 2015
- 

An aerial photograph showing a gas processing plant or refinery situated in a rural landscape. The plant is a complex of industrial buildings and structures, surrounded by green fields and a small pond. The background features rolling hills and a vast, open landscape under a blue sky with scattered white clouds. The text 'Grupa PGNiG i rynek gazu w Polsce' is overlaid on the right side of the image.

Grupa PGNiG i rynek gazu w Polsce

Wiodąca zintegrowana grupa w polskim sektorze gazowo – naftowym



PGNiG na giełdzie



Druga największa polska spółka notowana na GPW**



▼ Kurs akcji PGNiG od stycznia 2012 r.



▼ Struktura akcjonariatu (stan na 30.06.2016 r.)

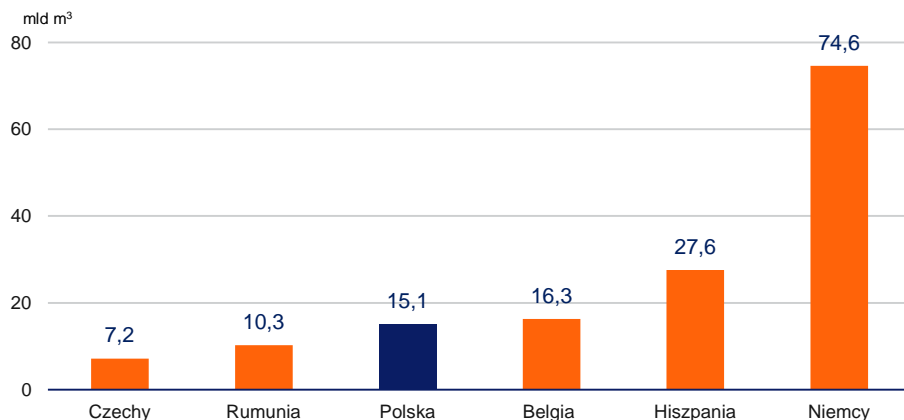
Pozostali 29,6%

Średnia dzienna wartość obrotu 2015: 28 mln zł

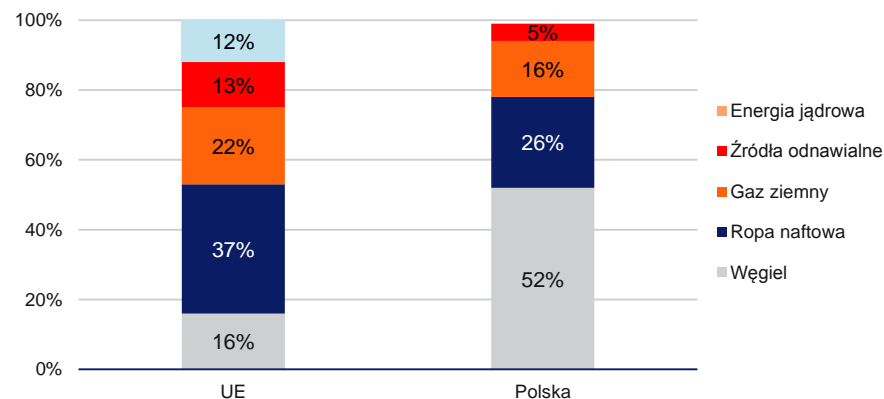
Skarb Państwa 70,4%

Rynek gazu w Polsce

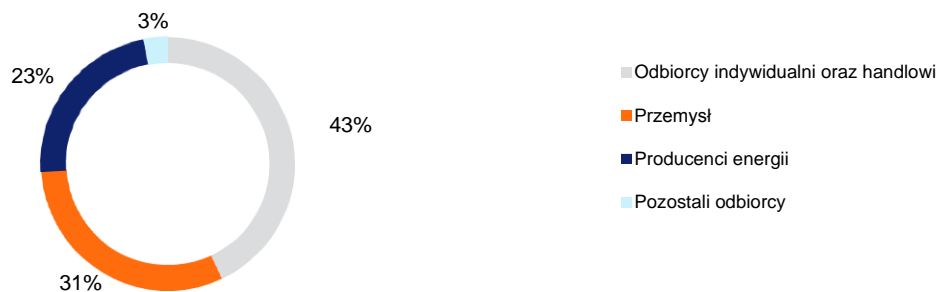
Zużycie gazu ziemnego wg krajów w 2015 r.



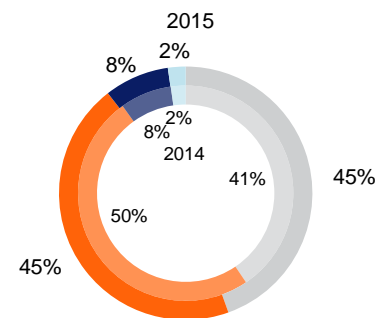
Zużycie energii pierwotnej w 2015 r.



Sprzedaż gazu według sektorów w Unii Europejskiej w 2014 r.



Sprzedaż gazu przez PGNiG według sektorów w 2014 i 2015 r.



Niska konsumpcja gazu z potencjałem wzrostowym

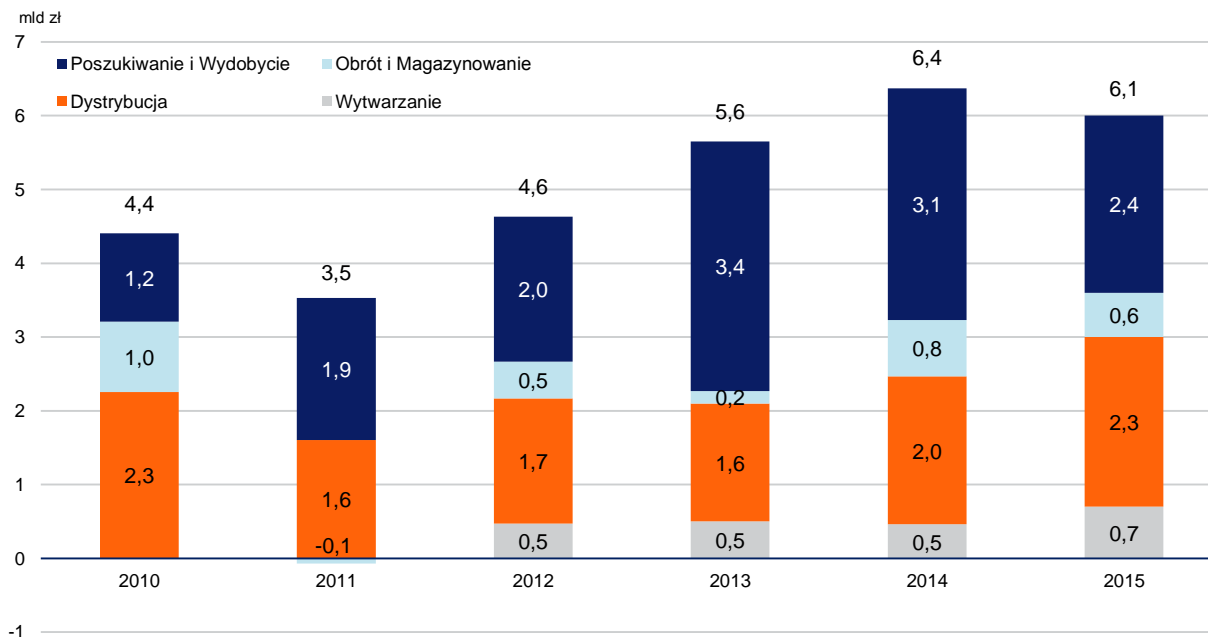
A tall, white industrial drilling rig stands against a clear blue sky at sunset. The sun is low on the horizon, creating a bright glow and long shadows on the ground. The rig is a complex structure of metal beams and platforms, with a long, narrow structure extending from its base. The scene is silhouetted against the bright light of the setting sun.

Segmenty Grupy PGNiG

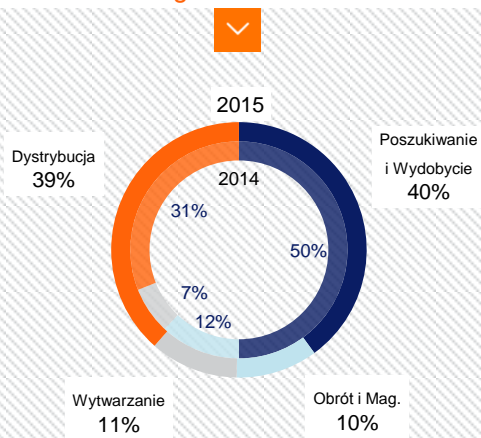
EBITDA z podziałem na segmenty

Stabilny poziom EBITDA dzięki zdywersyfikowanym źródłom przychodów

EBITDA* Grupy PGNiG



Udział segmentów w EBITDA



Zakres działań poszukiwawczych i wydobywczych

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

Złóża PGNiG w Polsce:

- udokumentowane złoża gazu 504 mln boe (78,1 mld m³)*
- udokumentowane złoża ropy 131 mln boe (17,9 mln ton)

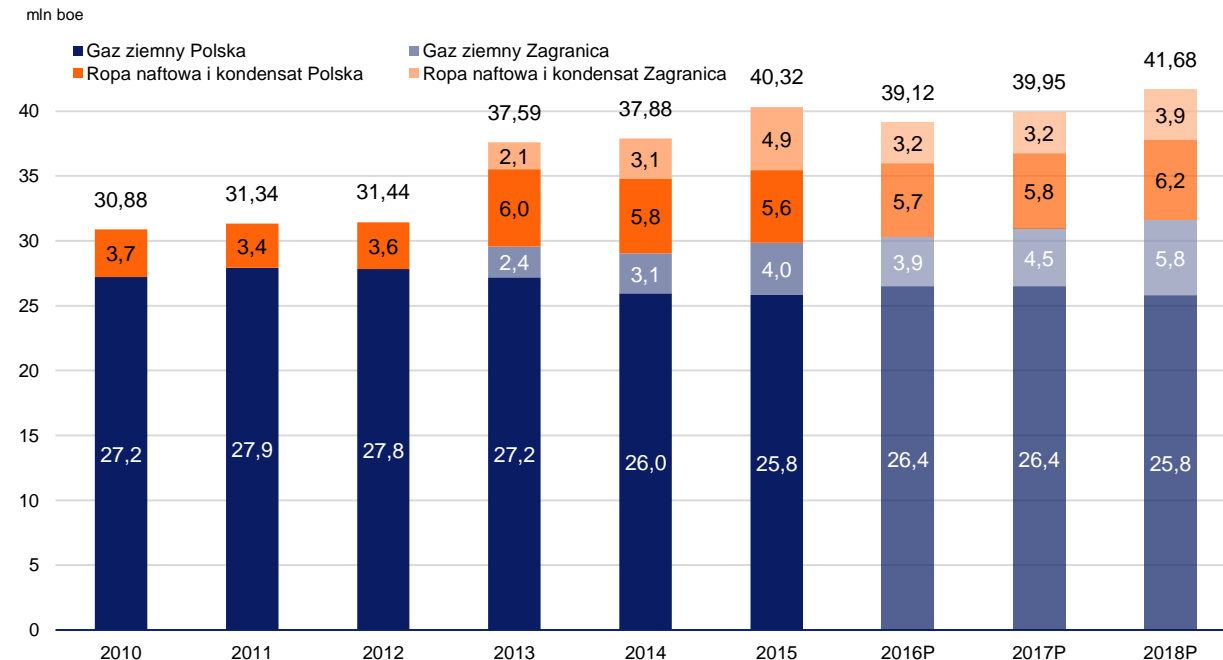
Koncesje na ropę i gaz:

- 61 na poszukiwanie i rozpoznawanie
- 227 na wydobycie

Działalność poszukiwawcza i wydobywcza:

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

Wydobycie gazu i ropy naftowej



Działalność zagraniczna – Norwegia

Liczba licencji 19

Koszt zakupionych licencji 360 mln USD (Skarv)
1,95 mld NOK (Morvin, Vale, Vilje, Gina Krog)

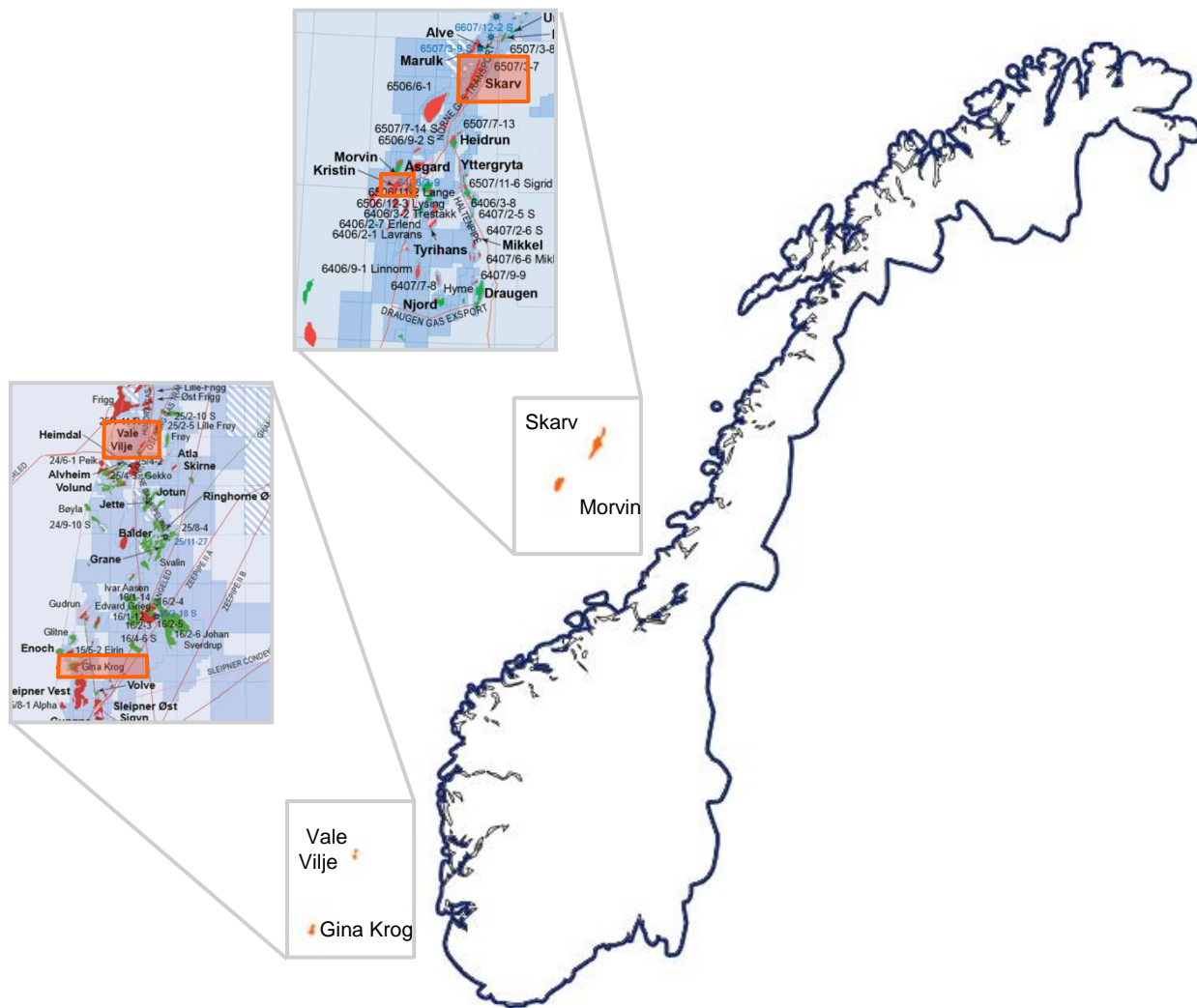
CAPEX Skarv (wyłącznie PGNiG) ok. 800 mln USD

Wydobywalne zasoby licencji (2P) dla PGNiG 59 mboe (Skarv)
29 mboe (Morvin, Vale, Vilje, Gina Krog)

Produkcja Skarv w 2015 2,9 mboe (0,4 mld m³) gazu ziemnego
3,0 mboe (0,4 mln ton) ropy naftowej oraz NGL

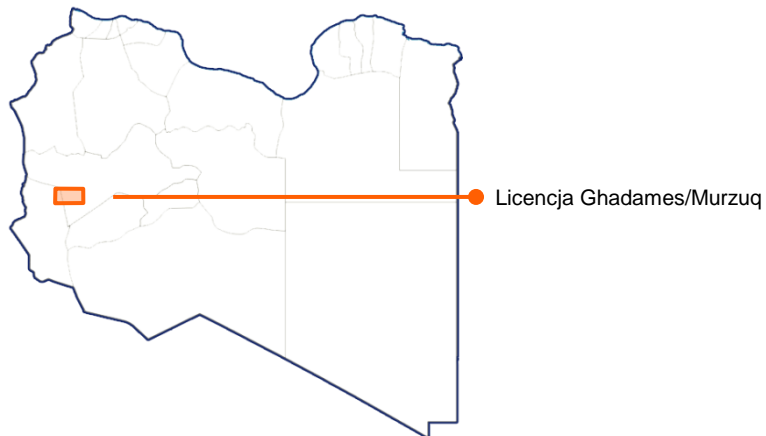
Produkcja Morvin, Vale, Vilje, Gina Krog w 2015 0,7 mboe (0,1 mld m³) gazu ziemnego
2,0 mboe (0,3 mln ton) ropy naftowej oraz NGL

Produkcja ogółem w 2015 3,6 mboe (0,5 mld m³) gazu ziemnego
5,0 mboe (0,7 mln ton) ropy naftowej oraz NGL



Działalność zagraniczna – Afryka i Azja

▼ Aktywa w Afryce: Libia



▼ Aktywa w Azji: Pakistan



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

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	11,5 mld m ³ gazu 4,5 mld m ³ gazu (formacja Pab)

4Q2013: odpis 420 mln zł na całej wartości aktywów w Libii oraz rezerwa 137 mln zł na zobowiązania koncesyjne

Otwór Rizq -1 udokumentował obecność drugiego złoża na koncesji Kirthar.

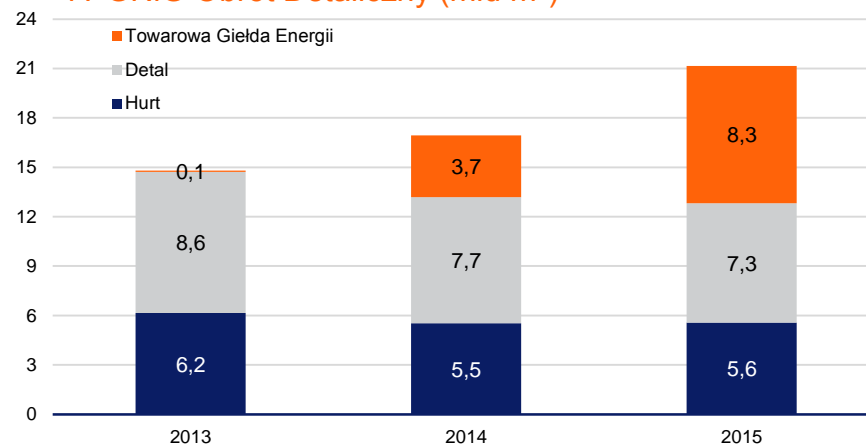
Instalacja napowierzchniowa (koszt: 13 mln \$) umożliwi wzrost wydobywania do 800 m³/min

Zgłoszenie Siły Wyższej

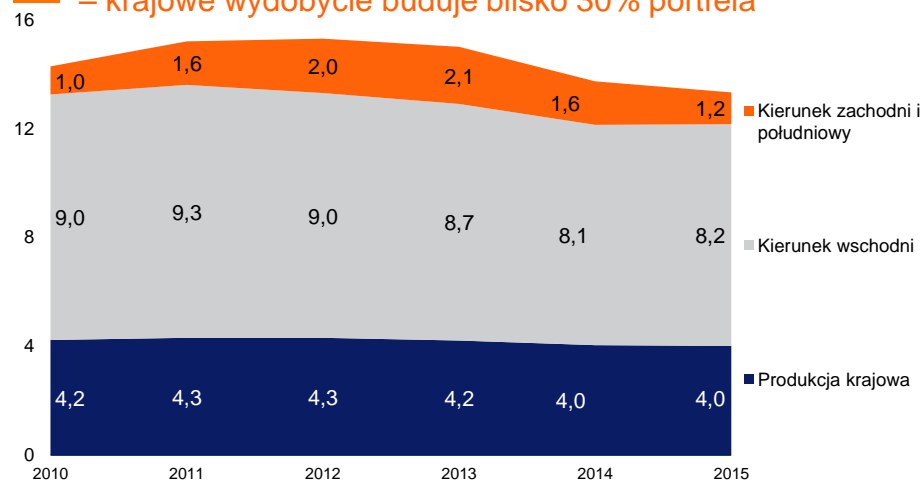
Pozyskanie i sprzedaż gazu

- W ramach segmentu Obrót i Magazynowanie PGNiG prowadzi:
 - sprzedaż gazu ziemnego, importowanego i wydobytego ze złóż krajowych;
 - magazynowanie gazu.
- Rosnący rynek w Polsce: CAGR +1,6% 2005-2015
- Około 30% popytu krajowego zaspokajane jest przez produkcję krajową PGNiG – pozostałe zapotrzebowanie pokrywa import
- Kontrakt Jamalski z firmą Gazprom na dostawy gazu do 2022 roku:
 - Do 10,2 mld m³ rocznie
 - 85% Take-or-Pay
 - Zmiana formuły cenowej w 4Q2012 ze 100% powiązania z ceną ropy naftowej na mix ropy oraz cen spotowych gazu
- Kontrakt z Qatargas na dostawy LNG (do 2034):
 - 1,3 mld m³ gazu
 - 100% Take-or-Pay
- 2,3 mld m³ gazu sprzedanych w 2015 roku przez PGNiG Supply & Trading do odbiorców poza Polską

▼ Sprzedaż gazu ziemnego przez PGNiG SA i PGNiG Obrót Detaliczny (mld m³)



▼ Źródła zaopatrzenia PGNiG SA w gaz ziemny (mld m³) – krajowe wydobycie buduje blisko 30% portfela



Obrót i sprzedaż detaliczna gazu w Polsce po 1 sierpnia 2014 r.



Wydobycie



PGNiG SA

Zakup gazu



Sprzedaż do największych klientów: pow. 25 mln m³ rocznie
4,6 mld m³ sprzedanego gazu w 2014 r.
4,3 mld m³ sprzedanego gazu w 2015 r.



Sprzedaż bezpośrednia
0,93 mld m³ gazu w 2014 r.
0,72 mld m³ gazu w 2015 r.



Towarowa Giełda Energii
3,74 mld m³ w 2014 r.
8,09 mld m³ w 2015 r.



Towarowa Giełda Energii
(TGE)



PGNiG Obrót
Detaliczny
Sp. z o.o.

6,7 mln klientów
zużycie 7,7 mld m³ gazu w 2014 r., z czego PGNiG OD dostarczyła w okresie sierpień-grudzień ponad 3,2 mld m³
zużycie 7,5 mld m³ gazu w 2015 r.



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).

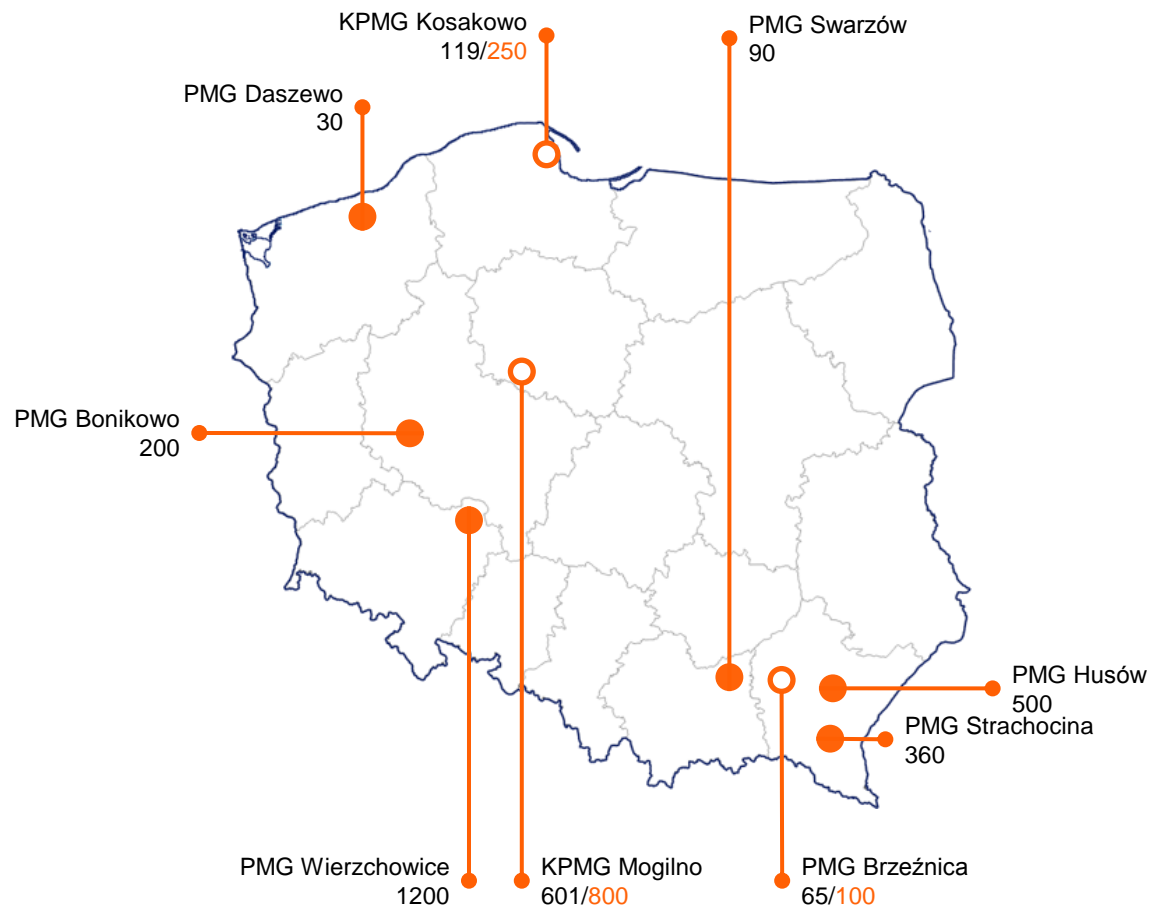
Rozbudowa podziemnych magazynów gazu

Najważniejsze dane:

- Obecna liczba magazynów 9
- w tym w kawernach solnych 2
- Obecna pojemność czynna ok. **3,2 mld m³**
- Nowe zdolności magazynowe w 2016 roku:
 - KMG Brzeźnica +35 mln m³
 - KPMG Kosakowo +25 mln m³
- Rezerwy strategiczne: 30 dni średniego dziennego wolumenu importu

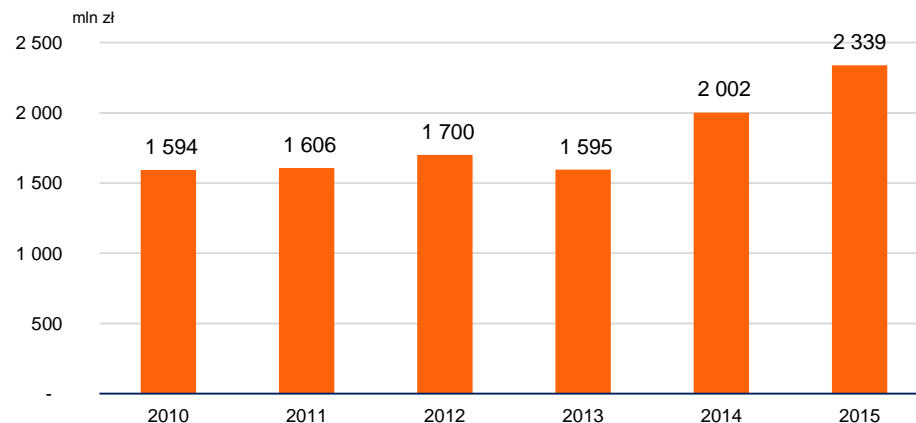
✓ Pojemność PMG: 2005-2015: +1,5 mld m³

PMG Istniejące ●
PMG w budowie/rozbudowie ○
Pojemność obecna/docelowa

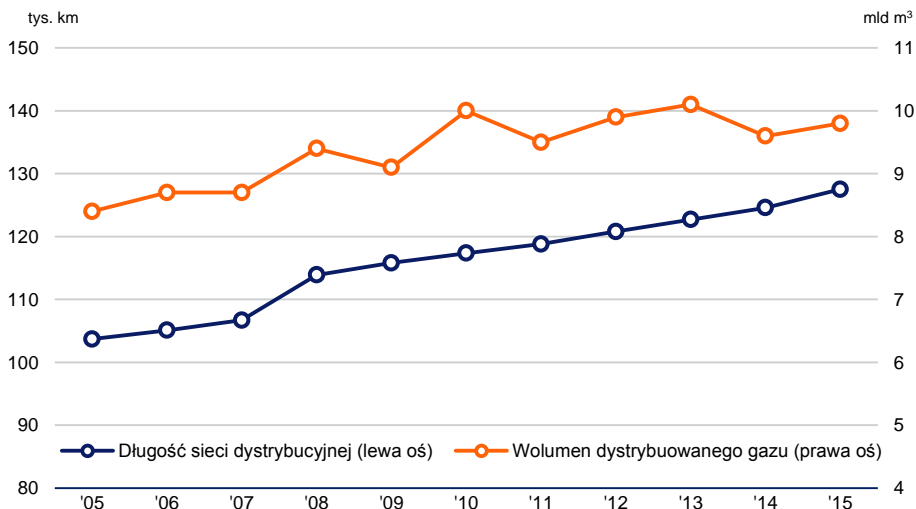


- Segment odpowiedzialny za dostarczanie gazu od sprzedawców do odbiorców przyłączonych do sieci dystrybucyjnej (gosp. domowych i przedsiębiorstw) oraz eksploatację, remonty i rozbudowę tej sieci.
- W 2015 roku PSG dystrybuowała 9,5 mld m³ gazu ziemnego do 6,9 mln klientów za pośrednictwem sieci dystrybucyjnej o długości 128 tys. km.
- Taryfa ważna do 31 grudnia 2016: koszt + zwrot z kapitału (7,2% WACC × 11,9 mld zł WRA – luka 150 mln zł)

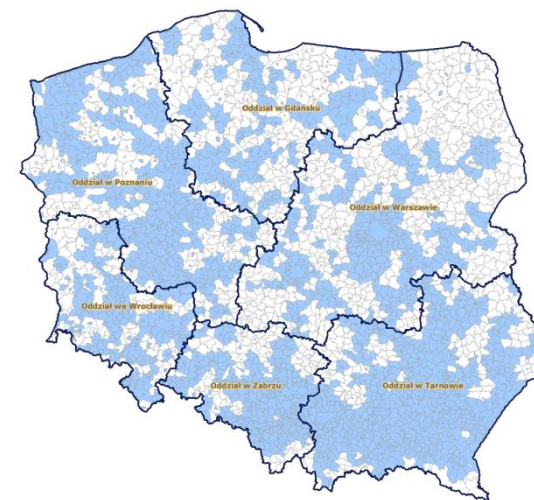
Stabilna EBITDA regulowanego segmentu



Stabilny rozwój sieci i wzrost wolumenu dystrybucji gazu (+1,6% CAGR 2005-2015)



Sieć dystrybucji gazu w Polsce



PGNiG Termika

- Styczeń 2012: przejęcie 99,8% akcji Vattenfall Heat Poland za 3 mld zł (3,5 mld zł EV)
- Największy producent ciepła w Polsce - ponad 1/5 mocy ciepłych
- Pokrywa 3/4 całkowitego zapotrzebowania na ciepło w Warszawie, jak również 98% ciepła dostarczanego do sieci miasta
- System taryf benchmarkingowych na rynku ciepłowniczym z istotnym potencjał wzrostu wartości ze względu na niski koszt produkcji ciepła.
- Planowana budowa bloku gazowego 400 MW_e w Warszawie na Żeraniu (1H 2019) oraz kotła biomasowego 146 MW_t na Siekierkach (2016)
- Kwiecień 2016: Objęcie do 17,1% w kapitale zakładowym Polskiej Grupy Górniczej w wyniku inwestycji 500 mln zł
- Kwiecień 2016: zakup od JSW SA Przedsiębiorstwa Energetyki Ciepłej za 190 mln zł

Elektrociepłownia Stalowa Wola

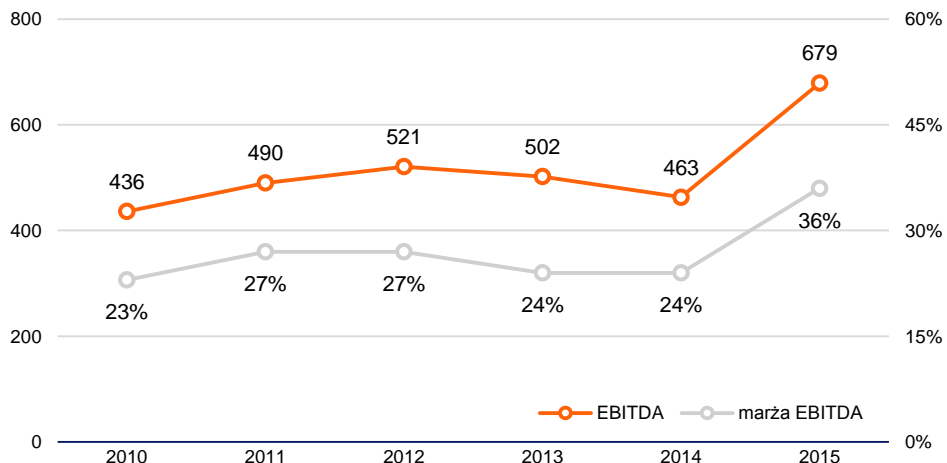
50/50 JV PGNiG i Tauron Polska Energia:

- Nakłady inwestycyjne 1,6 mld zł, finansowane w formule „project finance”
- Dostawy paliwa gazowego przez 14 lat w wysokości ok. 0,5 mld m³ rocznie
- Umowa na sprzedaż energii elektrycznej, zawarta na 14 lat (50% do PGNiG)
- Moc bloku gazowego: 450 MW_e oraz 240 MW_t
- W styczniu 2016 r. odstąpiono od umowy oraz nałożono kary umowne na generalnego wykonawcę w związku z nienależytym wykonywaniem kontraktu

Kluczowe dane operacyjne PGNiG Termika

Moc zainstalowana ciepła	4 782 MW _t
Moc osiągalna elektryczna	1 015 MWe
Sprzedaż ciepła (regulowana) w 2015 r.	36,2 PJ
Sprzedaż energii elektrycznej (z produkcji) w 2015 r.	3,5 TWh

EBITDA PGNiG Termika*



A low-angle, silhouette photograph of an oil pumpjack (jackal) against a bright sun in a blue sky with scattered clouds. A worker is silhouetted on a platform in the foreground, working on the machinery. In the background, a tall drilling rig is visible. The overall scene is industrial and dramatic, with strong contrast between the dark silhouettes and the bright sun.

Strategia,
nakłady,
finansowanie

Strategia Grupy PGNiG na lata 2014-2022



W wyniku przeprowadzonego przeglądu Strategii GK PGNiG na lata 2014-2022 została zaktualizowana wizja GK PGNiG oraz cel nadrzędny

Misja

Wzrost wartości PGNiG w oparciu o rozwój obszaru wydobycia i efektywne wykorzystanie infrastruktury, przy zachowaniu zdolności do zapewnienia dostaw gazu

Wizja

Od gwaranta dostaw gazu do aktywnego, rentownego i konkurencyjnego gracza na rynkach wydobycia węglowodorów i obrotu nośnikami energii, przy zapewnieniu dywersyfikacji dostaw gazu

Cel nadrzędny

Utrzymanie poziomu EBITDA w perspektywie 2017 r. i jej zwiększenie do poziomu ~7,4 mld PLN w 2022 r.

Cele strategiczne

A OCHRONA WARTOŚCI

Utrzymanie wartości w obrocie (detalicznym i hurtowym)

B SILNIK

Maksymalizacja przepływów z obszarów infrastruktury i wytwarzania

C WZROST

Wzmocnienie i transformacja obszaru poszukiwań i wydobycia

D

FUNDAMENTY WZROSTU

Zbudowanie fundamentów wzrostu w całym łańcuchu wartości

Filary Strategii GK PGNiG na lata 2014-2022



Strategia GK PGNiG na lata 2014-2022

A Utrzymanie wartości w obrocie (detalicznym i hurtowym)

- 1a Optymalizacja zarządzania portfelem gazu ziemnego oraz wdrożenie nowego modelu sprzedaży hurtowej
- 1b Realizacja nowych inwestycji dywersyfikacyjnych
- 1c Rozwój działalności *tradingu* LNG na rynku międzynarodowym
- 2a Opracowanie i wdrożenie nowego modelu sprzedaży detalicznej
- 2b Rozwój działalności sprzedażowej PST na rynkach międzynarodowych

B Maksymalizacja przepływów z obszarów infrastruktury i wytwarzania

- 3a Maksymalizacja wartości w obszarze infrastruktury sieciowej – dystrybucja gazu
- 3b Maksymalizacja wartości w obszarze infrastruktury sieciowej – dystrybucja ciepła
- 4 Aktywny udział we współtworzeniu regulacji dotyczących rynku nośników energii

C Wzmocnienie i transformacja obszaru poszukiwań i wydobywania

- 5 Utrzymanie wydobywania krajowego ze złóż konwencjonalnych
- 6 Potwierdzenie geologicznego i ekonomicznego potencjału złóż typu *shale gas* w Polsce
- 7 Rozwój działalności *upstream* poza granicami Polski

D Zbudowanie fundamentów wzrostu w całym łańcuchu wartości

- 8a Program Poprawy Efektywności w działalności podstawowej
- 8b Zbycie nieruchomości non-core
- 8c Zbycie spółek non-core
- 9 Zbudowanie organizacji opartej na efektywnym zarządzaniu zasobami ludzkimi, zorientowanej na cele i poszukiwanie zasobów
- 10 Intensyfikacja działalności badawczo-rozwojowej i poszukiwanie innowacyjnych obszarów wzrostu

 Kolorem niebieskim zaznaczono inicjatywy nowe lub zmodyfikowane

Kluczowe aspiracje strategiczne

#1



- Stabilizacja wyniku EBITDA na poziomie ~7,4 mld PLN w 2022 r.
- Średnioroczne nakłady inwestycyjne na rozwój organiczny i przejęcia wyższe o ok. 30% wobec średniorocznych nakładów z lat 2008-2013

#2



- Dywersyfikacja portfela dostaw gazu PGNiG po 2022 r.

#3



- Utrzymanie wydobycia węglowodorów w kraju na poziomie ok. 33 mln boe rocznie

#4



- Zwiększenie wolumenu produkcji ropy i gazu w sumie (Polska i zagranica) do ok. 55-60 mln boe w 2022 r. poprzez zakup aktywów poszukiwawczo-wydobywczych

#5



- Rozwój nowych obszarów działalności poprzez rozszerzenie łańcucha wartości w dystrybucji o aktywa ciepłownicze

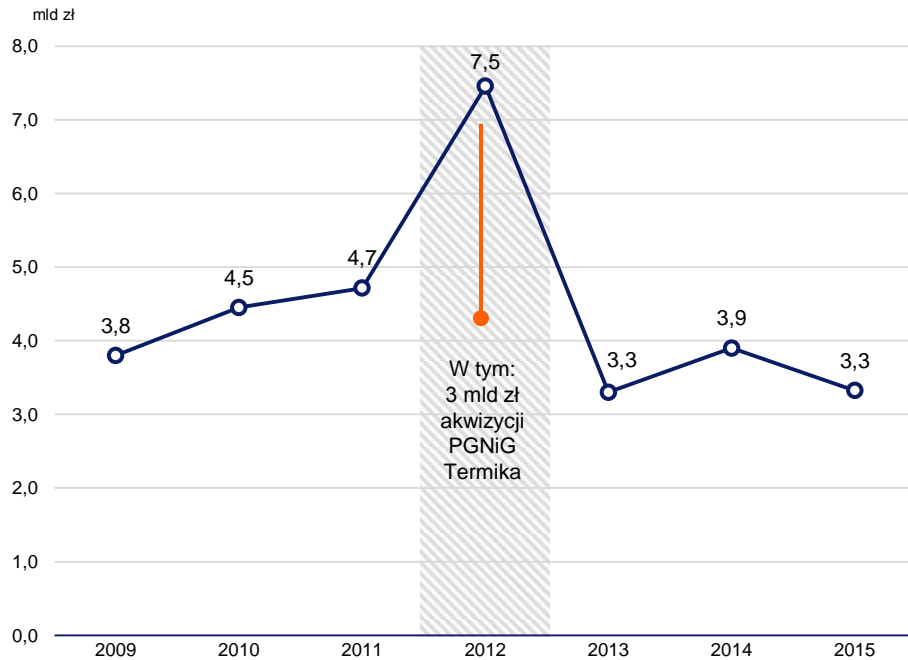
#6



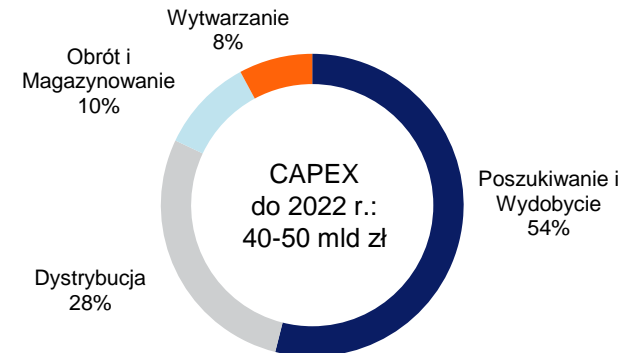
- Istotny wzrost wewnętrznej efektywności funkcjonowania GK PGNiG (oszczędności ~800-900 mln PLN)

Planowane wydatki inwestycyjne 2014-2022: 40-50 mld zł

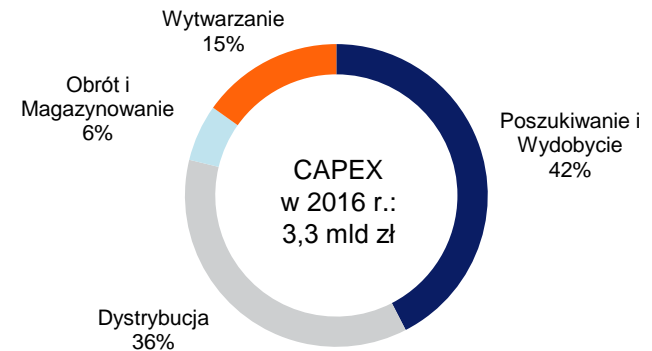
CAPEX w latach 2009 – 2015



CAPEX w latach 2014-2022



CAPEX w 2016 r.



Zadłużenie i źródła finansowania

Mocna pozycja finansowa

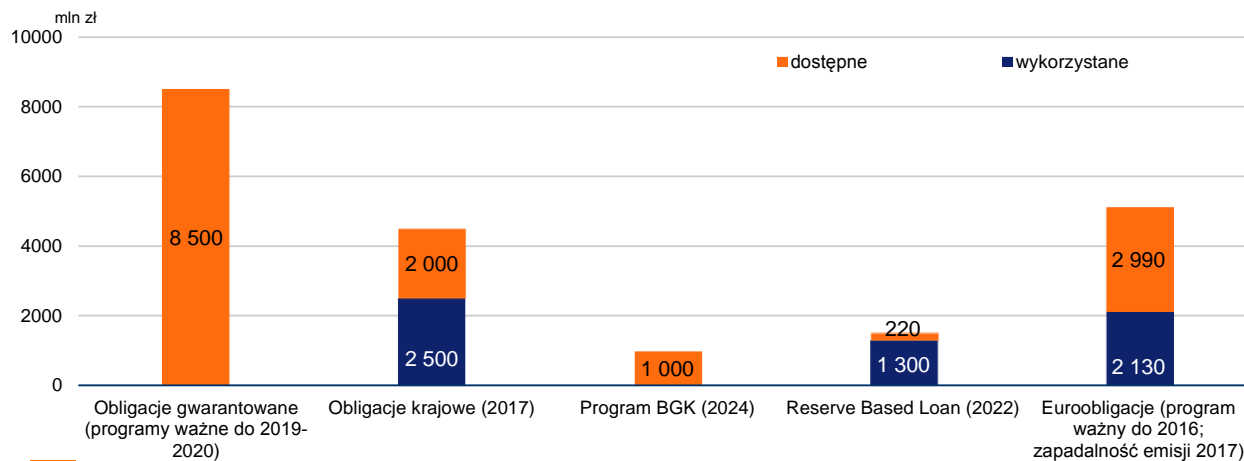
Dywidenda na akcję



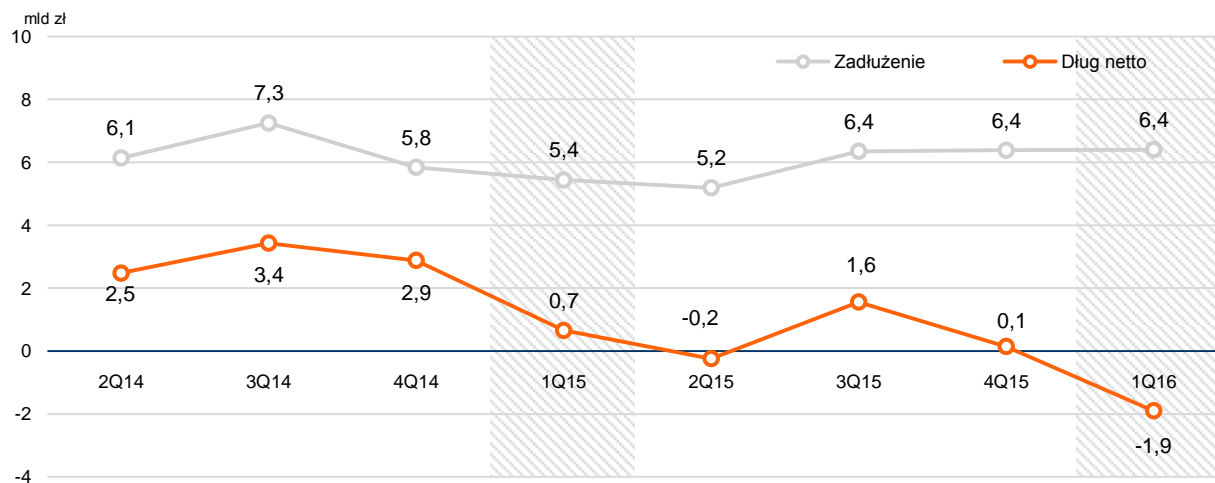
Komentarz:

- Dostępne programy na 14,7 mld zł, w tym 9,7 mld zł gwarantowane.
- W sierpniu 2015 PGNiG Upstream International podpisało nową umowę kredytu zabezpieczonego złożami (*reserve based loan*), powiększając jego wartość do 400 mln \$. Tym samym zwiększyła się skala samofinansowania PUI oraz możliwości finansowe Grupy PGNiG. Kredyt ma charakter odnawialny i został udzielony na okres siedmiu lat, z dwupółrocznym okresem karencji.

Źródła finansowania (stan na 31.03.2016 r.)



Zadłużenie na koniec kwartału



▼ Słabsze wyniki segmentu Poszukiwanie i Wydobywanie

- wysoka globalna podaż ropy naftowej
- wysoka podaż gazu ziemnego przy ciepłej zimie
- spadek cen węglowodorów przy wzmocnieniu USD
- ryzyko dalszych odpisów aktualizujących wartość aktywów produkcyjnych oraz związanych z poszukiwaniami
- niższe wolumeny produkcji ropy naftowej i kondensatu w Grupie PGNiG w wyniku naturalnego szczyrpania złóż

▼ Walka o klienta w segmencie Obrót i Magazynowanie

- spadające ceny gazu ziemnego na rynkach europejskich korzystne dla cen zakupu przy jednoczesnej presji na ceny sprzedaży w Polsce
- kontynuacja polityki rabatowej
- dalszy spadek kosztu pozyskania gazu w ramach kontraktów długoterminowych w wyniku utrzymujących się niskich cen ropy naftowej
- pierwsze dostawy LNG od Qatargas w ramach kontraktu długoterminowego

▼ Stabilne wyniki segmentu Dystrybucja

- oczekiwana nowa taryfa dla PSG od II półrocza 2016
- wzrost wolumenu dystrybuowanego gazu w wyniku realizacji inwestycji rozwojowych i nowych przyłączy
- dalsza poprawa efektywności kosztowej

▼ Wzrost rentowności segmentu Wytwarzanie

- niższe ceny paliw do produkcji ciepła i energii elektrycznej
- planowany zakup sieci ciepłowniczych

Załączniki



Podstawowe wyniki finansowe 2015

Spadek EBITDA o 4% przy zmniejszających się cenach ropy naftowej i gazu ziemnego

[mln zł]	2014	2015	Δ%
Przychody ze sprzedaży	34 304	36 464	6%
Koszty operacyjne (bez amortyzacji)	(27 959)	(30 384)	9%
EBITDA	6 345	6 080	(4%)
Amortyzacja	(2 502)	(2 790)	12%
EBIT	3 843	3 290	(14%)
Wynik na działalności finansowej	(346)	(225)	(35%)
Zysk netto	2 822	2 136	(24%)

Kurs akcji PGNiG w 2015 roku



- Przychody ze sprzedaży gazu E wyższe o 2,8 mld zł, wzrost do 28,5 mld zł w 2015 roku, przy wolumenie sprzedaży rosnącym R/R o 4,3 mld m³ do 21,7 mld m³ (wpływ obligo giełdowego).
- Przychody ze sprzedaży ropy naftowej i kondensatu niższe o 709 mln zł, przy zwiększonym o 222 tys. ton R/R wolumenie sprzedaży (konsolidacja aktywów nabytych od firmy Total na norweskim szelfie od 1Q15).
- Wyższe o 3,3 mld zł koszty sprzedanego gazu, sięgające 22 mld zł w 2015 (wpływ obligo) przy ich zmniejszeniu w samym PGNiG SA.
- Wpływ netto zawiązaných/rozwiązanych odpisów, rezerw oraz spisanych negatów i sejsmiki na -1 062 mln zł w 2015 wobec -1 513 mln zł w 2014 (zmiana +451 mln zł).
- Wzrost amortyzacji o 288 mln zł R/R ze względu na wzrost wolumenów sprzedaży w Norwegii (metoda naturalna amortyzacji) i przyjęcie PMG Wierzchowice do eksploatacji.
- Podatek dochodowy zwiększył się o 74 mln zł wraz ze wzrostem efektywnej stopy podatkowej z 22% do 29% (wpływ rozliczeń podatku w Norwegii).
- Jednostkowy zysk netto PGNiG SA w 2015: 1,5 mld zł wobec 1,9 mld zł w 2014 r.

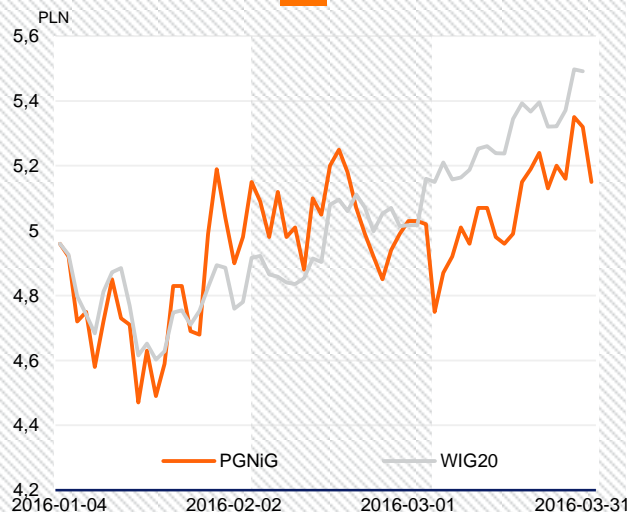
Podstawowe wyniki finansowe 1Q 2016



Istotny wpływ spadku ceny surowców, liberalizacji rynku gazu i Programu Poprawy Efektywności na wyniki operacyjne

[mln zł]	1Q2015	1Q2016	Δ%
Przychody ze sprzedaży	12 495	10 980	(12%)
Koszty operacyjne (bez amortyzacji)	(10 169)	(8 587)	(16%)
EBITDA	2 326	2 393	3%
Amortyzacja	(664)	(672)	1%
EBIT	1 662	1 721	4%
Wynik na działalności finansowej	(72)	48	
Zysk netto	1 244	1 386	11%

Kurs akcji PGNiG w 1Q 2016



- Przychody ze sprzedaży gazu wysokometanowego (E) niższe R/R o 1,7 mld PLN, (8,6 mld PLN w 1Q16), przy wolumenie sprzedaży rosnącym R/R o 0,3 mld m³ do 7,6 mld m³.
- Przychody ze sprzedaży ropy naftowej i kondensatu niższe o 120 mln PLN w 1Q16 pomimo zwiększonego o 15% R/R wolumenu sprzedaży, sięgającym 398 tys. ton. Decydujący wpływ miał spadek cen ropy o ponad 40% R/R.
- Koszt sprzedanego gazu niższy o 15%, czyli 1,2 mld PLN R/R.
- Pomijalny wpływ rozliczenia w formule *net proceeds* (netto) gazu katarskiego w 1Q16 (rozliczone 2 dostawy).
- Spadek amortyzacji R/R o 20 mln w Norwegii ze względu na przeszacowanie zasobów na złożu Skarv.
- W 1Q15 zawiązanie rezerwy na PDO w Dystrybucji na kwotę 96 mln PLN (rozwiązanie w 2Q15). Brak zawiązania rezerwy w 1Q16.
- 50 mln PLN zysku w 1Q16 vs 37 mln PLN straty w 1Q15 z tytułu różnic kursowych na denominowanym w USD kredycie RBL (*reserve based loan*).
- 3 mln PLN straty w 1Q16 vs 92 mln PLN straty w 1Q15 z wyceny zabezpieczenia euroobligacji ze względu na umocnienie EUR wobec PLN.

EBITDA w 1Q 2016 wyższa o 3% r/r

Poszukiwanie i Wydobywanie

- Przychody ze sprzedaży ropy naftowej i kondensatu niższe o 120 mln zł r/r, w związku z niższą o blisko 43% ceną ropy wyrażonej w zł. Niska cena ropy miała również negatywny wpływ na popyt na usługi geofizyczne i wiertnicze.

Obrót i Magazynowanie

- Dodatnie marże operacyjna na gazie wysokometanowym w Polsce i paliwie gazowym - odpowiednio +2% i +7%. Spadająca marża na paliwie gazowym jest wynikiem obniżek taryf oraz konsekwentnie prowadzonej polityki rabatowej wobec klientów biznesowych.
- Spadek wolumenu w magazynach spowodował częściowe odwrócenie w I kwartale 2016 r. odpisu aktualizującego wartość zapasów gazu w wysokości 165 mln zł - pozytywny wpływ na wynik o 145 mln zł większy niż w okresie porównywalnym

Dystrybucja

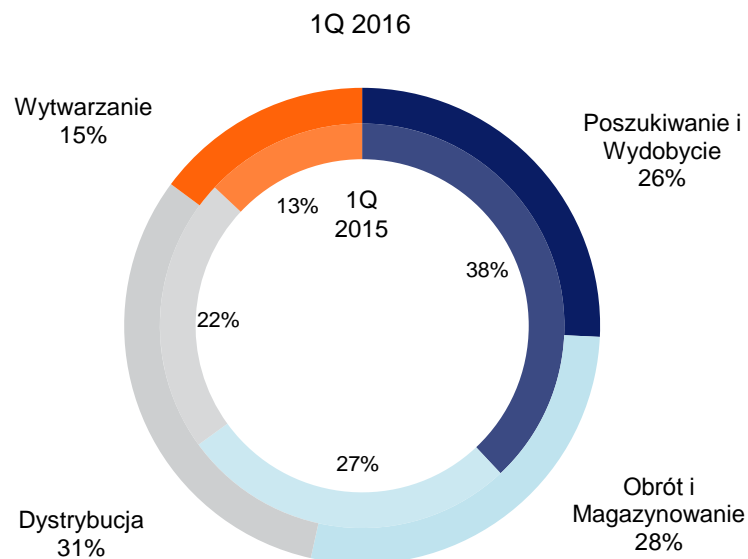
- Wpływ salda przychodów i kosztów z tytułu bilansowania systemu wyniósł -150 mln zł wobec -154 mln zł w 1Q2015.

Wytwarzanie

- 17% wzrost wyniku operacyjnego do poziomu 266 mln zł w porównaniu z 227 mln zł w I kwartale 2015 roku za sprawą zwiększonych wolumenów produkcji ciepła i energii elektrycznej. Dodatkowym czynnikiem wspierającym wynik były niższe o 3% r/r koszty węgla.

EBITDA 1Q 2016

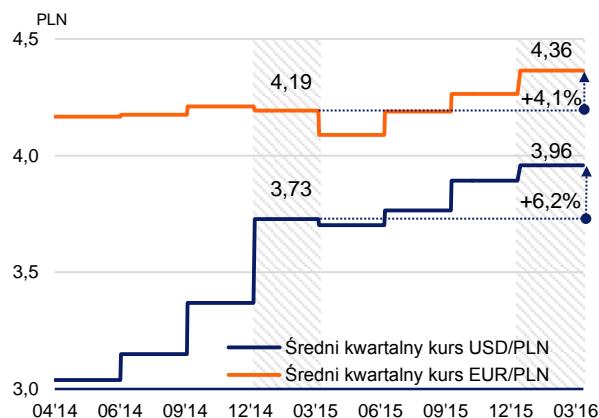
2 326 / **2 393** mln zł
+3% r/r



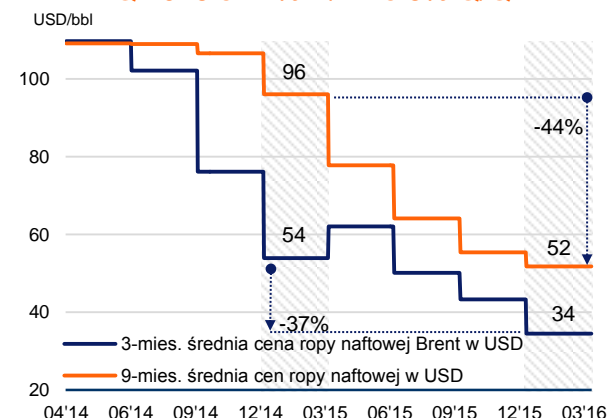
Czynniki wpływające na wynik finansowy

Zauważalny wpływ redukcji taryf na przestrzeni ostatnich okresów na cenę sprzedaży gazu. W 1Q 2016 obniżenie średniej regulowanej ceny o 11% R/R

Wzmocnienie USD i EUR wobec PLN R/R



9-miesięczna średnia cen ropy spadła w 1Q 2016 o 44% R/R i o 6% Q/Q



Średnia taryfa na paliwo gazowe w Polsce i cena gazu na TGE



Uwagi:

- Cena na wykresie agreguje sprzedaż po cenach taryfowych PGNiG SA i PGNiG OD do klientów w Polsce. Nie obejmuje transakcji na TGE, wpływu rabatów i sprzedaży gazu bezpośrednio ze źródeł.
- Dominujące pod względem wolumenu terminy kontraktów gazowych na TGE i innych giełdach gazu to kwartał, sezon (lato/zima) i rok gazowy. Rynek spotowy pełni funkcję uzupełniającą.

Spadek kosztów operacyjnych w 2015r. z wyjątkiem kosztów sprzedanego gazu



[mln zł]	2014	2015	1Q2016
Zużycie surowców i materiałów	(2 479)	(2 211)	(395)
Świadczenia pracownicze	(2 827)	(2 714)	(545)
Usługi obce	(2 843)	(2 674)	(518)
<i>w tym spisanie odwiertów negatywnych i sejsmiki</i>	(330)	(283)	(46)
Pozostałe przychody i koszty operacyjne netto	(2 040)	(1 733)	(48)
Koszt wytworzenia świadczeń na własne potrzeby	980	953	(163)
Amortyzacja	(2 502)	(2 790)	(672)
Koszty operacyjne bez kosztu sprzedanego gazu	(11 711)	(11 169)	(2 265)
Koszt sprzedanego gazu	(18 750)	(22 005)	(6 993)
Koszty operacyjne ogółem	(30 461)	(33 174)	(9 258)

PPE – Ponad 1/3 planu na lata 2016-18 wykonana w Q1 2016

Program prowadzi do trwałej redukcji bazy kosztów zarządalnych we wszystkich kluczowych segmentach Grupy PGNiG

Cele Programu:

- Zdefiniowanie celów poprawy efektywności dla poszczególnych segmentów i podmiotów wewnątrz Grupy PGNiG oraz wynikających z nich korzyści jakościowych.
- Zdefiniowanie zakresu działań i przypisanie konkretnych inicjatyw do poszczególnych segmentów biznesowych na podstawie zidentyfikowanych obszarów poprawy efektywności.
- Realizacja w perspektywie do końca roku 2018 roku inicjatyw poprawiających efektywność funkcjonowania Grupy PGNiG.

Koszty operacyjne w ramach PPE

OPEX Zarządalny
5

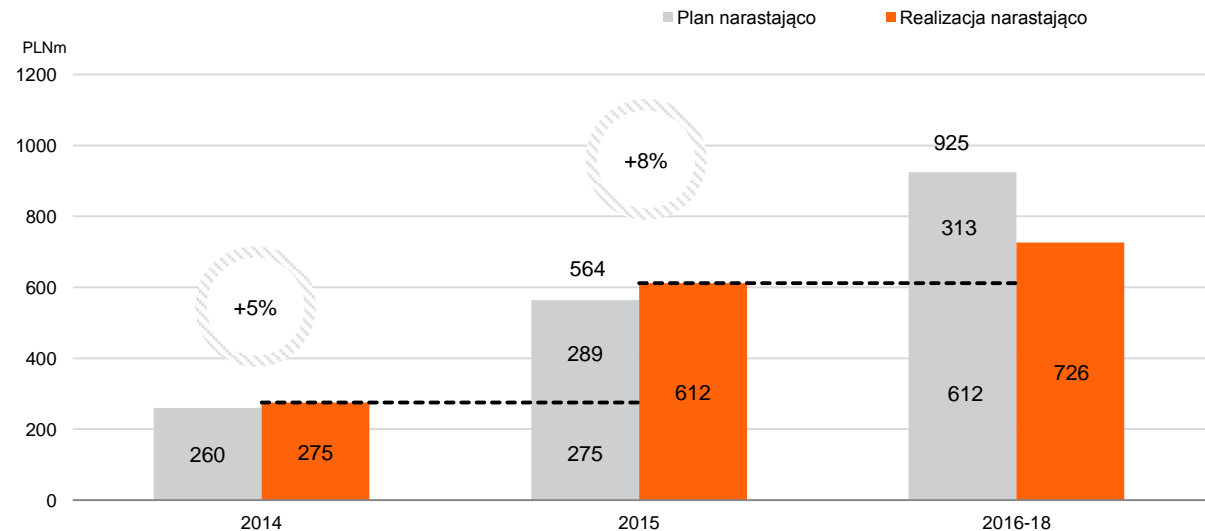
OPEX ogółem
29 mld zł
w 2013 r.

Kluczowe koszty poza PPE:

- Koszty zakupu gazu
- Koszty zakupu innych paliw
- Koszty usług przesyłowych
- Amortyzacja

OPEX pozostały
24

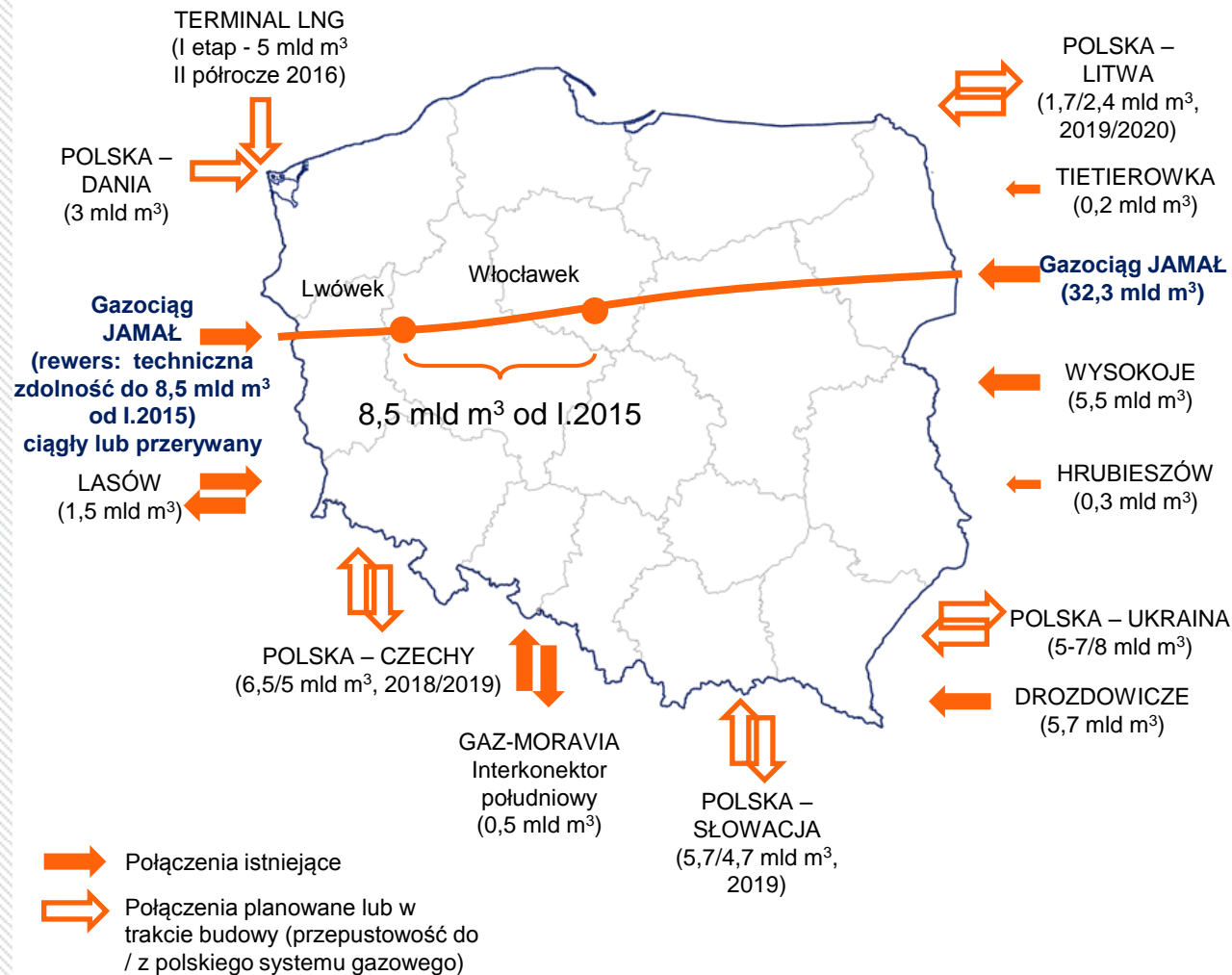
114 mln zł oszczędności wypracowane w Q1 2016



Kierunki dostaw gazu

Założenia dywersyfikacji dostaw:

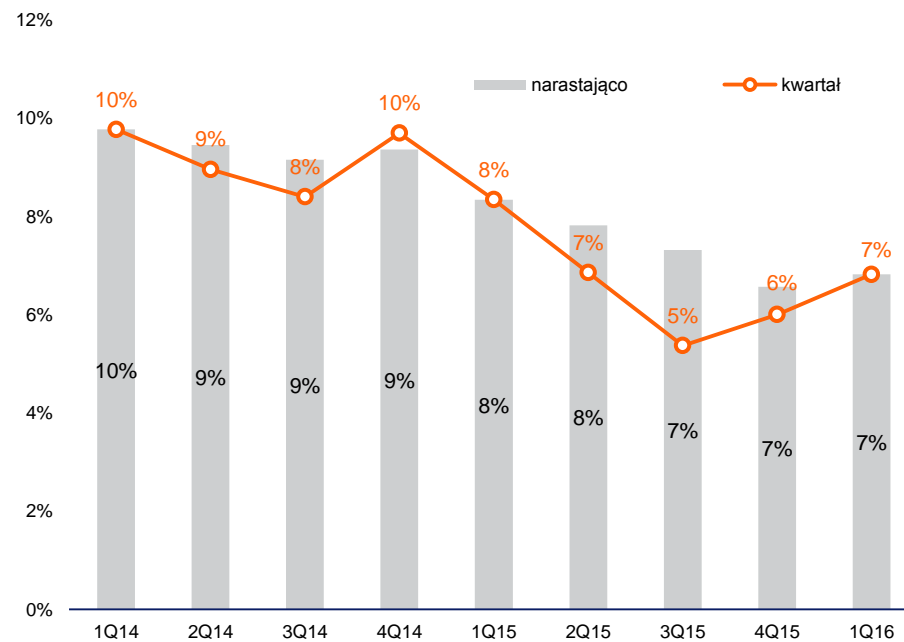
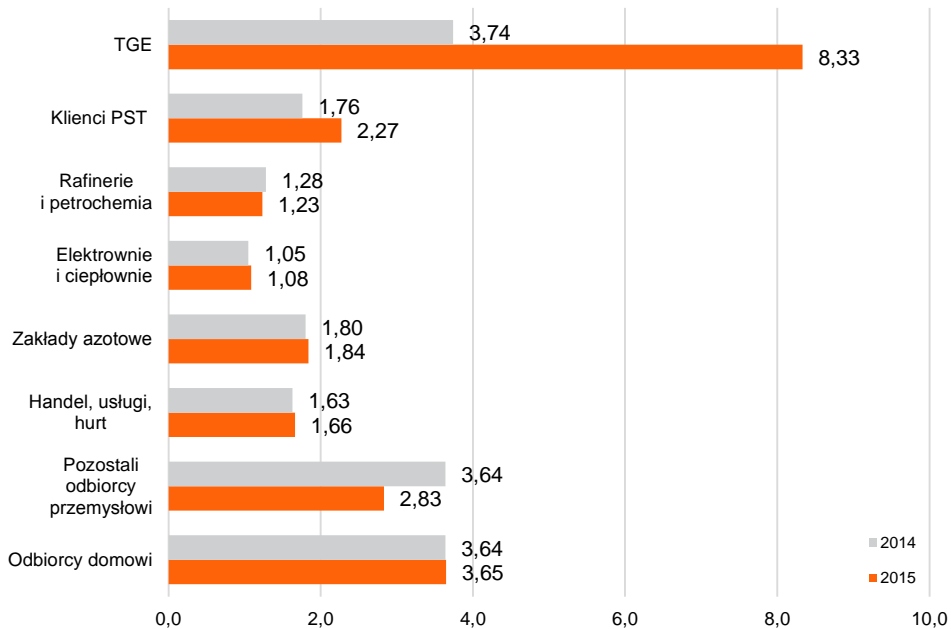
- Zwiększenie poziomu bezpieczeństwa dostaw;
- Uniknięcie przerw w dostawach gazu;
- Zmniejszenie zależności od jednego kierunku dostaw (62% sprzedaży w 2015 pokrył gaz importowany ze wschodu);
- Umożliwienie importu wyższych wolumenów gazu (popyt na gaz rośnie, zaś obecne punkty wejścia są przeciążone);
- Zbilansowanie źródeł dostaw gazu.



Obrót i Magazynowanie

Grupa PGNiG (PGNiG SA, PGNiG Obrót Detaliczny, PST)
– wolumen sprzedaży gazu w grupach odbiorców (mld m³)

Marża na paliwie gazowym (E)



Zmiany na polskim rynku gazu

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

Komentarz:

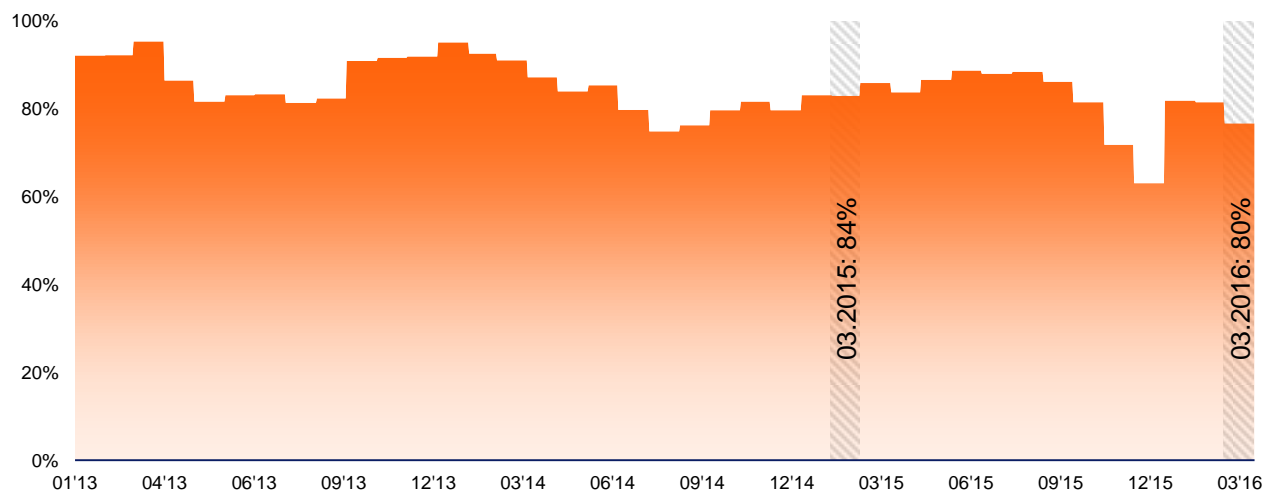
- Od 01.08.2014 r. wolumen sprzedaży gazu przez Grupę PGNiG zawiera zarówno sprzedaż giełdową PGNiG SA, jak i sprzedaż PGNiG OD do klientów końcowych i na giełdzie.
- Sprzedaż PGNiG OD uwzględnia również gaz zaazotowany, który został ujęty w tabeli w ekwiwalencie gazu E.

* 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 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.

Wolumen sprzedaży gazu [mln m ³]	2014	2015	1Q 2016
Grupa PGNiG ogółem	18 609	23 000	7 986
PGNiG SA	13 751	13 177	4 612
<i>w tym PGNiG SA poprzez TGE</i>	3 742	8 089	3 399
PGNiG Obrót Detaliczny	3 042	7 502	2 597

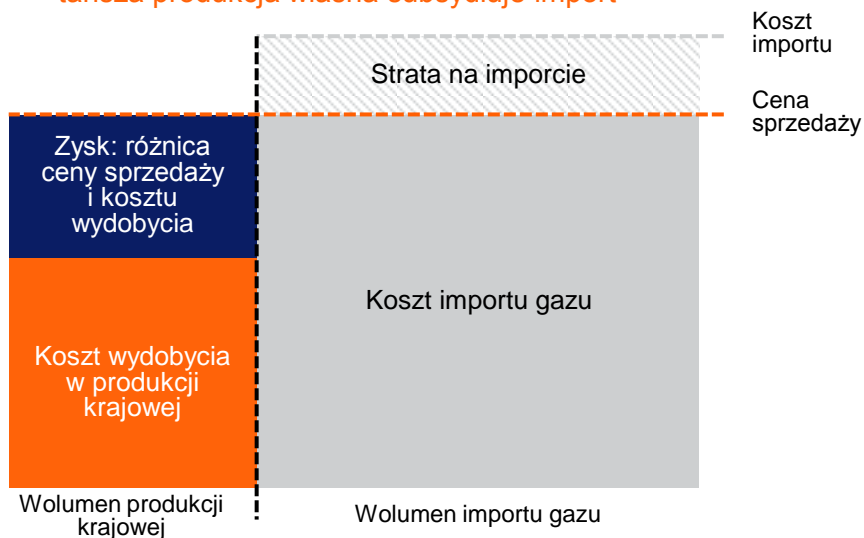
Udział PGNiG w imporcie gazu do Polski*



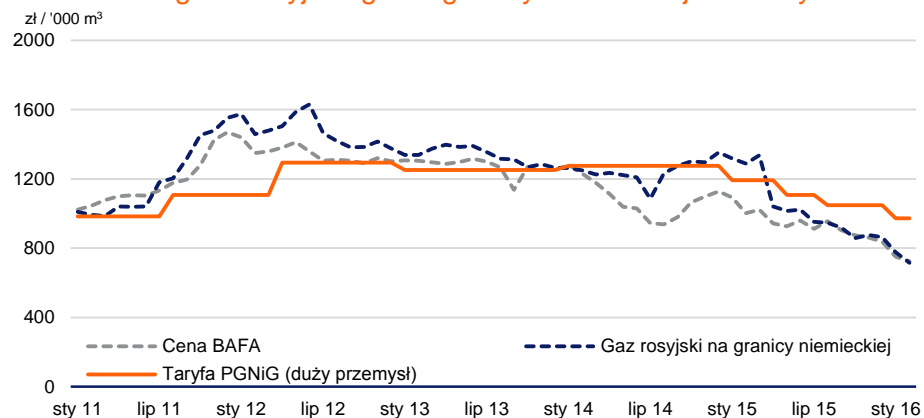
Model taryfowy w Polsce

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	Koszt + zwrot z kapitału (6,0% WACC × 3,7 mld zł wartości regulowanej aktywów WRA)
Dystrybucja	Koszt + zwrot z kapitału (7,2% WACC × 11,9 mld zł WRA – luka 150 mln zł)

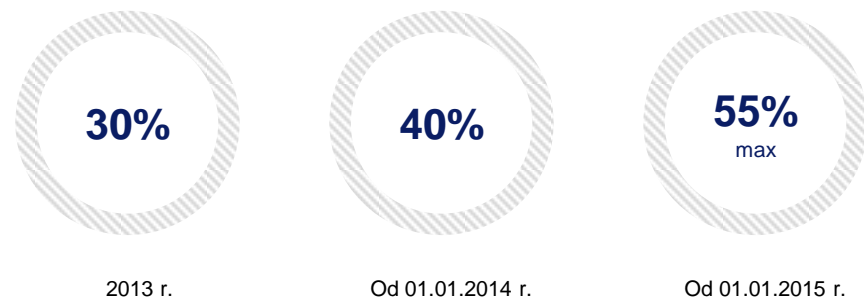
☑ Taryfa na paliwo gazowe oparta o średnioważony koszt gazu: tańsza produkcja własna subsydiuje import



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



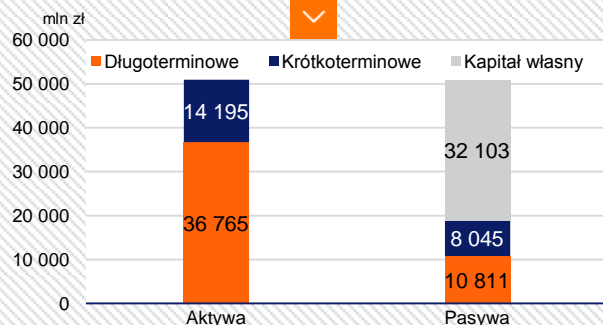
☑ Poziomy obligo giełdowego



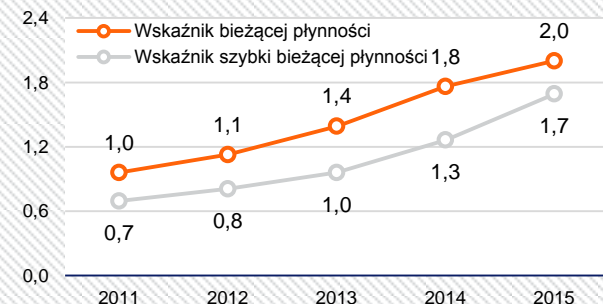
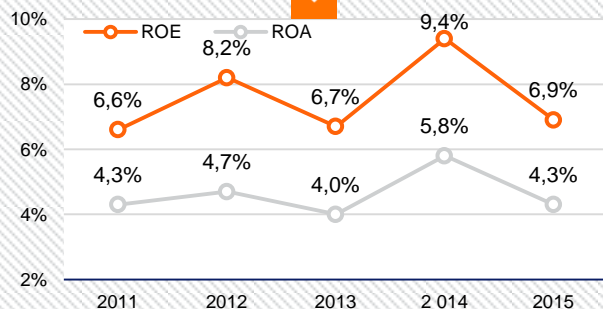
- Urząd Regulacji Energetyki zaproponował liberalizowanie polskiego rynku gazu poprzez „obligo giełdowe”, czyli wolumen gazu ziemnego, który powinien zostać sprzedany przez spółkę obrotu na Towarowej Giełdzie Energii. URE zamierza stopniowo znosić taryfy dla poszczególnych segmentów wśród odbiorców przemysłowych.

Bilans, rachunek przepływów pieniężnych, wskaźniki finansowe i zatrudnienie

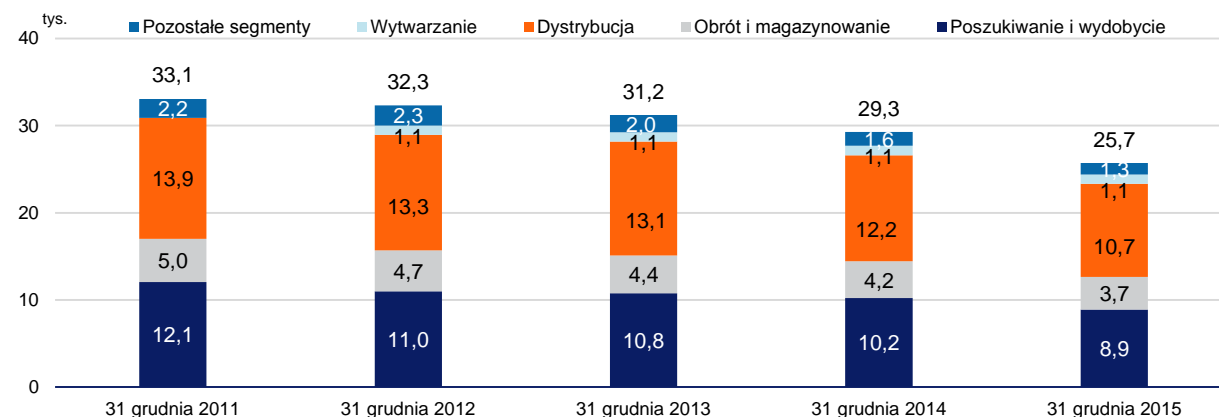
Bilans Grupy (stan na 31.03.2016 r.)



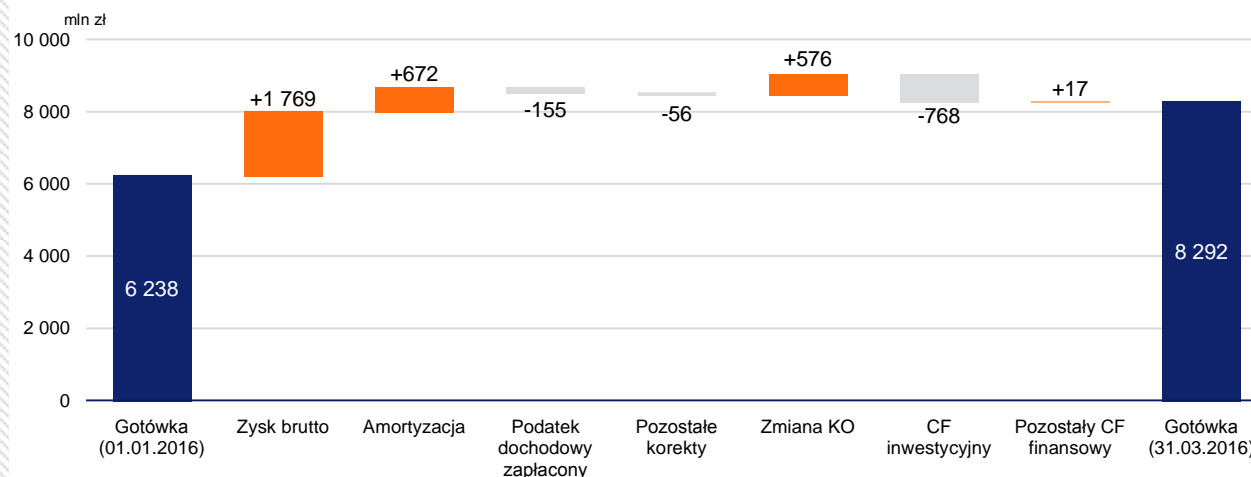
Rentowność i wskaźniki płynności



Zatrudnienie (stan na koniec roku)



Skonsolidowane przepływy pieniężne (01.01.2016 r. - 31.03.2016 r.)



Wolumeny operacyjne



WYDOBYCIE GAZU ZIEMNEGO GK PGNiG [mln m ³]	Q1 2016	FY 2015	Q4 2015	Q3 2015	Q2 2015	Q1 2015	FY 2014	Q4 2014	Q3 2014	Q2 2014	Q1 2014
GAZ WYSOKOMETANOWY (E)	509	2 031	508	515	507	501	1 876	440	475	482	479
w tym w Polsce	359	1 458	369	359	362	367	1 457	368	361	362	367
w tym w Norwegii	150	573	138	156	145	134	419	73	114	120	112
GAZ ZAAZOTOWANY (Ls/Lw przeliczony na E)	670	2 599	691	622	602	684	2 627	692	582	650	704
w tym w Polsce	657	2 547	677	610	589	671	2 569	677	567	636	690
w tym w Pakistanie	13	52	13	12	13	13	58	14	15	15	14
RAZEM (przeliczony na E)	1 179	4 629	1 198	1 137	1 109	1 185	4 503	1 132	1 057	1 132	1 182
Wydobycie razem przeliczone na kboe/d	84	81	84	80	79	83	80	79	74	80	85

SPRZEDAŻ GAZU ZIEMNEGO w GK PGNiG [mln m³]

GAZ WYSOKOMETANOWY (E)	7 572	21 665	6 151	3 674	4 521	7 320	17 358	6 470	3 284	3 078	4 526
w tym sprzedaż PST poza GK PGNiG	764	2 271	608	639	502	522	1 760	488	363	444	465
GAZ ZAAZOTOWANY (Ls/Lw przeliczony na E)	413	1 335	390	262	282	401	1 252	334	272	271	375
RAZEM (przeliczony na E)	7 986	23 000	6 541	3 936	4 803	7 721	18 609	6 804	3 556	3 349	4 900
w tym sprzedaż bezpośrednią ze złóż	218	764	201	176	175	212	800	205	177	180	238

IMPORT GAZU ZIEMNEGO przez PGNiG SA [mln m³]

Razem	2 704	9 330	1 863	2 398	2 495	2 574	9 700	2 423	2 143	2 594	2 541
w tym: kierunek wschodni	2 657	8 155	1 774	2 329	2 219	1 833	8 097	1 751	1 805	2 515	2 026

ROPA NAFTOWA w GK PGNiG [tys. ton]

Wydobycie ropy naftowej i kondensatu	348	1 428	358	367	317	386	1 207	271	304	310	322
w tym w Polsce	203	765	207	204	147	207	789	214	188	184	203
w tym w Norwegii	145	664	151	163	170	180	418	57	116	126	119
Wydobycie razem przeliczone na kbb/d	28	29	29	29	26	31	24	22	24	25	26
Sprzedaż ropy naftowej i kondensatu	398	1 391	315	356	372	348	1 169	249	262	373	287
w tym w Polsce	205	772	211	196	148	217	780	213	181	185	201
w tym w Norwegii	193	619	104	160	224	131	389	36	81	188	85

PGNiG TERMIKA

Produkcja E.c. netto (sprzedaż) [TJ]	16 152	36 209	12 643	2 701	5 810	15 055	36 617	12 980	2 867	5 336	15 434
Produkcja E.e. netto II stopnia (do sprzedaży) [GWh]	1 390	3 487	1 136	328	674	1 349	3 555	1 132	386	648	1 390

Słownik skrótów i pojęć



B + R	Badania i rozwój
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
PDO	Program Dobrowolnych Odejść
PGNiG	Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo SA
PGNiG OD	PGNiG Obrót Detaliczny Sp. z o.o.
PPE	Program Poprawy Efektywności
PSG	Polska Spółka Gazownictwa
PST	PGNiG Supply and Trading
TGE	Towarowa Giełda Energii
URE	Urząd Regulacji Energetyki
Upstream	Poszukiwanie i wydobycie kopalin
WACC	Średnioważony koszt kapitału
WRA	Wartość regulowanych aktywów

Informacje kontaktowe



Aleksandra Dobosiewicz

Kierownik Działu

Tel: +48 22 589 46 71

Kom: +48 665 004 847

Faks: +48 22 691 81 23

E-mail: aleksandra.dobosiewicz@pgnig.pl

Weronika Zajac

Specjalista ds. Relacji Inwestorskich

Tel: +48 22 589 46 51

Kom: +48 885 888 870

Faks: +48 22 691 81 23

E-mail: weronika.zajac@pgnig.pl

Marcin Piechota

Starszy Specjalista ds. 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

Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo S.A.

ul. M. Kasprzaka 25

01-224 Warszawa

www.pgnig.pl

▼ Kalendarz publikacji raportów okresowych



Raport za
I półrocze 2016 r.



Raport za
III Kwartał 2016 r.

▼ Więcej informacji



Strona internetowa relacji inwestorskich
www.ri.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.