



PGNiG

Polskie Górnictwo Naftowe
i Gazownictwo SA

**Wyniki finansowe
Grupy PGNiG za 1Q2015**

8 maja 2015r.

Podstawowe wyniki finansowe 1Q2015



(m PLN)	1Q2014	1Q2015	Δ%
Przychody ze sprzedaży	9 535	12 495	31%
Koszty operacyjne (bez amortyzacji)	(7 354)	(10 169)	38%
EBITDA	2 181	2 326	7%
Amortyzacja	(623)	(664)	7%
EBIT	1 558	1 662	7%
Wynik na działalności finansowej	(31)	(72)	132%
Zysk netto	1 180	1 244	5%

Efektywny operacyjnie kwartał przy niższych kosztach jednostkowych gazu.

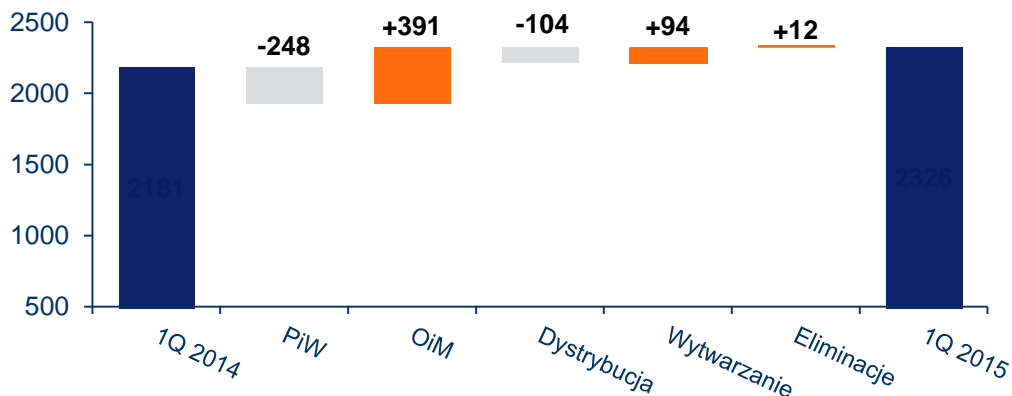
- Przychody ze sprzedaży gazu ziemnego wyższe o 3,2 mld PLN, do 10,8 mld PLN w 1Q15, przy wolumenie sprzedaży rosnącym R/R o 2,8 mld m³ do 7,7 mld m³ (wpływ obligo giełdowego).
- Przychody ze sprzedaży ropy naftowej i kondensatu niższe o 205 mln PLN, pomimo zwiększonego o 61 tys. ton R/R wolumenu sprzedaży (konsolidacja aktywów nabytych od firmy Total na norweskim szelfie). Decydujący wpływ spadających cen ropy średnio 54 USD/bbl w 1Q15 wobec 108 USD/bbl w 1Q14.
- Wyższe o 2,95 mld PLN koszty zakupu gazu, sięgające 8,2 mld PLN w 1Q15 (wpływ obligo).
- Nieistotny wpływ rozliczenia w formule *net proceeds* (dochód netto) gazu katarskiego w 1Q15 (4 gazowce).
- Zawiązanie 96 mln PLN rezerwy na Program Dobrowolnych Odejść w Polskiej Spółce Gazownictwa w 1Q15.
- Wzrost amortyzacji o 39 mln PLN R/R ze względu na zwiększenie skali działań w Norwegii.
- 37 mln PLN straty w 1Q15 z tytułu różnic kursowych na denominowanym w USD kredycie RBL (*reserve based loan*).

Segmenty – EBITDA w 1Q2015

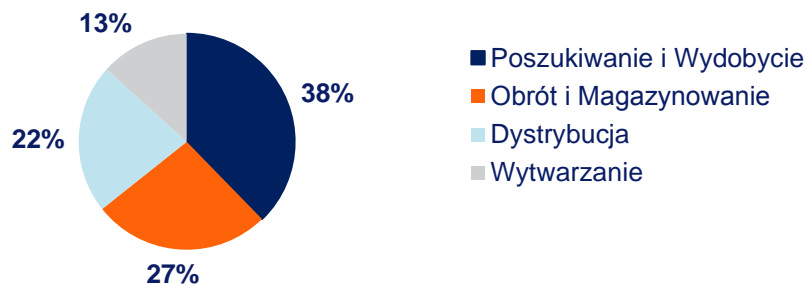
(m PLN)	1Q2014	1Q2015	Δ%	Udział w wyniku Grupy
Poszukiwanie i Wydobycie	1 126	878	(22%)	38%
Obrót i Magazynowanie	228	619	171%	27%
Dystrybucja	625	521	(17%)	22%
Wytwarzanie	216	310	44%	13%
Pozostałe, eliminacje	(13)	(2)	(85%)	
Razem	2 182	2 326	7%	

- Obniżenie przychodów ze sprzedaży ropy i kondensatu o 0,2 mld PLN R/R.
- Niższe jednostkowe koszty zakupu gazu.
- W 1Q15 zawiązanie rezerwy na Program Dobrowolnych Odejść w kwocie 96 mln PLN
- Wyższe ceny ciepła i Ee przy stabilnych wolumenach i ograniczonych kosztach paliw.

Wzrost EBITDA Grupy PGNiG 1Q2014 vs 1Q2015



Udział segmentów w wyniku EBITDA GK PGNiG

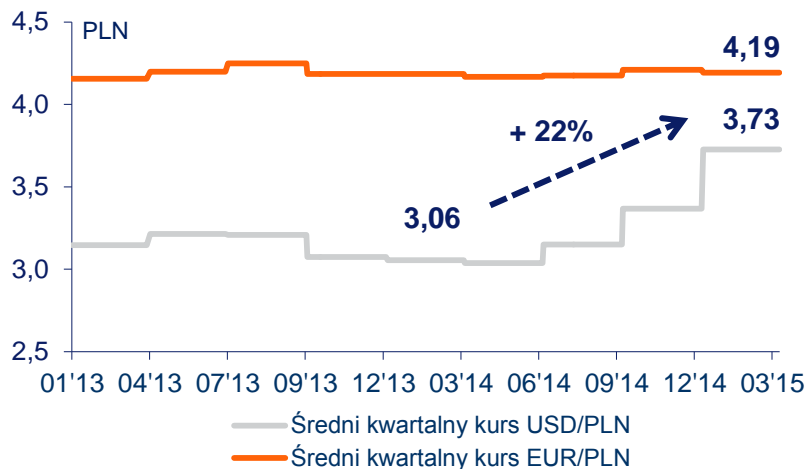


Zwiększenie wyniku EBITDA mimo spadku cen ropy naftowej

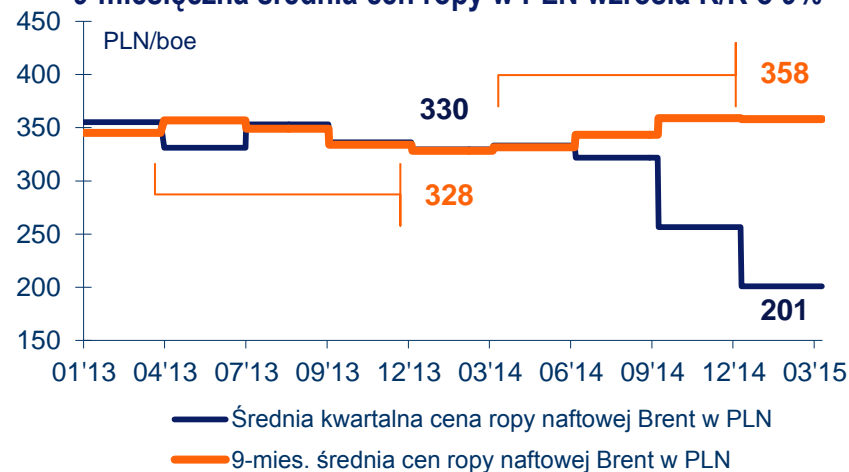
Czynniki wpływające na wynik finansowy



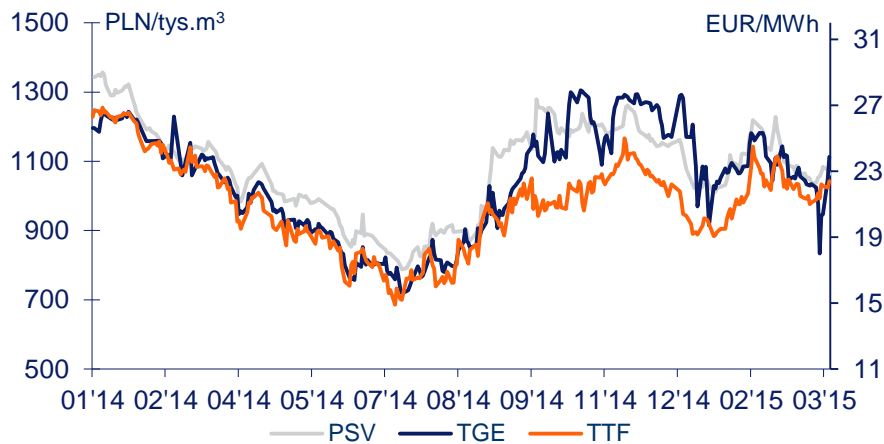
Wzmacnienie USD i stabilne EUR wobec PLN R/R



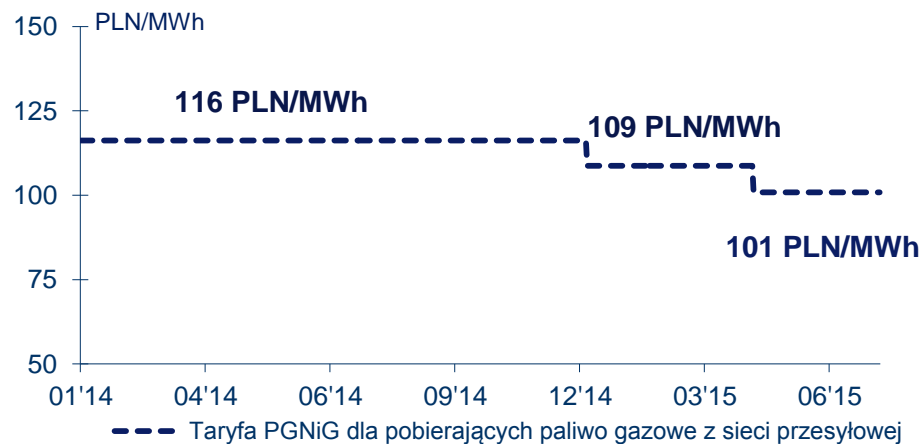
W 1Q 2015 wskutek spadku cen ropy i umocnienia dolara 9-miesięczna średnia cen ropy w PLN wzrosła R/R o 9%



Zbliżone notowania gazu na TGE i rynkach europejskich (różnice: koszty przesyłu, płynność, liczba podmiotów)



Cena taryfowa PGNiG SA gazu E do największych klientów



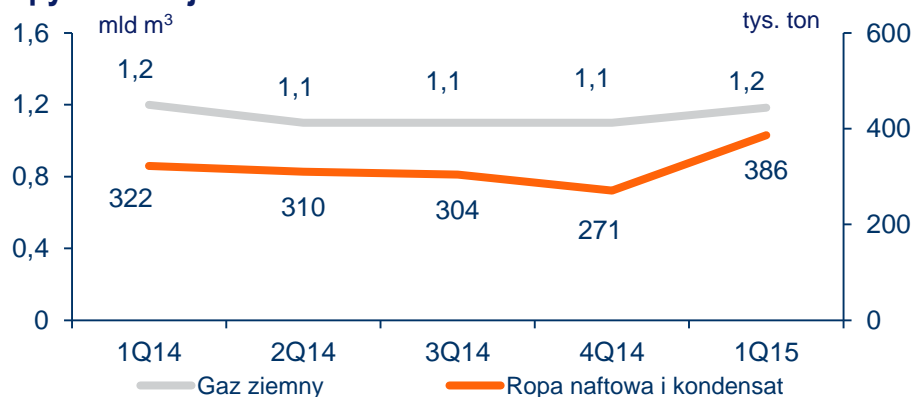
Segment – Poszukiwanie i Wydobywanie



(m PLN)	1Q2014	1Q2015	Δ%
Przychody ze sprzedaży	1 617	1 217	(25%)
Koszty operacyjne (bez amortyzacji)	(491)	(339)	(31%)
EBITDA	1 126	878	(22%)
Amortyzacja	(281)	(317)	13%
EBIT	845	561	(34%)

- Zmniejszenie przychodów ze sprzedaży ropy (R/R o 0,2 mld PLN) przy spadających o blisko 40% cenach wyrażonych w PLN oraz rosnącemu o 21% wolumenowi sprzedaży.
- Utrzymanie wolumenu sprzedaży helu przy rosnącej podaży na rynkach światowych (nowe instalacje: Katar, Algieria) – obniżenie przychodów o 54% R/R do 19 mln PLN.
- Ograniczenie kosztów segmentu na pozycjach: świadczenia pracownicze (o 52 mln PLN; zatrudnienie zmniejszone o ponad 640 osób), usługi obce, zużycie materiałów.
- Wzrost amortyzacji w Norwegii o 39 mln PLN R/R ze względu na zwiększenie skali działań.

Stabilne wydobywanie gazu ziemnego i zwiększone wydobywanie ropy naftowej w I kwartale 2015



- Wzrost wydobywania ropy naftowej jest wynikiem konsolidacji aktywów przejętych od firmy Total (udziały w złożach Morvin, Vale, Vilje).
- W 2015r. zaplanowano wydobywanie 1,27 mld ton ropy naftowej i kondensatu oraz 4,5 mld m³ gazu. W ujęciu kwartalnym mogą występować różnice między wolumenem wydobywania a sprzedażą ropy naftowej, ze względu na jej odbiór tankowcami z platform w Norwegii.

**Redukcja kosztów oraz wzrost wolumenów
odpowiedzią na spadające ceny ropy**

Segment – Obrót i Magazynowanie (1)

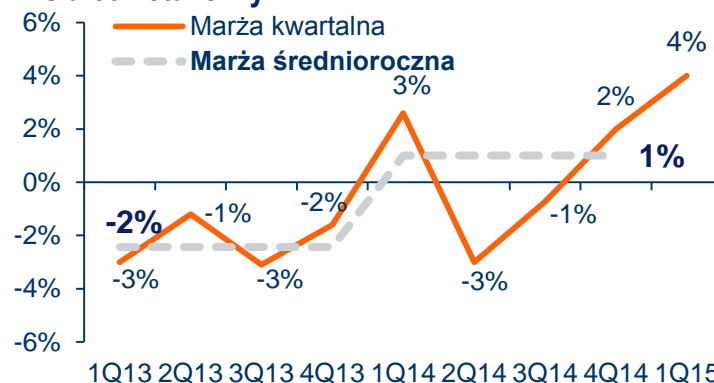
(m PLN)	1Q2014	1Q2015	Δ%
Przychody ze sprzedaży	7 949	11 190	41%
Koszty operacyjne (bez amortyzacji)	(7 721)	(10 571)	37%
EBITDA	228	619	171%
Amortyzacja	(39)	(40)	-
EBIT	189	579	206%

- Rosnące przychody ze sprzedaży gazu segmentu OiM z 7,4 na 10,7 mld PLN, przy zmienionej strukturze i cenach sprzedaży (obligo giełdowe).
- Udział spółki PST w przychodach ze sprzedaży gazu: 617 mln PLN wobec 571 mln PLN w 1Q14.
- Stabilny udział sprzedaży energii elektrycznej z segmentu: ok. 0,45 mld PLN.
- Wpływ transakcji zabezpieczających i różnic kursowych w segmencie na -41 mln PLN wobec -143 mln PLN w 1Q14
- Częściowe odwrócenie odpisu na zapasie gazu w 1Q15 na +20 mln PLN (saldo odpisu 49 mln PLN na koniec 1Q15)

Sprzedaż gazu Grupy PGNiG w 1Q2015 wyższa R/R o 2,8 mld m³, z czego 2,8 mld m³ więcej przez Towarową Giełdę Energii



Marża na sprzedaży gazu E w PGNiG SA i PGNiG
Obrót Detaliczny



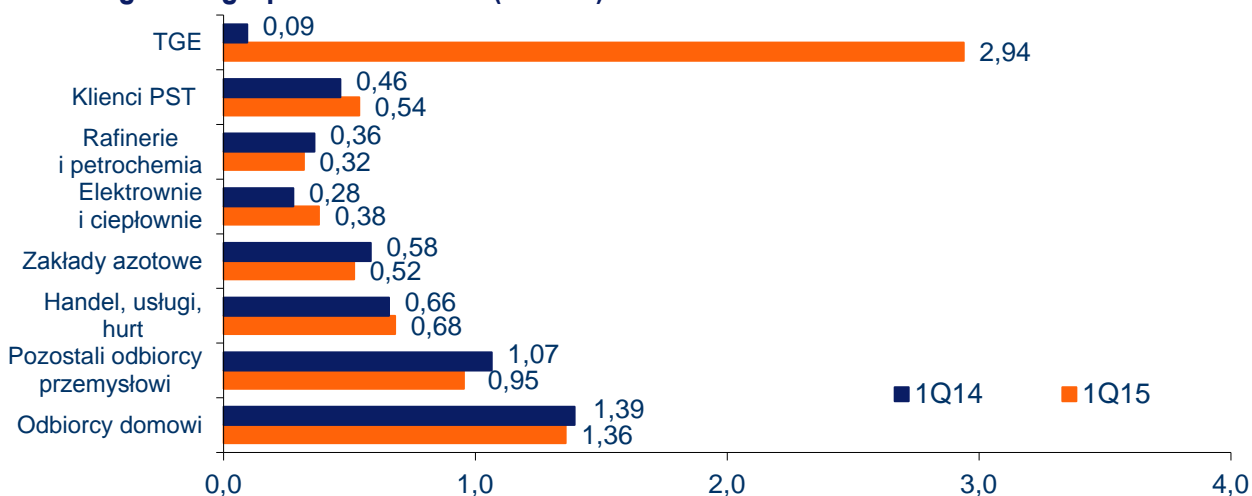
Obniżenie jednostkowych kosztów pozyskania gazu i znacznie wyższy R/R wynik EBITDA

Segment – Obrót i Magazynowanie (2)

Stan magazynów gazu (mld m³)



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



- Znaczne wytłoczenia gazu z magazynów w IV i I kwartale ze względu na ograniczenia dostaw z kierunku wschodniego. Stąd zmniejszenie stanu z rekordowych 2,7 mld m³ we wrześniu 2014r. na 1,25 mld m³ po sezonie zimowym. Średnia temperatura w kwartale niższa o 0,6°C R/R.
- Od 01.08.2014r. sprzedaż gazu do ok. 6,7 mln dotychczasowych klientów PGNiG SA prowadzi spółka PGNiG Obrót Detaliczny.
- Import gazu przez PGNiG SA do Polski utrzymał się na podobnym poziomie jak w 1Q14 (2,5 mld m³), przy zmniejszonym o 0,2 mld m³ pozyskaniu z kierunku wschodniego i zwiększonym o 0,2 mld m³ z zachodu i południa.
- Wzrost sprzedaży w grupie elektrociepłowni o 0,1 mld m³ R/R dzięki przywróceniu od maja 2014r. systemu wsparcia dla kogeneracji gazowej oraz spadek łącznie o 0,1 mld m³ pośród zakładów azotowych i rafinerii.
- W sezonie zimowym mniejsza niż latem różnica cen gazu na Towarowej Gieldzie Energii i w taryfie.

Segment – Dystrybucja



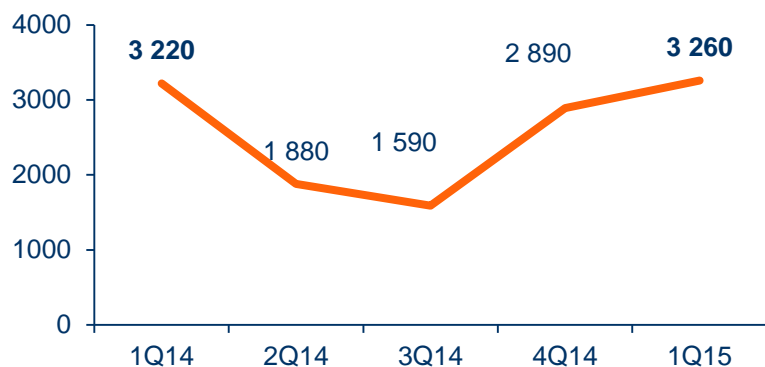
(m PLN)	1Q2014	1Q2015	Δ%
Przychody ze sprzedaży	1 252	1 316	5%
Koszty operacyjne (bez amortyzacji)	(627)	(795)	27%
EBITDA	625	521	(17%)
Amortyzacja	(216)	(219)	1%
EBIT	409	302	(26%)

- Wolumen dystrybuowanych gazów o 1% wyższy R/R (śr. temperatura o 0,6°C niższa), sięgający 3,26 mld m³.

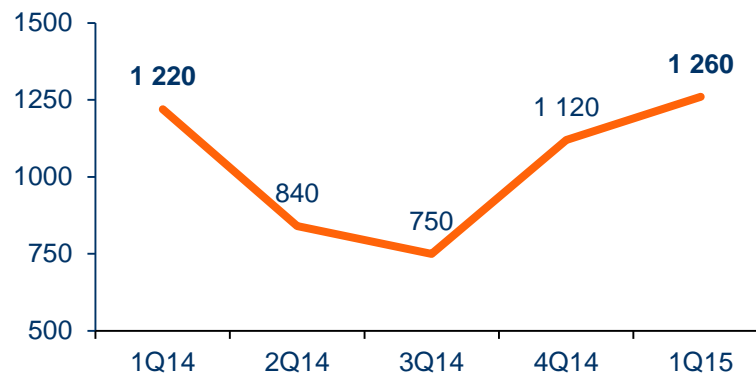
- Saldo przychodów i kosztów z tytułu bilansowania systemu na -153 mln PLN w 1Q15 wobec -103 mln PLN rok wcześniej.

- W 1Q15 zawiązanie rezerwy na 96 mln PLN na Program Dobrowolnych Odejść (1,3 tys. pracowników); realizacja w 2Q15.

Wolumen dystrybuowanych gazów (mln m³)



Przychód z usług dystrybucyjnych (mln PLN)

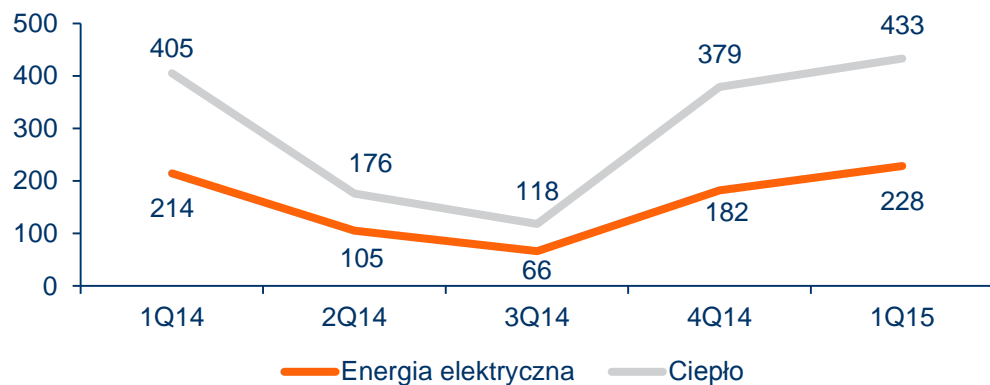


Dobre wyniki operacyjne obciążone zdarzeniami jednorazowymi

Segment – Wytwarzanie

(m PLN)	1Q2014	1Q2015	Δ%
Przychody ze sprzedaży	651	688	6%
Koszty operacyjne (bez amortyzacji)	(435)	(378)	(13%)
EBITDA	216	310	44%
Amortyzacja	(82)	(83)	1%
EBIT	134	227	69%

Przychody PGNiG Termika ze sprzedaży ciepła i energii elektrycznej (z produkcji, mln PLN)



- Rosnące o 7% przychody ze sprzedaży ciepła: do 0,43 mld PLN przy wolumenie niższym o blisko 2% i przy wzroście taryfy na ciepło od 01.08.14r.
- Zwiększenie przychodów ze sprzedaży Ee z produkcji o 6% do 0,23 mld PLN przy stabilnym wolumenie.
- 17 mln PLN przychodów ze sprzedaży czerwonych certyfikatów (brak w 1Q14).
- Ograniczenie kosztów paliw do produkcji ciepła i energii o 44 mln PLN, do 270 mln PLN, ze względu na niższe ceny węgla i mniejsze zużycie biomasy.

Wolumen sprzedaży PGNiG Termika w 1Q15 (z produkcji):

- Sprzedaż ciepła na poziomie 15,1 PJ, czyli o -2,5% mniej R/R.
- Energia elektryczna: 1,39 TWh, bez zmian.

Poprawa wyniku dzięki niższym kosztom paliwa oraz wyższym cenom Ee i ciepła

Koszty operacyjne – 1Q2015

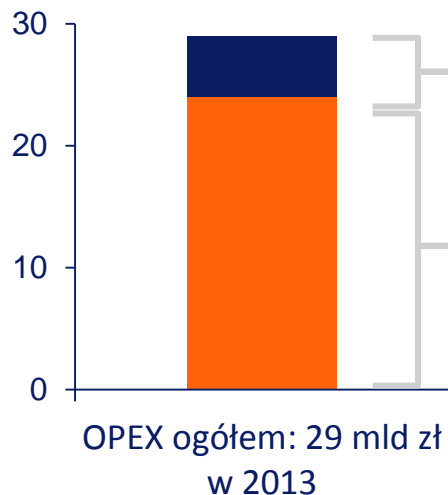
(m PLN)	1Q2014	1Q2015	Δ%
Koszt sprzedanego gazu	(5 177)	(8 206)	59%
Energia na cele handlowe	(231)	(203)	(12%)
Zużycie pozostałych surowców i materiałów	(136)	(154)	13%
Paliwa do produkcji ciepła i energii	(320)	(274)	(14%)
Świadczenia pracownicze	(686)	(698)	2%
Usługa przesyłowa	(246)	(247)	-
Koszt odwiertów negatywnych	(38)	(2)	(95%)
Pozostałe usługi obce	(301)	(274)	(9%)
Pozostałe przychody i koszty operacyjne netto	(335)	(318)	(5%)
▪ różnice kursowe i instrumenty pochodne	(151)	(47)	(69%)
▪ zmiana stanu produktów	243	186	(23%)
Koszt wytworzenia świadczeń na własne potrzeby	190	206	8%
Koszty operacyjne bez amortyzacji	(7 354)	(10 169)	38%
Amortyzacja	(623)	(664)	7%
Koszty operacyjne ogółem	(7 977)	(10 833)	36%

- Wzrost wolumenu sprzedaży o 2,8 mld m³ R/R do 7,7 mld m³, przy niższych kosztach jednostkowych zakupu gazu ziemnego. Od sierpnia 2014 rozpoczęcie działalności przez PGNiG Obrót Detaliczny.
- Mniejsze zużycie węgla i biomasy oraz niższa cena węgla z transportem.
- Utworzenie rezerwy na PDO w PSG na 96 mln PLN w 1Q15 oraz spadek kosztów w spółkach Grupy w związku z redukcją zatrudnienia o ponad 2 tys. osób R/R.
- Wyższe koszty eksploatacji zasobów mineralnych w związku z rozszerzeniem działalności w Norwegii.
- Redukcja kosztów w spółkach Grupy
- Zmiana (41 mln PLN) wynika z wyższego wpływu bilansowania sieci gazowniczej w 1Q14 na tę pozycję kosztową.
- Wyższa o 39 mln PLN amortyzacja aktywów norweskich po transakcji z firmą Total.

**Realizacja Programu Poprawy Efektywności
na kosztach „zarządzalnych”**

Program Poprawy Efektywności w Grupie PGNiG

■ Plan narastająco ■ Realizacja



OPEX zarządalny – 5 mld zł

Kluczowe koszty poza PPE:

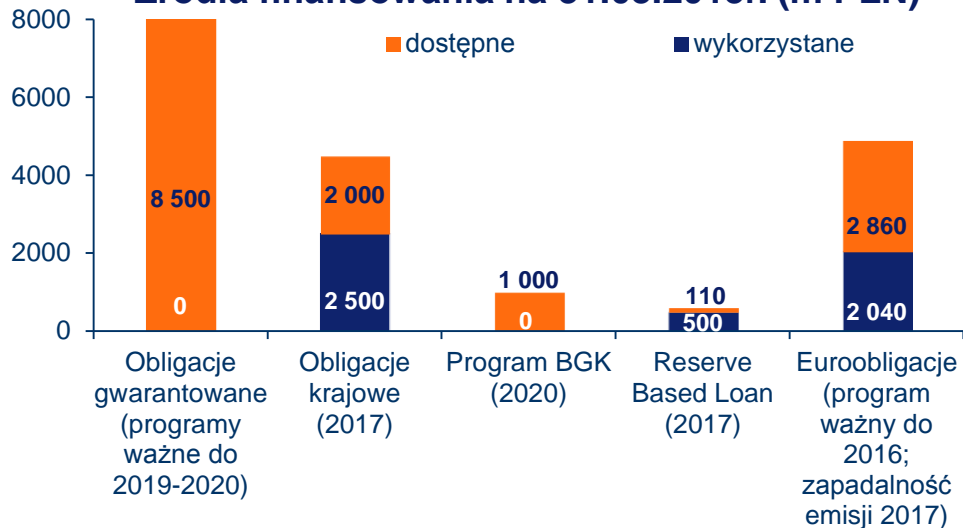
- Koszty zakupu gazu
- Koszty zakupu innych paliw
- Koszty usług przesyłowych
- Amortyzacja

- Wyznaczenie celów poprawy efektywności dla segmentów i spółek Grupy PGNiG
- Zdefiniowanie zakresu i chronologii działań
- Realizacja w perspektywie do końca roku 2016 roku

Program prowadzi do trwałej redukcji bazy kosztów zarządalnych we wszystkich kluczowych segmentach Grupy PGNiG o ok. 0,8 mld zł.

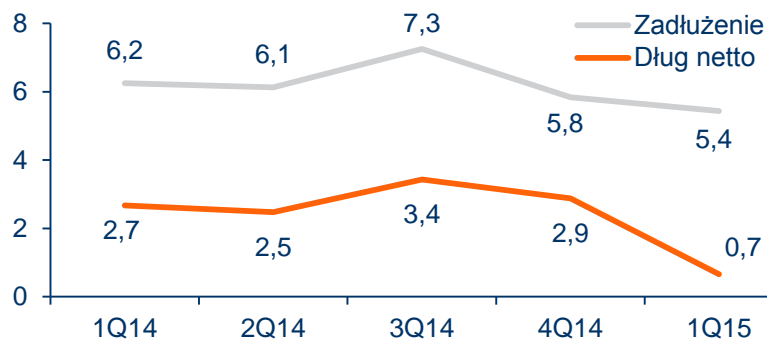
Zadłużenie i źródła finansowania

Źródła finansowania na 31.03.2015r. (m PLN)

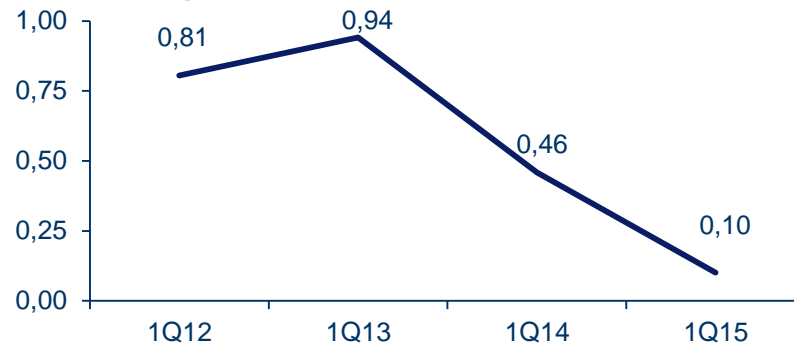


- Niski poziom zadłużenia dobrym punktem wyjściowym do realizacji inwestycji w ramach Strategii 2014-2022.
- Dostępne programy na 14,5 mld PLN, w tym 9,6 mld gwarantowane.
- Dług netto / EBITDA za 1Q 2015: 0,10.

Zadłużenie (mld PLN)



Dług netto / EBITDA



Mocna pozycja finansowa



Slajdy pomocnicze



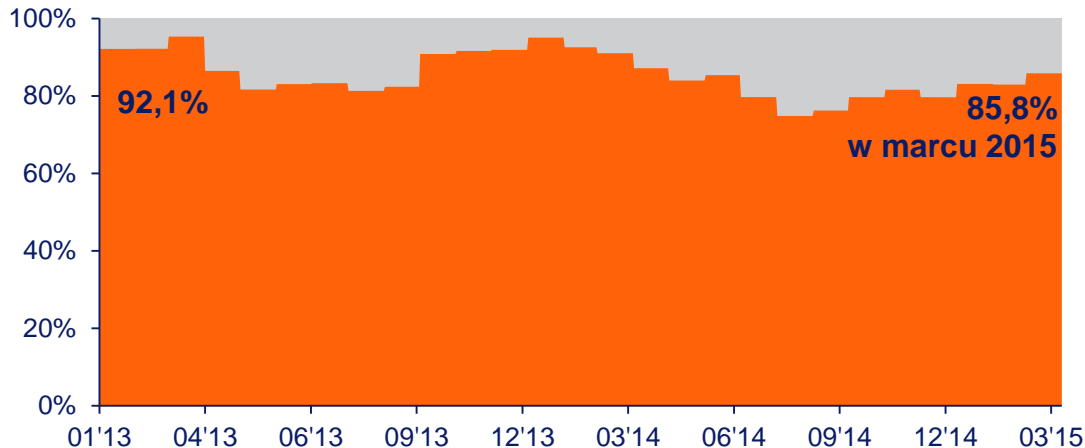
Zmiany na polskim rynku gazu



Wolumen sprzedaży gazu (m3)	1Q2014	1Q2015	Δ%
Grupa PGNiG ogółem	4 900	7 688	57%
PGNiG SA	4 421	4 342	(2%)
w tym PGNiG SA poprzez TGE	94	2 855	
PGNiG Obrót Detaliczny	-	2 793	

- Od 01.08.2014r. 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.

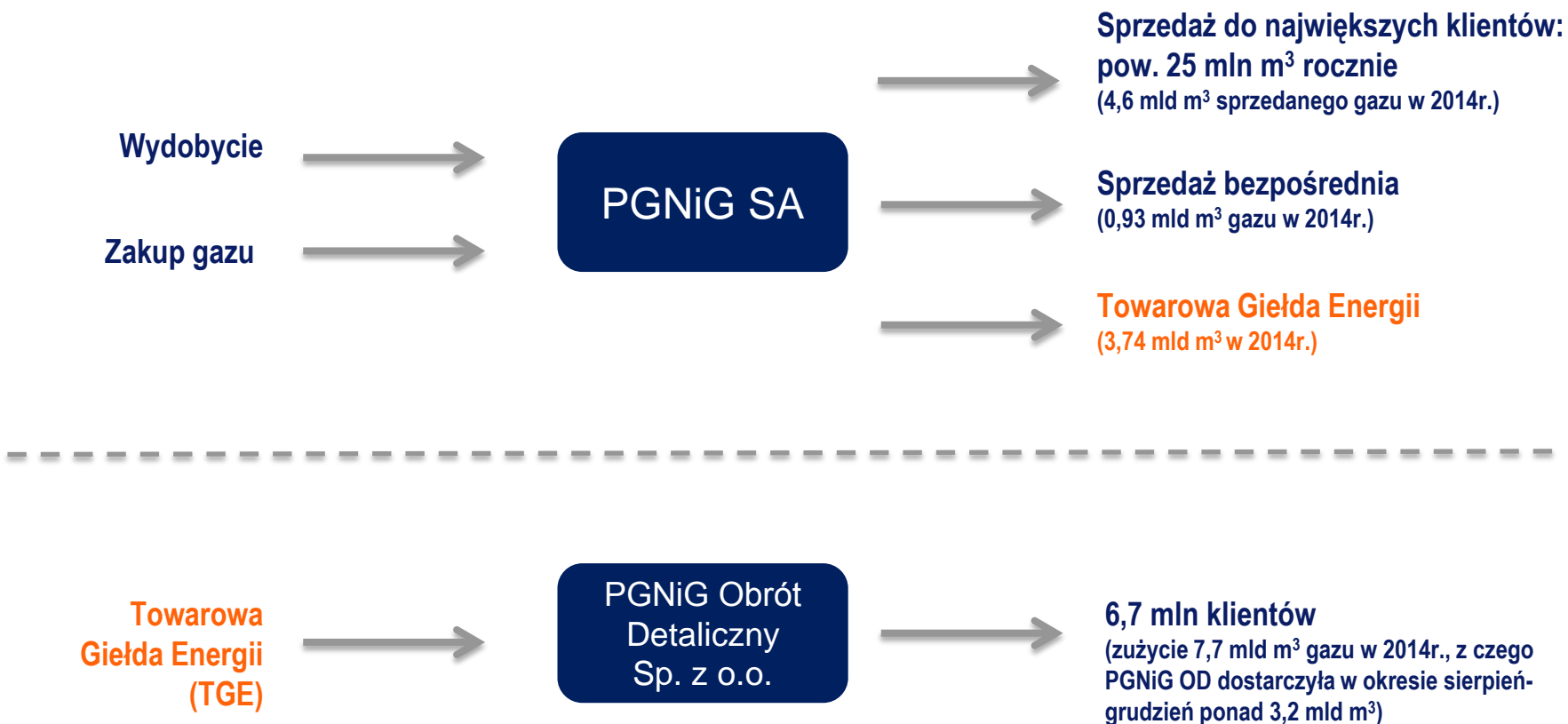
Średniomiesięczny udział PGNiG w imporcie gazu do Polski*



- Od stycznia 2013r. do marca 2015r. udział PGNiG w imporcie gazu do Polski obniżył się o 6 punktów procentowych, do 85,8% - co nie jest równoznaczne z udziałem w rynku. Oznacza to wzrost aktywności innych podmiotów na liberalizującym się rynku gazu, w tym odbiorców końcowych.
- Dane na wykresie pochodzą z publikowanych przez OGP Gaz-System wolumenów gazu przesyłanych przez interkonektory i obrazują udział PGNiG SA w przepływach gazu do Polski (bez tranzytu gazociągami jamalskim, ale z uwzględnieniem gazu sprowadzanego do Polski przez inne podmioty na potrzeby dalszego eksportu z kraju).

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

Obrót i sprzedaż detaliczna gazu po 1 sierpnia 2014r.



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).

Wolumeny operacyjne



WYDOBYCIE GAZU ZIEMNEGO GK PGNiG												(mln m3)	
	Q1 2015	FY 2014	Q4 2014	Q3 2014	Q2 2014	Q1 2014	FY 2013	Q4 2013	Q3 2013	Q2 2013	Q1 2013		
GAZ WYSOKOMETANOWY (E)	499	1 876	440	475	482	479	1 890	483	481	484	443		
w tym w Polsce	367	1 457	368	361	362	367	1 550	384	387	387	393		
w tym w Norwegii	132	419	73	114	120	112	340	99	94	96	50		
GAZ ZAAZOTOWANY (Ls/Lw przeliczony na E)	684	2 627	692	582	650	704	2 692	737	619	604	733		
w tym w Polsce	671	2 569	677	567	636	690	2 667	722	609	604	733		
w tym w Pakistanie	13	58	14	15	15	14	25	15	10	0	0		
RAZEM (przeliczony na E)	1 183	4 503	1 132	1 057	1 132	1 182	4 582	1 220	1 100	1 087	1 175		
Wydobycie razem przeliczone na kboe/d	76	73	73	68	73	76	74	79	71	70	76		
SPRZEDAŻ GAZU ZIEMNEGO w GK PGNiG												(mln m3)	
GAZ WYSOKOMETANOWY (E)	7 287	17 261	6 373	3 284	3 078	4 526	15 006	4 132	2 731	2 965	5 178		
w tym sprzedaż PST poza GK PGNiG	539	1 760	488	363	444	465	1 383	356	306	271	449		
GAZ ZAAZOTOWANY (Ls/Lw przeliczony na E)	401	1 342	424	272	271	375	1 202	351	220	245	387		
RAZEM (przeliczony na E)	7 688	18 602	6 797	3 556	3 349	4 900	16 208	4 483	2 951	3 210	5 564		
w tym sprzedaż bezpośrednio ze złóż PGNiG w Polsce	199	750	198	163	166	224	724	201	154	153	216		
IMPORT GAZU ZIEMNEGO przez PGNiG SA												(mln m3)	
Razem	2 574	9 700	2 423	2 143	2 594	2 541	10 850	2 664	2 245	2 481	3 460		
w tym: kierunek wschodni	1 833	8 097	1 751	1 805	2 515	2 026	8 734	1 793	1 885	2 272	2 784		
ROPA NAFTOWA w GK PGNiG												(tys. ton)	
Wydobycie ropy naftowej i kondensatu	386	1 207	271	304	310	322	1 099	309	327	233	229		
w tym w Polsce	207	789	214	188	184	203	815	215	218	178	204		
w tym w Norwegii	180	418	57	116	126	119	283	94	109	55	25		
Wydobycie razem przeliczone na kbb/d	28	22	20	22	23	24	20	23	24	17	17		
Sprzedaż ropy naftowej i kondensatu	348	1 169	249	262	373	287	1 106	401	255	243	207		
w tym w Polsce	217	780	213	181	185	201	809	222	213	180	194		
w tym w Norwegii	131	389	36	81	188	85	297	179	42	63	13		
PGNiG TERMIKA													
Produkcja E.c. netto (sprzedaż) (TJ)	15 055	36 617	12 980	2 867	5 336	15 434	40 175	12 530	3 367	5 766	18 511		
Produkcja E.e. netto II stopnia (do sprzedaży) (GWh)	1 394	3 555	1 132	386	648	1 390	3 772	1 189	445	613	1 526		