

Wyniki finansowe Grupy PGNiG za 1-3Q2014

7 listopada 2014r.

Podstawowe wyniki finansowe 3Q2014

(m PLN)	3Q2013	3Q2014	Δ%
Przychody ze sprzedaży	6 203	6 436	4%
Koszty operacyjne (bez amortyzacji)	(4 731)	(4 917)	4%
EBITDA	1 471	1 519	3%
Amortyzacja	(591)	(604)	2%
EBIT	881	915	4%
Wynik na działalności finansowej	(77)	(108)	41%
Zysk netto	654	616	-6%

- Zmiany na rynku gazu w Polsce: rozpoczęcie działalności przez spółkę PGNiG Obrót Detaliczny (w 100% zależną od PGNiG SA), kupującą gaz E na Towarowej Giełdzie Energii i obsługującą klientów o zużyciu poniżej 25 mln m³ gazu rocznie. Koszt sprzedanego gazu zakupionego na TGE przez PGNiG OD nie podlega eliminacji.
- Przychody ze sprzedaży ropy naftowej i kondensatu niższe o 51 mln PLN, przy wolumenie sprzedaży sięgającym 262 tys. ton w 3Q14, tj. o 6 tys. ton mniej R/R (planowany remont kopalni LMG).
- Przychody ze sprzedaży gazu przez Grupę PGNiG wyższe o 273 mln PLN, do 4,88 mld PLN w 3Q14.
- Zwiększony R/R obrót zakupioną energią elektryczną: przychody wyższe o 193 mln PLN, do 385 mln PLN.
- Wolumen sprzedanego gazu ziemnego wyższy o 0,6 mld m³ R/R, sięgający 3,5 mld m³ w 3Q14, co przy niższym koszcie jednostkowym zwiększyło koszt gazu o 214 mln PLN R/R.

**Stabilny wynik operacyjny
w zmieniającym się otoczeniu rynkowym**

Podstawowe wyniki finansowe 1-3Q2014

(m PLN)	1-3Q2013	1-3Q2014	Δ%
Przychody ze sprzedaży	22 943	22 819	-1%
Koszty operacyjne (bez amortyzacji)	(18 135)	(17 833)	-2%
EBITDA	4 807	4 987	4%
Amortyzacja	(1 753)	(1 902)	9%
EBIT	3 055	3 084	1%
Wynik na działalności finansowej	(310)	(215)	-30%
Zysk netto	2 082	2 136	3%

- Wzrost sprzedaży ropy naftowej i kondensatu do 921 tys. ton (705 tys. ton w 3Q13) zaowocował zwiększeniem przychodów o ponad 450 mln PLN.
- Wolumen sprzedaży gazu wyniósł podobnie jak rok wcześniej 11,75 mld m³, jednak przy zmienionej strukturze sprzedaży (łagodna zima 2014 oraz wpływ liberalizacji rynku). Przychody ze sprzedaży gazu zmniejszyły się o 820 mln PLN.
- Zwiększony R/R obrót energią elektryczną: przychody sięgnęły 1,2 mld PLN (0,7 mld PLN rok wcześniej).
- Koszt gazu obniżony o 1,3 mld PLN do 11,5 mld PLN, czyli o 10% mniej. Wpływ na to miały zakupy gazu na TGE przez PGNiG Obrót Detaliczny oraz elastyczność kontraktów i formuł cenowych, przy spadających cenach na giełdach gazu.
- Zwiększenie amortyzacji aktywów norweskich o 179 mln PLN (umarzane metodą naturalną).
- Zmniejszone koszty finansowe wskutek niskiego poziomu zadłużenia i ograniczonego wpływu różnic kursowych.

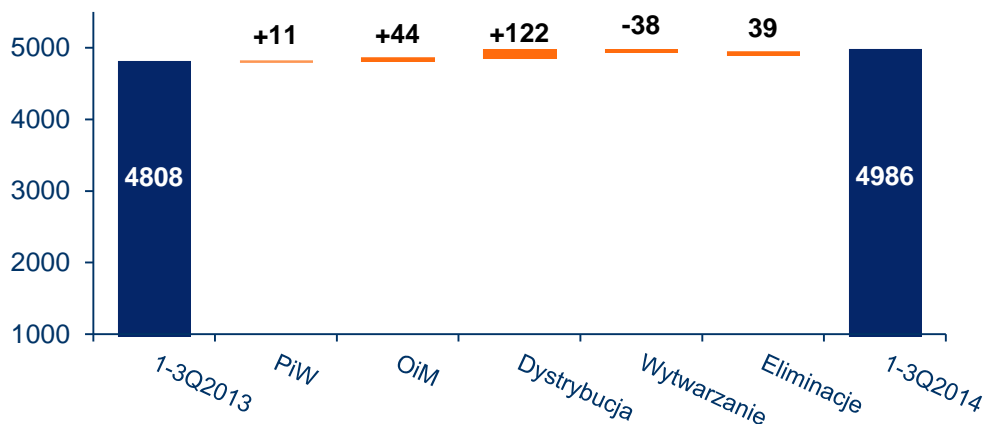
**Rosnący wynik EBITDA
za 9 miesięcy 2014 roku**

Segmenty – EBITDA w 1-3Q2014

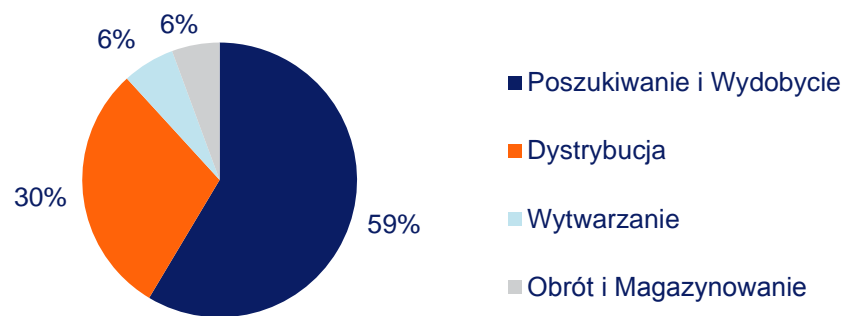
(m PLN)	1-3Q2013	1-3Q2014	Δ%	Udział w wyniku Grupy
Poszukiwanie i Wydobywanie	2 924	2 935	0%	59%
Obrót i Magazynowanie	238	282	19%	6%
Dystrybucja	1 363	1 485	9%	30%
Wytwarzanie	347	309	-11%	6%
Pozostałe, eliminacje	(64)	(25)	-61%	-1%
Razem	4 808	4 986	4%	100%

- Rosnący wolumen sprzedaży ropy naftowej.
- Wpływ zdarzeń niepieniężnych w 1-2Q: zawiązanie odpisów na -343 mln PLN w segmencie PiW.
- Średnioroczna marża na sprzedaży gazu E 0% w 9M14 vs -2,5% w 9M13.
- Wysoki wynik segmentu mimo niższego wolumenu dystrybucji, wskutek dodatniego wpływu bilansowania systemu w 3Q14.
- Wpływ temperatury na wolumeny sprzedaży ciepła i energii elektrycznej oraz niższe ceny Ee.

EBITDA segmentów GK PGNiG 3Q2013 vs 3Q2014



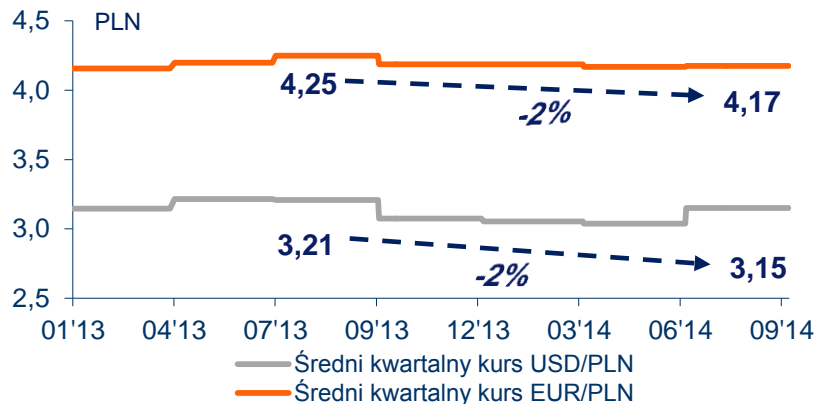
Udział segmentów w wyniku EBITDA GK PGNiG



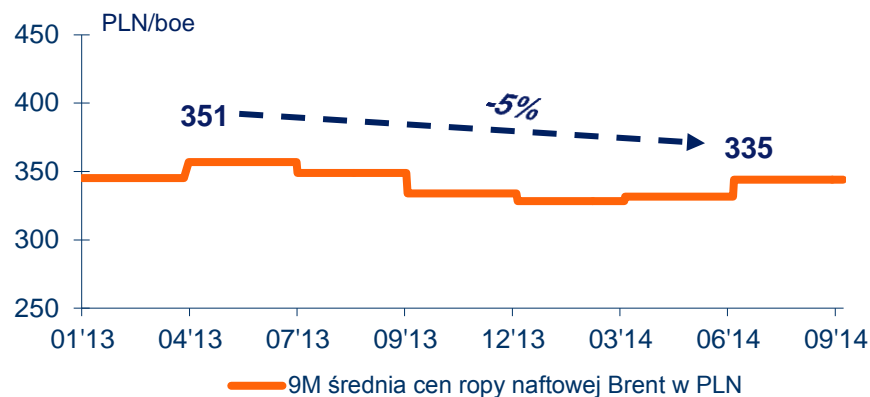
Stabilny wynik E&P oraz poprawa w segmencie Obrót i Magazynowanie

Czynniki wpływające na wynik finansowy

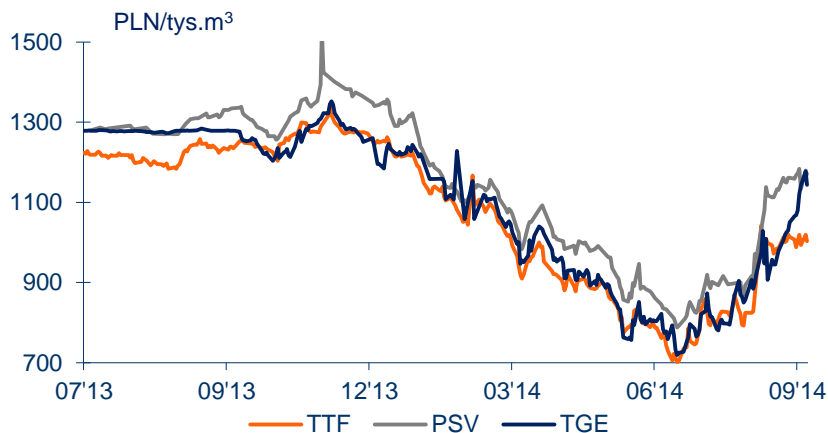
Stabilny średni kurs USD i EUR wobec PLN



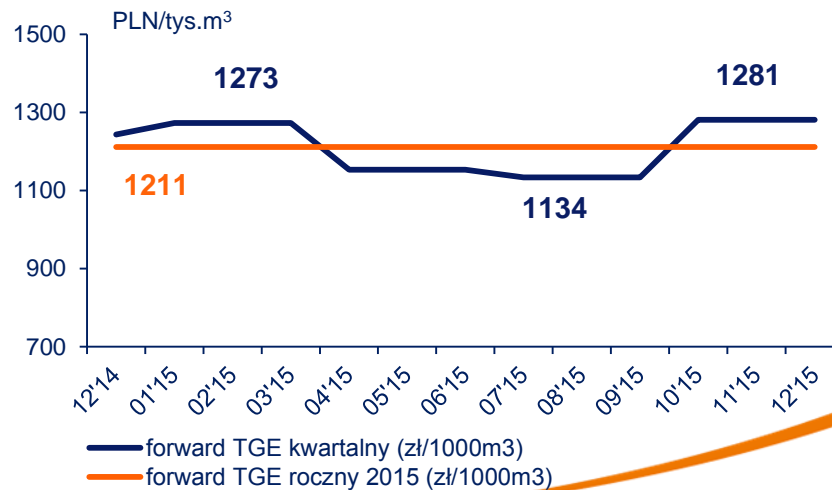
Spadek R/R o 5% i stabilne ceny ropy naftowej w 2014



Zbliżone ceny giełdowe gazu na rynkach europejskich (TTF, PSV, TGE)



Wysokie poziomy cen gazu na TGE na 2015 rok (dane z 3 listopada br.)

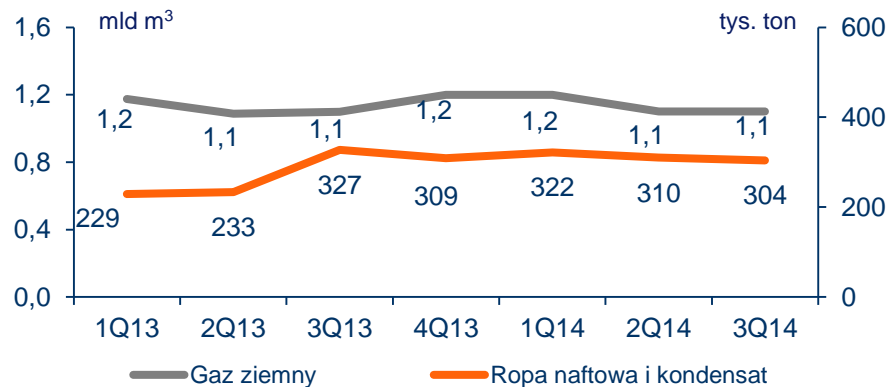


Segment – Poszukiwanie i Wydobywanie

(m PLN)	1-3Q2013	1-3Q2014	Δ%
Przychody	4 257	4 859	14%
Koszty operacyjne (bez amortyzacji)	(1 333)	(1 924)	44%
EBITDA	2 924	2 935	0%
Amortyzacja	(720)	(902)	25%
EBIT	2 204	2 033	(8%)

- +453 mln PLN (+26%) przychodów ze sprzedaży ropy i kondensatu R/R przy wzroście wolumenu sprzedaży z 705 do 921 tys. ton.
- Saldo odpisów netto na -325 mln w 9M14 (z czego w 1H14 -343 mln PLN) wobec +94 mln PLN w 9M13.
- Spisane odwierty negatywne i sejsmika: -198 mln PLN w 9M14 oraz -88 mln PLN rok wcześniej.
- Zwiększenie amortyzacji aktywów norweskich o 179 mln PLN (umarzane metodą naturalną).

Narastająco: stabilne wydobywanie gazu ziemnego i rosnące ropy naftowej



- Planowe zmniejszenie produkcji ropy naftowej w 3Q14 w związku z miesięcznym remontem największej kopalni ropy w Polsce, czyli LMG (67 tys. ton produkcji w 3Q14 wobec 92 tys. ton w 3Q13).

Dobre wyniki operacyjne obciążone zdarzeniami jednorazowymi z 2Q

Segment – Obrót i Magazynowanie (1)

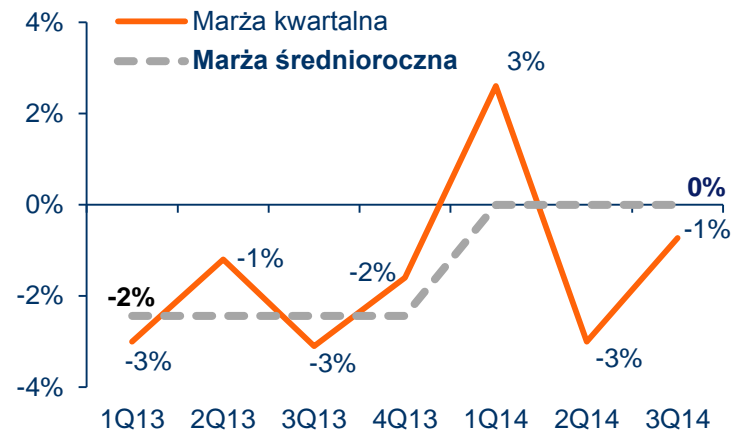
(m PLN)	1-3Q2013	1-3Q2014	Δ%
Przychody	18 672	18 607	0%
Koszty operacyjne (bez amortyzacji)	(18 434)	(18 324)	(1%)
EBITDA	238	282	19%
Amortyzacja	(131)	(116)	(11%)
EBIT	107	166	55%

- Narastająco wolumen sprzedaży gazu na zbliżonym poziomie (11,75 mld m³), jednak o zmienionej strukturze i cenach jednostkowych sprzedaży. W rezultacie przychody ze sprzedaży gazu niższe o blisko 0,9 mld PLN (z 17,85 w 9M13 na 17,0 mld PLN w 9M14).
- Stabilny R/R udział spółki PST w przychodach ze sprzedaży gazu: 1,3 mld PLN.
- 1,5 mld PLN sprzedaży energii elektrycznej w 9M14 vs 0,7 mld w 9M13.
- Wpływ transakcji zabezpieczających i różnic kursowych w segmencie w 9M14 na -455 mln PLN wobec -179 mln PLN w 9M13.
- Rozwiązany w 3Q14 odpis na zapasach gazu na 141 mln PLN.

Sprzedaż gazu Grupy PGNiG w 3Q2014 wyższa R/R o 0,5 mld m³



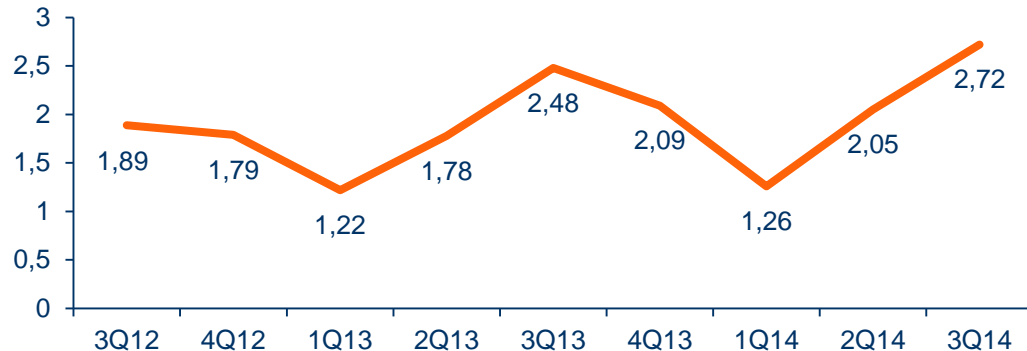
Marża na sprzedaży gazu E w PGNiG SA i PGNiG Obrót Detaliczny



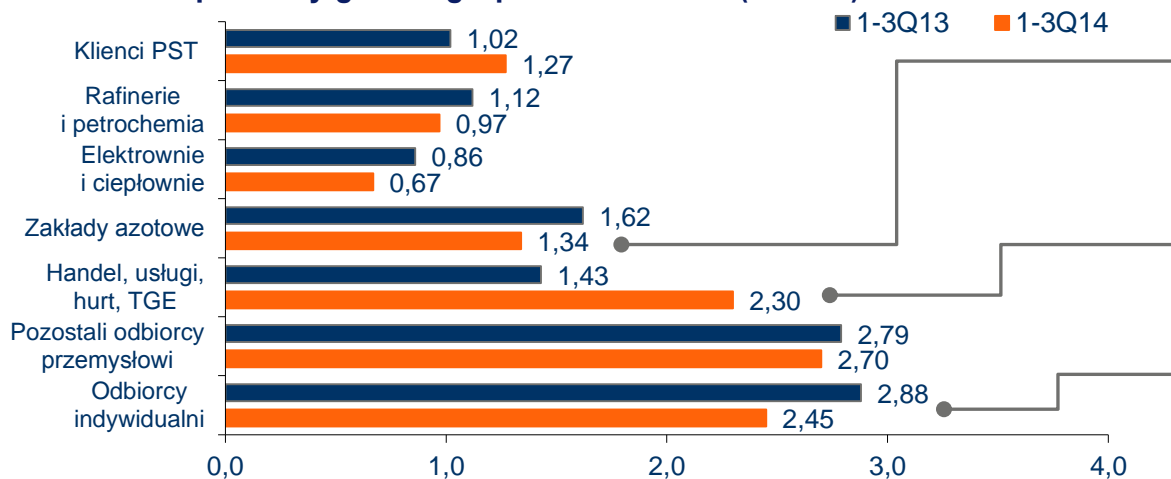
Poprawienie średniorocznej marży na sprzedaży gazu i wyższy R/R wynik EBITDA

Segment – Obrót i Magazynowanie (2)

Stan magazynów gazu (mld m³)



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



- Od 01.08.2014r. sprzedaż gazu do ok. 6,7 mln dotychczasowych klientów PGNiG prowadzi spółka PGNiG Obrót Detaliczny, którą do końca 2014 r. obowiązuje ta sama taryfa na paliwo gazowe. Sprzedaż na TGE realizowana przez PGNiG SA oraz zakupy na TGE przez PGNiG OD nie podlegają eliminacji w sprawozdaniu skonsolidowanym i są wykazywane w segmencie Obrót i Magazynowanie.
- W PGNiG SA: za 9M14 import gazu sięgający 7,3 mld m³, niższy R/R o ponad 0,9 mld m³ z czego 0,6 mld m³ mniej z kierunku wschodniego.
- W samym 3Q14 import niższy o 0,1 mld m³, z czego 0,08 mld m³ mniej z kierunku wschodniego.
- W grupie zakładów azotowych zauważalne zmniejszenie sprzedaży w kontraktach bilateralnych w 3Q14 (o 180 mln m³ R/R), przypuszczalnie ze względu na atrakcyjne ceny na TGE i giełdach europejskich.
- 1,2 mld m³ sprzedane i dostarczone przez PGNiG SA poprzez TGE w 9M14, w tym 0,9 mld m³ w samym 3Q14.
- Istotny wpływ cieplejszej zimy oraz września 2014 r. na odbiorców indywidualnych i elektrociepłownie.

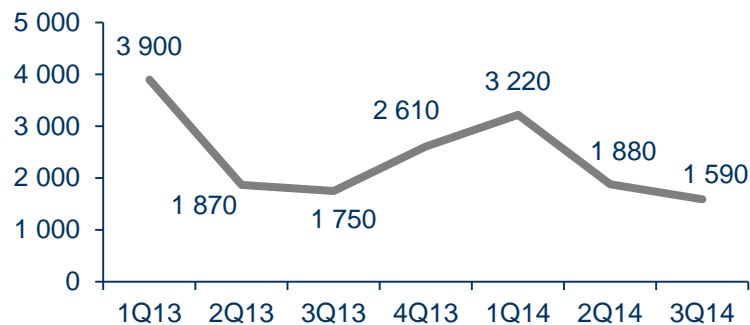
Wpływ temperatury oraz zmian na rynku gazu na wolumen sprzedaży

Segment – Dystrybucja

(m PLN)	1-3Q2013	1-3Q2014	Δ%
Przychody	3 136	3 225	3%
Koszty operacyjne (bez amortyzacji)	(1 773)	(1 740)	-2%
EBITDA	1 363	1 484	9%
Amortyzacja	(636)	(647)	2%
EBIT	727	838	15%

- Wolumen dystrybuowanych gazów w 9M14 o 11% niższy R/R (śr. temperatura o prawie 2°C wyższa), sięgający 6,7mld m³. W samym 3Q14 zmniejszenie o 9% ze względu na wyższe temperatury września: +3°C R/R.
- Saldo przychodów i kosztów z tytułu bilansowania systemu na +70 mln PLN w 9M14, na co złożyło się +342 mln PLN przychodów oraz -272 mln PLN kosztów. W 9M13 wpływ salda wyniósł -114 mln PLN.

Wolumen dystrybuowanych gazów (m m³)



Przychód z usług dystrybucyjnych (m PLN)



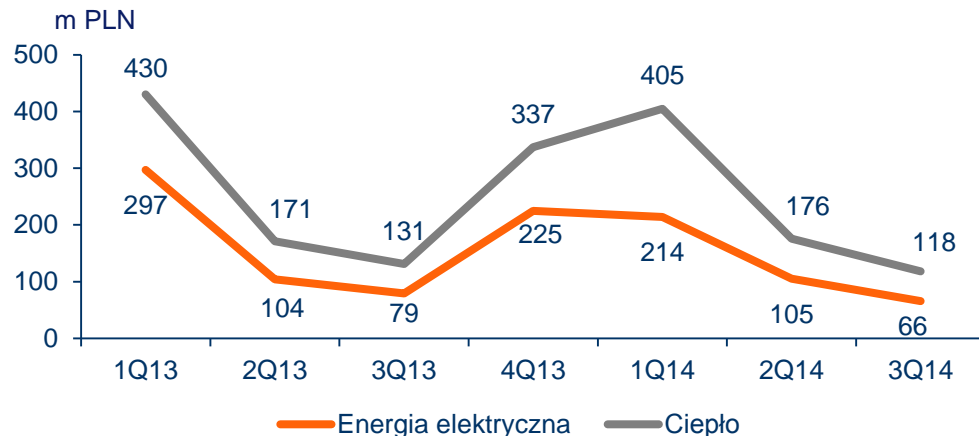
**Stabilne wyniki segmentu
za 9 miesięcy 2014 roku**

Segment – Wytwarzanie

(m PLN)	1-3Q2013	1-3Q2014	Δ%
Przychody	1 445	1 326	-8%
Koszty operacyjne (bez amortyzacji)	(1 098)	(1 017)	-7%
EBITDA	347	309	-11%
Amortyzacja	(250)	(223)	-11%
EBIT	96	86	-11%

- Spadek przychodów ze sprzedaży ciepła o 4% do 699 mln PLN przy wolumenie niższym o 14%, zmitygowany wzrostem taryfy na ciepło od 01.08.14r.
- Obniżenie przychodów ze sprzedaży Ee o 10% do 585 mln PLN przy wolumenie zmniejszonym o 5% oraz obniżonej średniej cenie sprzedaży.
- Ograniczenie kosztów paliw do produkcji ciepła i energii o -117 mln PLN, do 504 mln PLN, ze względu na niższe ceny węgla i mniejsze wolumeny produkcji.

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



Wolumen sprzedaży PGNiG Termika (z produkcji):

- Sprzedaż ciepła na poziomie 23,6 PJ, czyli o -14% mniej R/R (głównie efekt łagodnej zimy w 1Q14).
- Energia elektryczna: -6%, do poziomu 2,42 TWh.

**Niższy wynik segmentu
ze względu na temperaturę**

Koszty operacyjne – 1-3Q2014

(m PLN)	1-3Q2013	1-3Q2014	Δ%
Koszt sprzedanego gazu	(12 812)	(11 495)	-10%
Energia na cele handlowe	(439)	(830)	89%
Zużycie pozostałych surowców i materiałów	(494)	(446)	-10%
Paliwa do produkcji ciepła i energii	(633)	(515)	-19%
Świadczenia pracownicze	(2 115)	(2 004)	-5%
Usługa przesyłowa	(823)	(804)	-2%
Koszt odwiertów negatywnych	(88)	(157)	79%
Pozostałe usługi obce	(981)	(1 064)	8%
Pozostałe przychody i koszty operacyjne netto	(414)	(1 185)	186%
▪ zmiana stanu odpisów	160	(351)	-318%
▪ różnice kursowe i instrumenty pochodne	(120)	(194)	63%
Koszt wytworzenia świadczeń na własne potrzeby	664	667	1%
Koszty operacyjne bez amortyzacji	(18 136)	(17 832)	-2%
Amortyzacja	(1 753)	(1 902)	9%
Koszty operacyjne ogółem	(19 888)	(19 735)	-1%

- Efekt częściowego powiązania kosztów gazu z cenami giełdowymi, które uległy zmniejszeniu o ok. -20% R/R.

- Wzrost obrotu energią elektryczną w PGNiG SA i PST.

- Niższe zużycie i cena jednostkowa węgla z transportem.

- R/R różne okresy księgowania rezerwy i wypłaty nagród rocznych w spółkach Grupy.

- 9 negatów spisanych w 9M14, z czego 1 na szelfie norweskim.

- 41 mln PLN kosztów spisanych badań sejsmicznych w 1H14 (brak tych kosztów w 1-3Q13).

- W tym -490 mln PLN zawiązane w 2Q14 (głównie majątek kopalniany, poszukiwawczy i zapas gazu) oraz +151 mln PLN rozwiązane w 3Q14 (gł. zapas gazu).

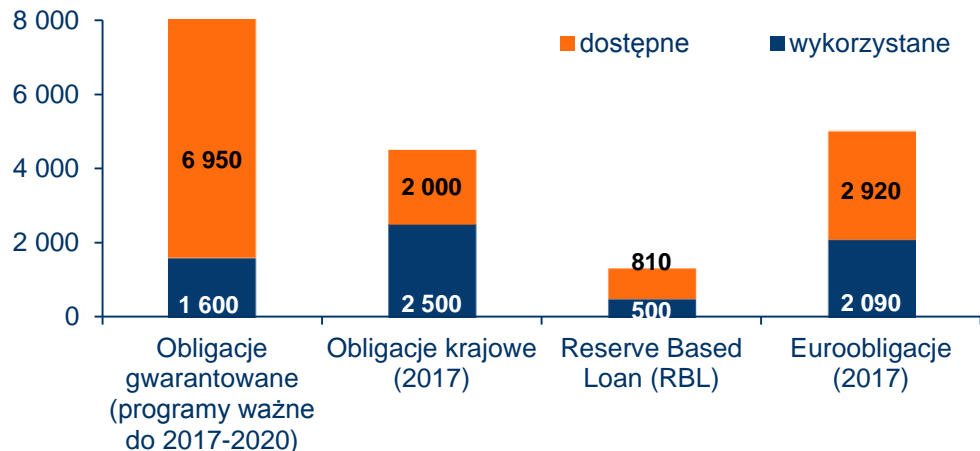
- +179 mln PLN R/R amortyzacji aktywów wydobywczych Skarv (metoda naturalna).

Obniżone koszty operacyjne bez amortyzacji

– skutkiem głównie obniżenia kosztu jednostkowego gazu

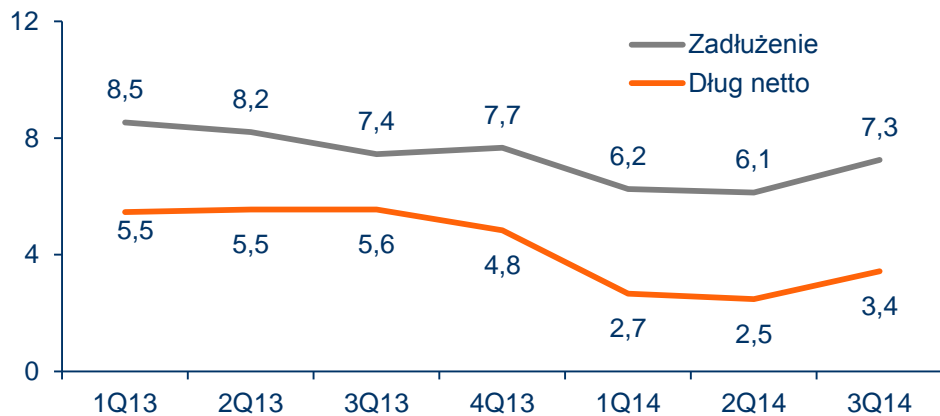
Zadłużenie i źródła finansowania

Źródła finansowania na 30.09.2014r. (m PLN)

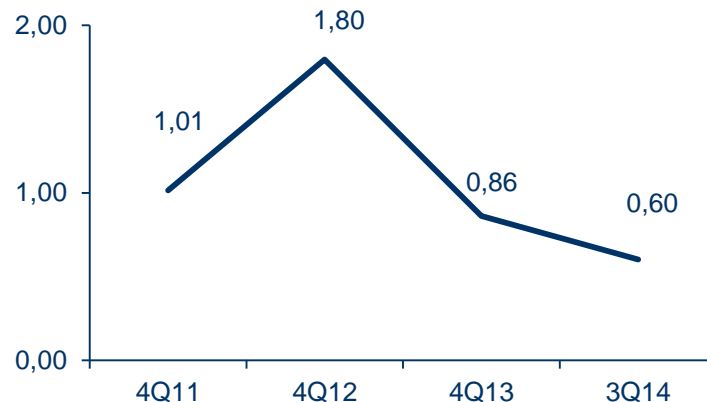


- Optymalizacja źródeł finansowania.
- Dostępne programy na 12,7 mld PLN, w tym 7 mld gwarantowane.
- Zwiększenie zadłużenia netto w 3Q14 ze względu na sezonowe budowanie zapasów gazu i wypłatę dywidendy za 2013r.
- Dług netto / EBITDA za cztery kwartały krocząco: 0,6.

Zadłużenie (mld PLN)



Dług netto / EBITDA



Mocna pozycja finansowa





Slajdy pomocnicze

Segmenty – EBITDA w 3Q2014

(m PLN)	3Q2013	3Q2014	Δ%	Udział w wyniku Grupy
Poszukiwanie i Wydobywanie	1 083	994	-8%	65%
Obrót i Magazynowanie	35	125	261%	8%
Dystrybucja	305	372	22%	24%
Wytwarzanie	27	21	-22%	1%
Pozostałe, eliminacje	(6)	8	-233%	1%
Razem	1 471	1 519	3%	100%

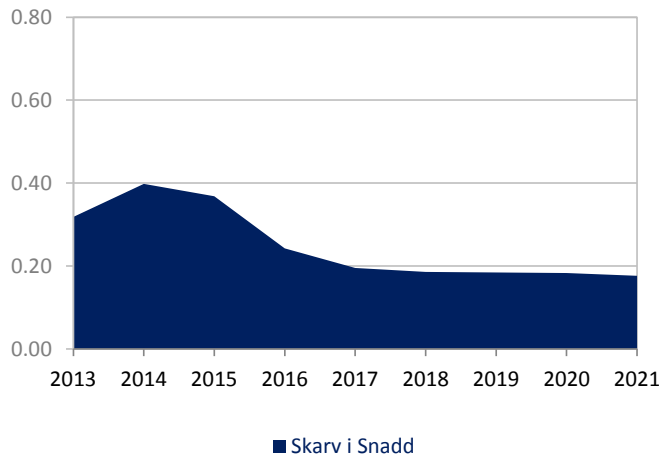
- Niższe przychody ze sprzedaży międzysegmentowej gazu (w tym z Norwegii do PST).
- Niższe ceny ropy naftowej R/R oraz planowy remont kopalni LMG w sierpniu br.
- Ujemna marża -1% na sprzedaży gazu E w 3Q14 wobec -3% w 3Q13.
- +141m PLN rozwiązania odpisu na zapasach gazu.
- Wpływ transakcji zabezpieczających i różnic kursowych w segmencie w 3Q14 na -205m PLN wobec -111m PLN w 3Q13.
- Saldo bilansowania systemu na +58m PLN w 3Q14
- Niewielkie obniżenie przychodów ze sprzedaży ciepła (R/R słabszy wolumen przy wyższej cenie) i Ee (większe wolumeny – łącznie z produkcji i handlu – przy niższych cenach).

Stabilny wynik EBITDA kwartału

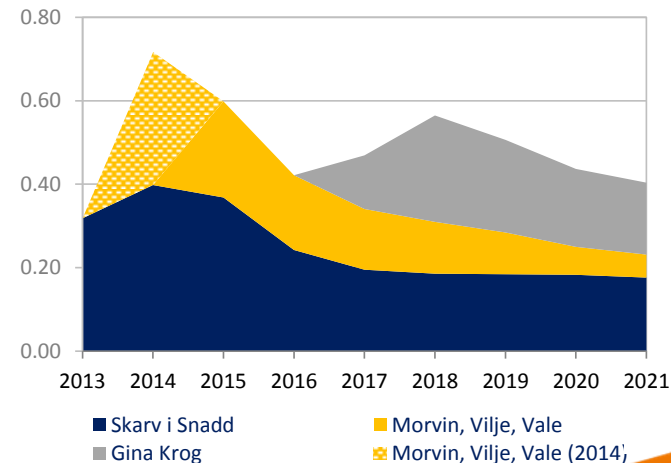
Transakcja PGNiG Upstream International i Total

- Udziały w 3 złożach produkcyjnych oraz w projekcie będącym w fazie zagospodarowania na szelfie norweskim.
- Udokumentowane zasoby wydobywalne (2P) na poziomie ok. 33 milionów boe.
- Cena nabycia to 1,95 mld NOK (dla umownej daty przejścia: 1 stycznia 2014r.).
- Płatność do Total zostanie pomniejszona o przepływy z wyprodukowanych na tych złożach w 2014 roku węglowodorów – około 45% ceny. Do zapłaty pozostanie kwota ok. 1,1 mld NOK, czyli niecałe 0,55 mld PLN.
- Produkcja ze złóż w 2014 roku 320 tys. ton ropy i 90 milionów m³ gazu (8 tys. boe na dobę).
- Średni przyrost produkcji w okresie 2014-20 na poziomie 7 tys. boe na dobę (z czego 76% stanowi ropa naftowa).
- Pozostały okres eksploatacji to średnio 14 lat.
- Doświadczeni partnerzy (Statoil, Total, Centrica, Marathon Oil) i dywersyfikacja produkcji.
- Komplementarne profile: wydobywania i podatkowy z dotychczasowymi projektami (Skarv/Snadd).

Prognoza wydobywania ropy z Norwegii
- **przed** transakcją [mln ton/rok]

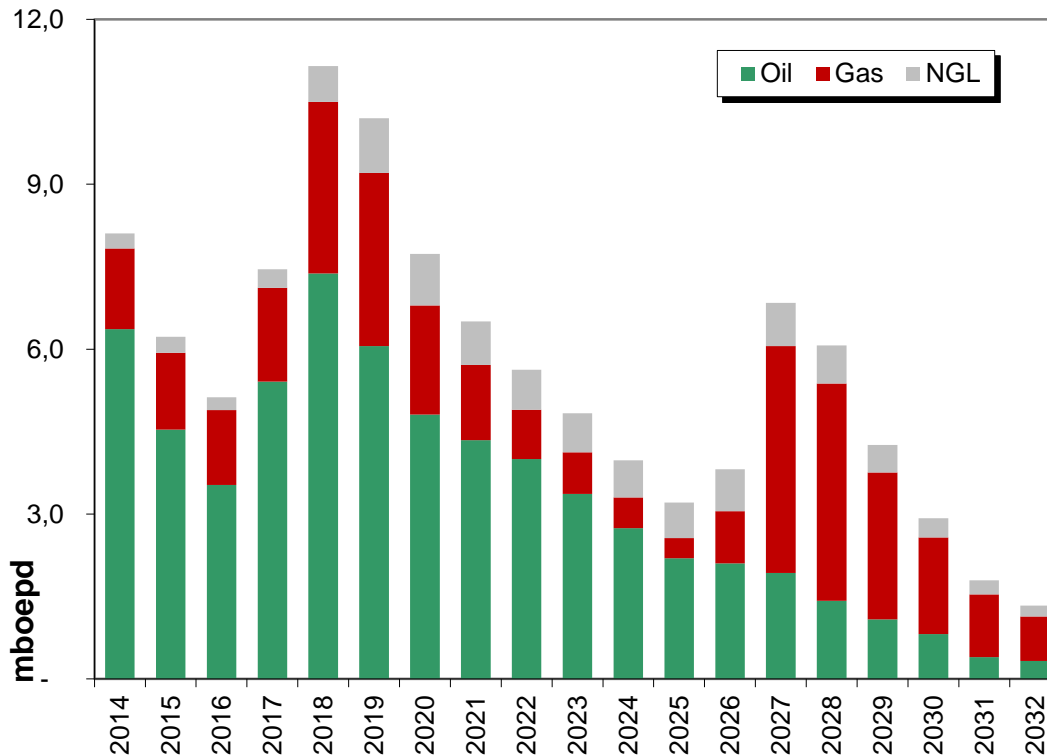


Prognoza wydobywania ropy z Norwegii
- **po** transakcji [mln ton/rok]



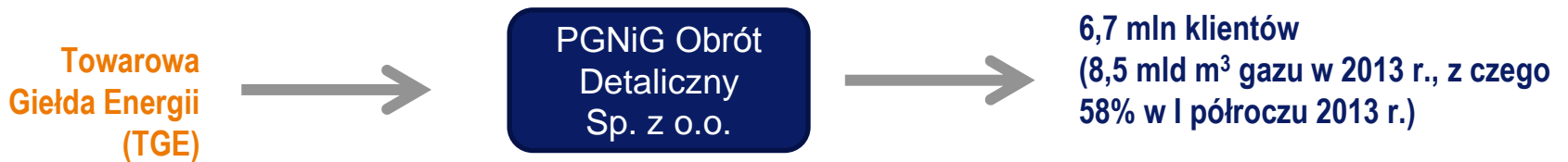
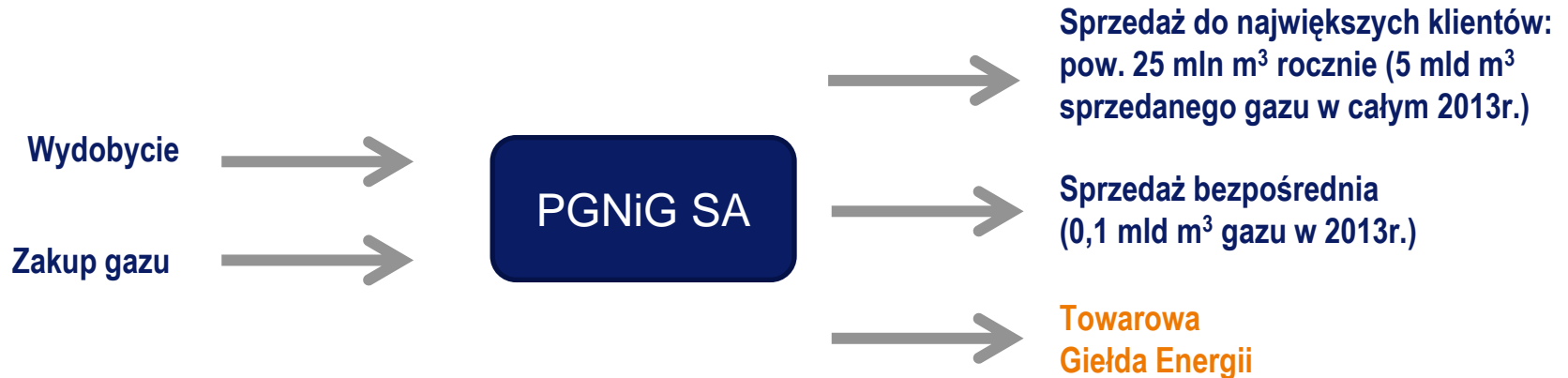
Transakcja PGNiG Upstream International i Total - Oczekiwany profil produkcji

Profil produkcji z przejmowanych aktywów (netto dla PGNiG)



- Transakcja zapewnia długoterminowe utrzymanie zwiększonego poziomu wydobywania przez PGNiG.
- Profil bazuje na długoterminowej prognozie PGNiG sporządzonej w trakcie procesu due diligence.
- Planowane przepływy pieniężne pozwolą na sfinansowanie kosztów i nakładów w ramach przejmowanych aktywów.
- Wzrost wydobywania ropy od 2017 roku jest związany z planowanym uruchomieniem produkcji ze złoża Gina Krog.
- Wzrost wydobywania gazu po 2026 wynika z planowanego zakończenia zatłaczania gazu do złoża Gina Krog.

Obrót i sprzedaż detaliczna gazu wysokometanowego po 1 sierpnia 2014r.



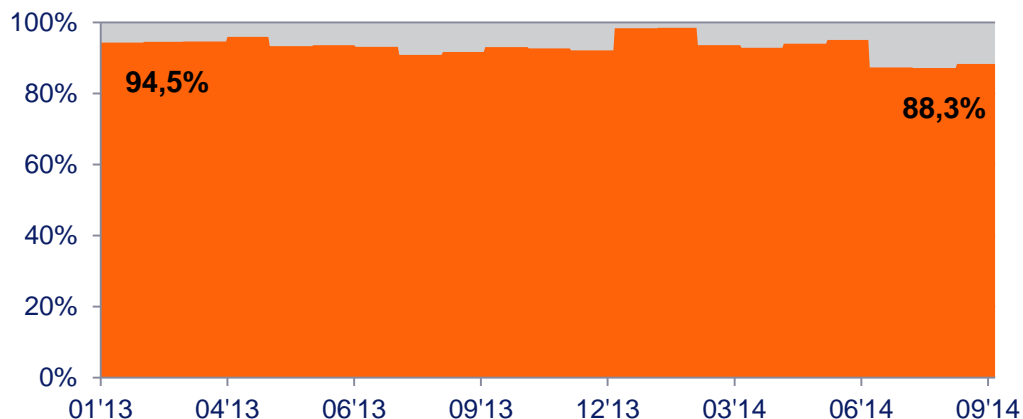
Sprzedaż na TGE realizowana przez PGNiG SA oraz zakupy na TGE przez PGNiG Obrót Detaliczny Sp. z o.o., która rozpoczęła działalność operacyjną 1 sierpnia 2014 roku, **nie podlegają eliminacji w sprawozdaniu skonsolidowanym** i są wykazywane w segmencie Obrót i Magazynowanie.

Wolumeny sprzedaży gazu i zmiany na rynku gazu

Wolumen sprzedaży gazu (m3)	3Q2013	3Q2014	Δ%
Grupa PGNiG	2 967	3 544	19%
PGNiG SA	2 661	2 368	-11%
w tym PGNiG SA poprzez TGE	3	925	-
PGNiG Obrót Detaliczny	0	813	-
PGNiG Sales & Trading	306	363	18%

- 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.
- PGNiG OD sprzedaje również gaz zaazotowany, który pozyskuje w ramach umów bilateralnych (ujęty w tabeli w ekwiwalencie gazu E).

Średniomiesięczny udział PGNiG w imporcie gazu do Polski



- Od stycznia do września br. udział PGNiG w imporcie gazu do Polski obniżył się o 6 punktów procentowych, do 88,3%. Oznacza to wzrost aktywności innych podmiotów na liberalizującym się rynku gazu, w tym odbiorców końcowych wyłączonych z obowiązku dywersyfikacji dostaw oraz utrzymywania zapasu obowiązkowego.
- Dane na wykresie pochodzą z publikowanych przez OGP Gaz-System wolumenów gazu przesyłanych przez interkonektory oraz nominacji PGNiG SA na tych punktach wejścia do systemu przesyłowego.

Liberalizacja rynku gazu wpływa na udział rynkowy PGNiG oraz strukturę sprzedaży

Wolumeny operacyjne

WYDOBYCIE GAZU ZIEMNEGO GK PGNiG									
	(mln m3)								
	Q3 2014	Q2 2014	Q1 2014	FY 2013	Q4 2013	Q3 2013	Q2 2013	Q1 2013	
GAZ WYSOKOMETANOWY (E)	475,2	481,9	478,5	1 890,5	483,1	481,2	483,5	442,7	
w tym w Polsce	361,4	361,6	366,8	1 550,5	383,8	386,8	387,2	392,7	
w tym w Norwegii	113,8	120,3	111,7	340,0	99,3	94,4	96,3	50,0	
GAZ ZAAZOTOWANY (Ls/Lw przeliczony na E)	581,6	650,4	703,7	2 691,8	736,8	618,6	603,9	732,5	
w tym w Polsce	566,9	635,9	689,5	2 666,9	721,8	608,7	603,9	732,5	
w tym w Pakistanie	14,7	14,5	14,2	24,9	15,0	9,9	0,0	0,0	
RAZEM (przeliczony na E)	1 056,8	1 132,3	1 182,2	4 582,3	1 219,9	1 099,8	1 087,4	1 175,2	
Wydobycie razem przeliczone na kboe/d	72,3	78,3	82,6	79,0	83,4	75,2	75,2	82,1	
SPRZEDAŻ GAZU ZIEMNEGO w GK PGNiG									
	(mln m3)								
	Q3 2014	Q2 2014	Q1 2014	FY 2013	Q4 2013	Q3 2013	Q2 2013	Q1 2013	
GAZ WYSOKOMETANOWY (E)	3 250,6	3 077,6	4 520,6	15 005,6	4 132,0	2 731,4	2 964,5	5 177,7	
w tym sprzedaż PST poza GK PGNiG	362,7	444,1	464,7	1 382,8	356,0	306,2	271,4	449,2	
GAZ ZAAZOTOWANY (Ls/Lw przeliczony na E)	293,0	252,7	361,3	1 202,4	350,6	220,1	245,3	386,5	
RAZEM (przeliczony na E)	3 543,6	3 330,3	4 881,9	16 208,1	4 482,6	2 951,5	3 209,8	5 564,2	
IMPORT GAZU ZIEMNEGO przez PGNiG SA									
	(mln m3)								
	Q3 2014	Q2 2014	Q1 2014	FY 2013	Q4 2013	Q3 2013	Q2 2013	Q1 2013	
Razem	2 142,6	2 593,9	2 540,5	10 849,6	2 663,6	2 245,0	2 481,0	3 460,0	
w tym: kierunek wschodni	1 805,0	2 515,2	2 025,5	8 733,7	1 792,7	1 885,0	2 272,0	2 784,0	
ROPA NAFTOWA w GK PGNiG									
	(tys. ton)								
	Q3 2014	Q2 2014	Q1 2014	FY 2013	Q4 2013	Q3 2013	Q2 2013	Q1 2013	
Wydobycie ropy naftowej i kondensatu	304,3	309,8	322,0	1 098,5	309,4	327,3	233,1	228,7	
w tym w Polsce	188,2	183,7	202,7	815,2	215,3	218,1	177,8	204,0	
w tym w Norwegii	116,1	126,1	119,3	283,3	94,1	109,2	55,3	24,7	
Wydobycie razem przeliczone na kbb/d	24,2	25,0	26,2	22,1	24,7	26,1	18,8	18,6	
Sprzedaż ropy naftowej i kondensatu	261,6	372,6	286,6	1 105,5	400,9	255,1	242,9	206,6	
w tym w Polsce	180,9	185,0	201,2	808,7	221,7	212,7	180,3	194,1	
w tym w Norwegii	80,7	187,6	85,4	296,8	179,2	42,4	62,6	12,5	
PGNiG TERMIKA									
	Q3 2014	Q2 2014	Q1 2014	FY 2013	Q4 2013	Q3 2013	Q2 2013	Q1 2013	
Produkcja E.c. netto (sprzedaż) (TJ)	2 866,7	5 336,1	15 433,9	40 174,5	12 530,1	3 367,4	5 765,6	18 511,4	
Produkcja E.e. netto II stopnia (do sprzedaży) (GWh)	386,1	647,6	1 390,2	3 772,2	1 188,9	444,6	613,0	1 525,7	