



# Wyniki finansowe Grupy TAURON za I-III kwartał 2013 r.

14 listopada 2013 r.

## Wyniki Grupy TAURON

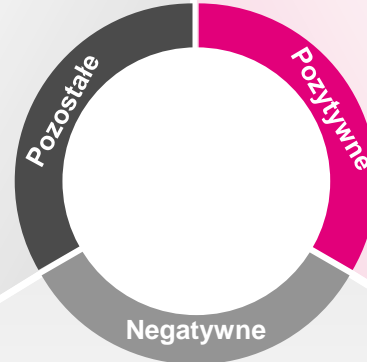
[mln zł]	I-III kw. 2013		III kw. 2013	
Przychody ze sprzedaży	14 209	(-22% r/r)	4 537	(-23% r/r)
EBITDA	2 996	(-3% r/r)	944	(-6% r/r)
Zysk netto	1 261	(-5% r/r)	370	(-16% r/r)
CAPEX	2 368	(+18% r/r)	1 018	(+32% r/r)
Dług netto/EBITDA	1,19	-	1,19	-

## Wyniki wybranych segmentów I-III kw. 2013

[mln zł]	Dystrybucja	Sprzedaż	Wydobycie	Wytwarzanie
Przychody segmentu	4 447	13 301	1 093	3 440
EBITDA	1 696	747	168	121
Zysk netto	1 020	721	89	(262)
CAPEX	1 192	15	173	403

# Podsumowanie III kwartału 2013 r.

- Przedłużenie do 31 grudnia 2013 r. terminu związania ofertą złożoną przez konsorcjum RAFAKO S.A. – MOSTOSTAL WARSZAWA S.A. w ramach postępowania przetargowego na wybór wykonawcy bloku o mocy 910 MW w Elektrowni Jaworzno III
- Unieważnienie przetargu na budowę bloku gazowo-parowego o mocy 135 MW<sub>e</sub> / 90 MW<sub>t</sub> w Katowicach (TAURON Ciepło)



- Wzrost zużycia energii elektrycznej r/r w Polsce w III kwartale 2013 r. o 2,1%
- Uruchomienie farmy wiatrowej Marszewo o mocy 82 MW
- Uruchomienie farmy wiatrowej Wicko o mocy 40 MW

- Podpisanie umowy z ING Bankiem Śląskim, Bankiem Polska Kasa Opieki i BRE Bankiem dotyczącej programu emisji obligacji do kwoty 5 mld zł
  - Podpisanie umów z Bankiem Gospodarstwa Krajowego dotyczących programu emisji obligacji długoterminowych TAURON Polska Energia S.A. do kwoty 1 mld zł
  - Ostateczne rozliczenie programu rekompensat KDT. Łączny wpływ gotówki do TAURON w związku z rozliczeniem KDT to ok. 477 mln zł

- Historyczne minima cenowe kontraktów terminowych z dostawą w 2014 r. (Base Y-14) – ok. 145 zł/MWh. Do końca III kwartału 2013 r. ceny powróciły do poziomu ok. 155 zł/MWh
- Spadek o 4,55% cen sprzedaży energii na II półrocze 2013 r. dla odbiorców w taryfie G

# Farmy wiatrowe Wicko i Marszewo



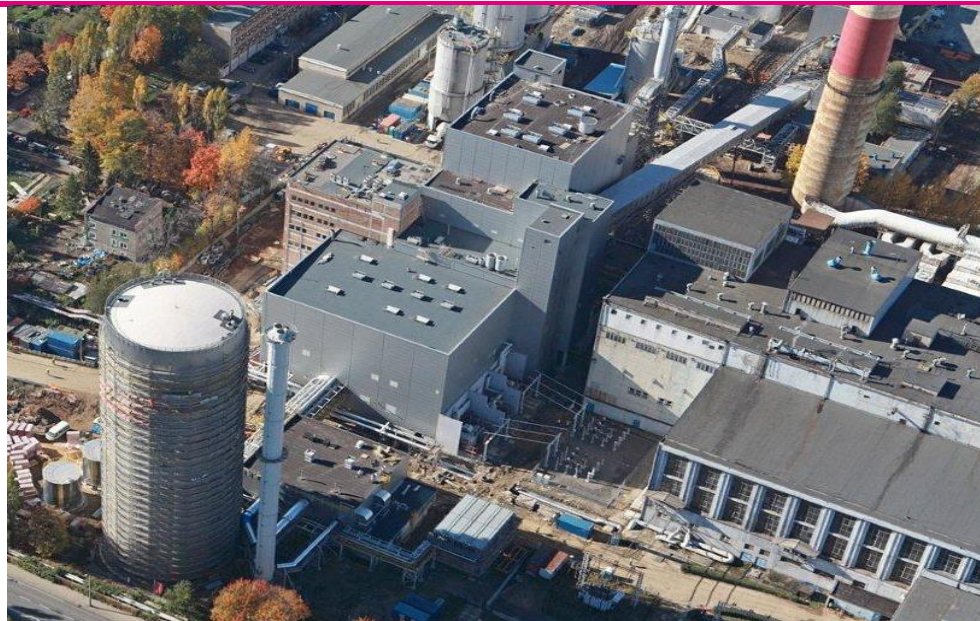
## Wicko (woj. pomorskie)

Moc	40 MW
Liczba turbin	20
Model turbin	Vestas V90, średnica 90 m
Moc turbiny	2 MW
Planowany poziom produkcji:	ok. 87 GWh/rok

## Marszewo (woj. pomorskie)

Moc	82 MW
Liczba turbin	41
Model turbin	Vestas V80, średnica 80 m Vestas V90, średnica 90 m
Moc turbiny	2 MW
Planowany poziom produkcji:	ok. 180 GWh/rok

# Blok 50 Mw<sub>e</sub> /106 MW<sub>t</sub> w Bielsku-Białej

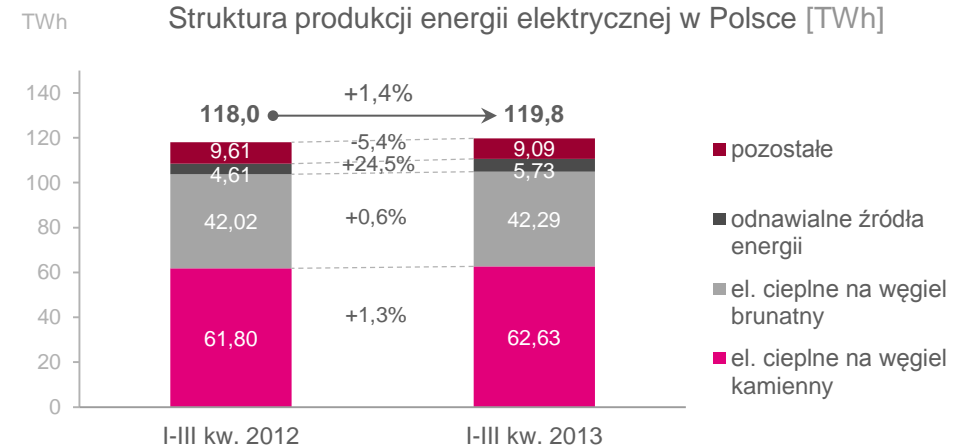
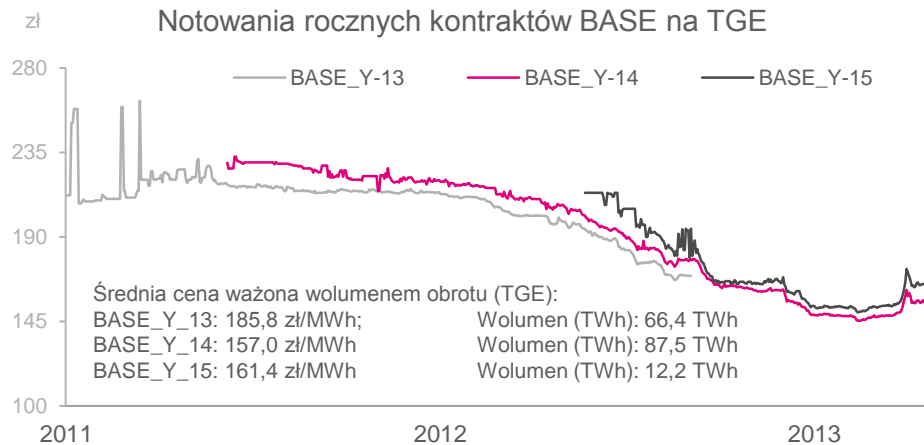
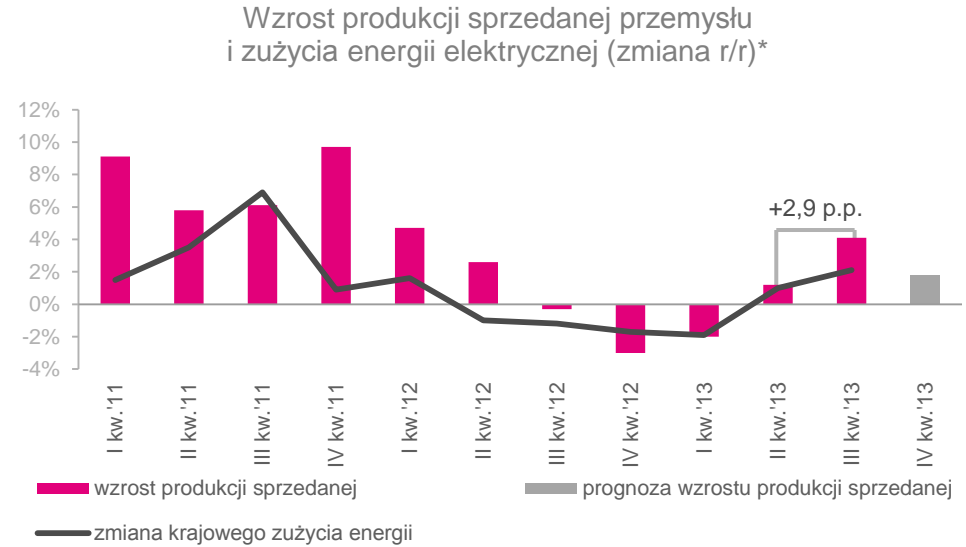
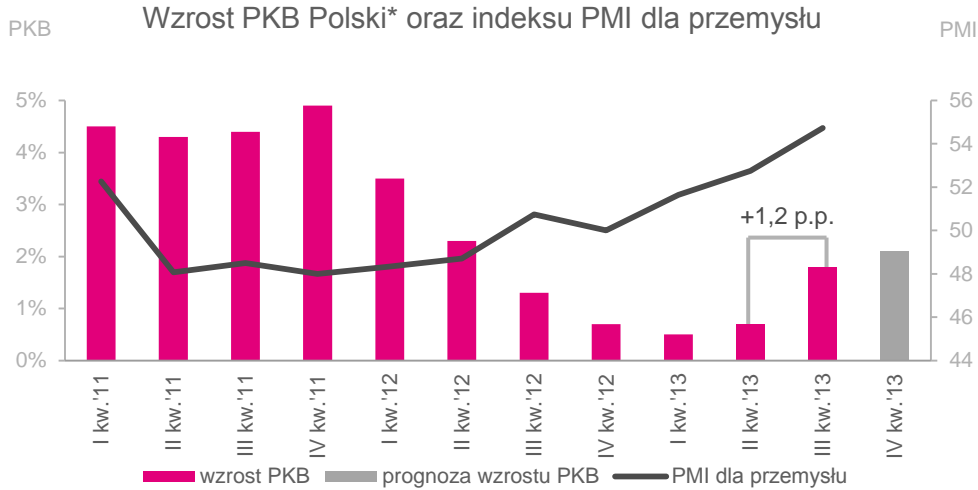


## Bielsko-Biała (woj. śląskie)

Paliwo podstawowe	węgiel kamienny
Moc bloku brutto	50,82 MW <sub>e</sub>
Moc członu ciepłowniczego	106 MW <sub>t</sub>
Sprawność przemiany w energię i ciepło	89,6% (brutto)
Realizacja projektu	2008 – 2013

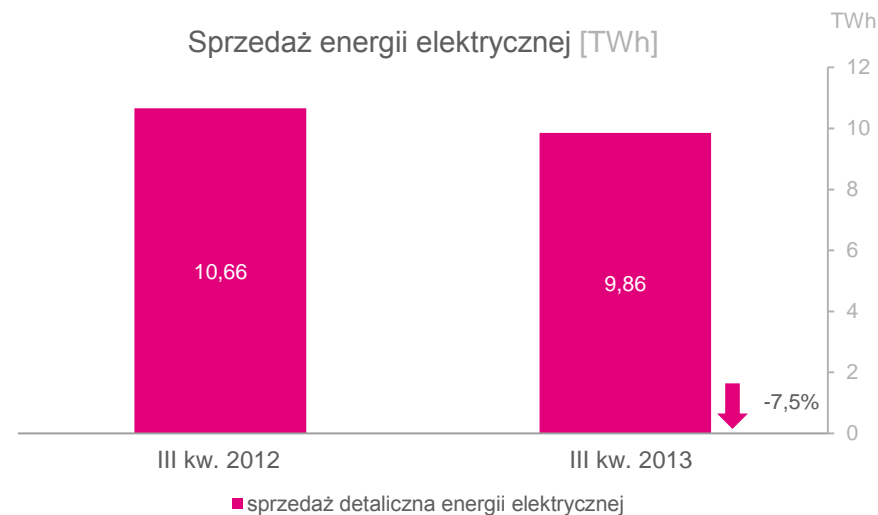
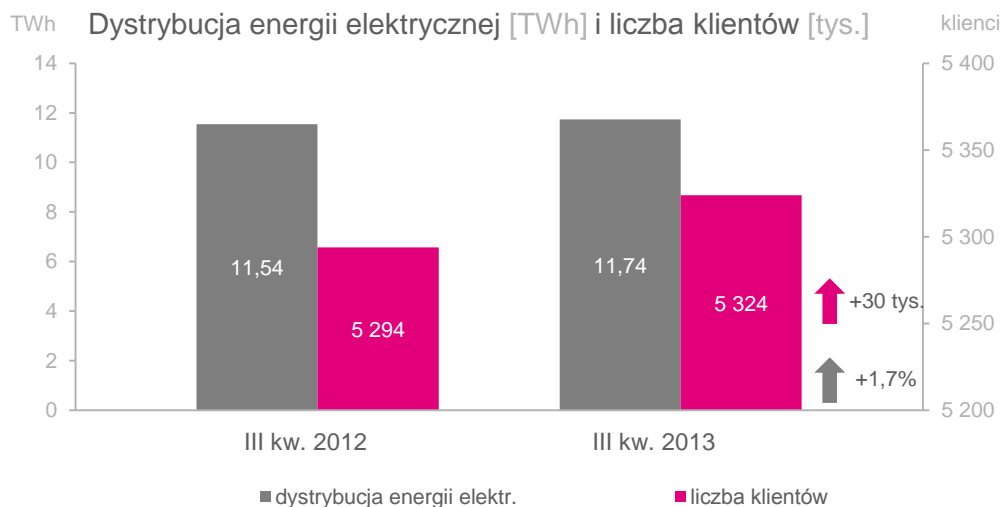
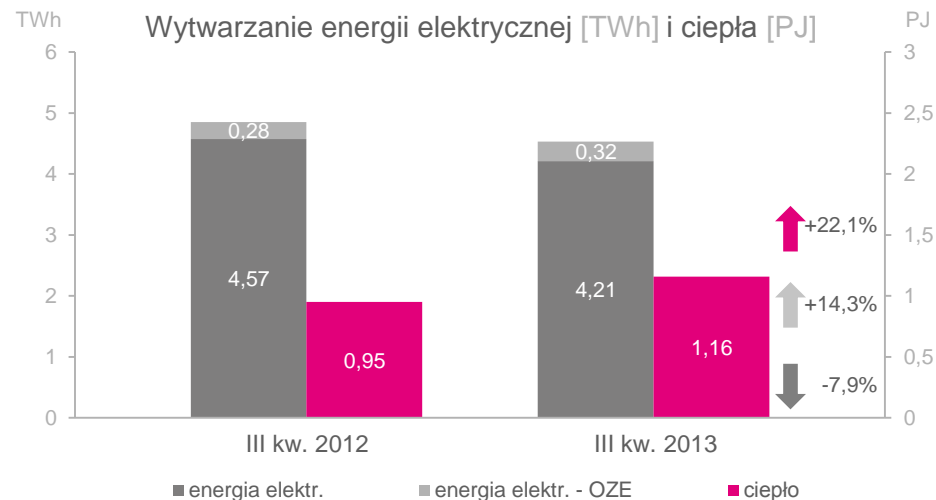
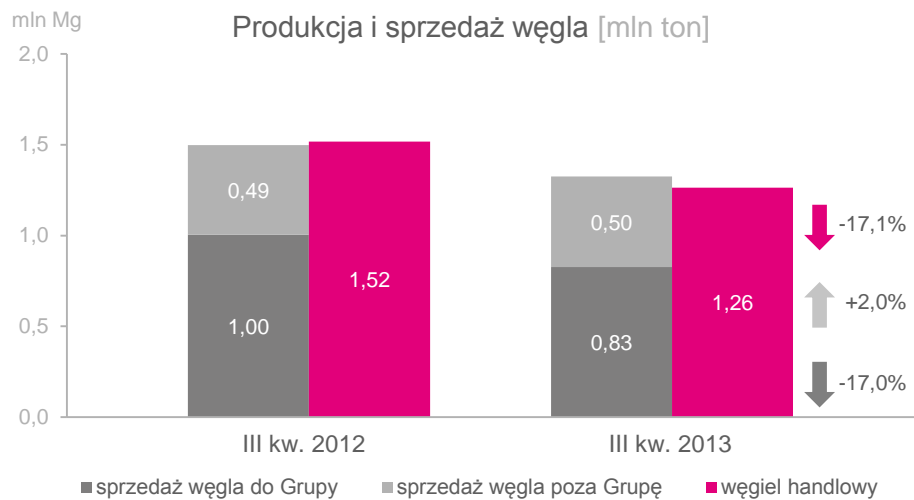
Sprawność wytwarzania	Zwiększona o ok. 26%
Emisja CO <sub>2</sub>	Zmniejszona o ok. 25%
Emisja pyłu	Zmniejszona ponad 17-krotnie
Emisja SO <sub>2</sub>	Zmniejszona 10-krotnie
Emisja NO <sub>x</sub>	Zmniejszona 3-krotnie

# Sytuacja makroekonomiczna i rynkowa

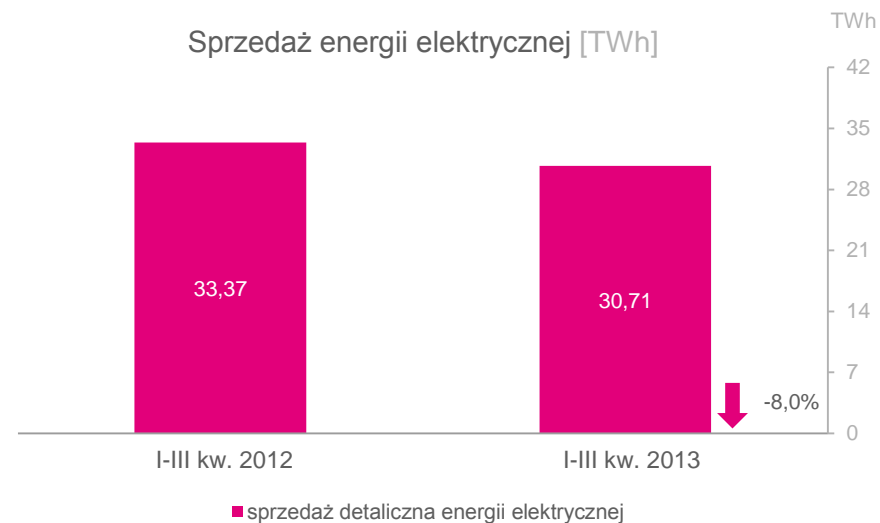
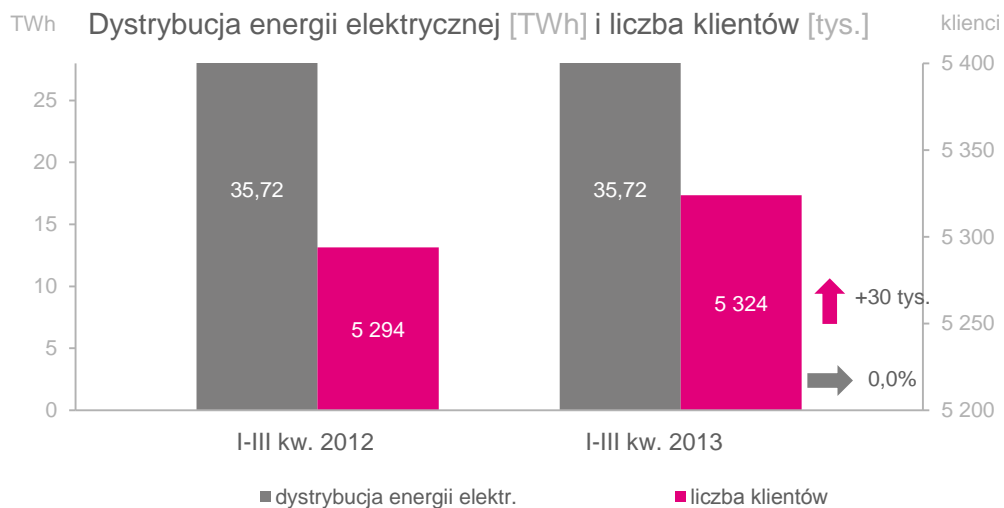
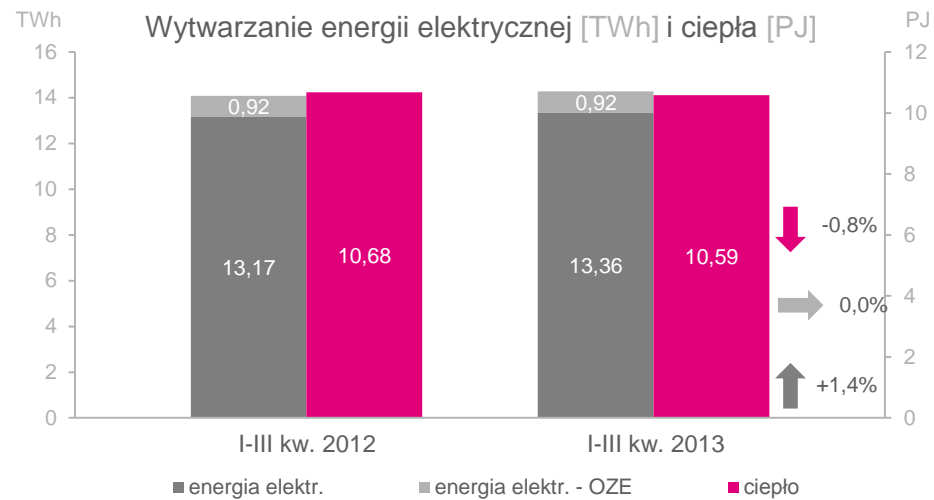
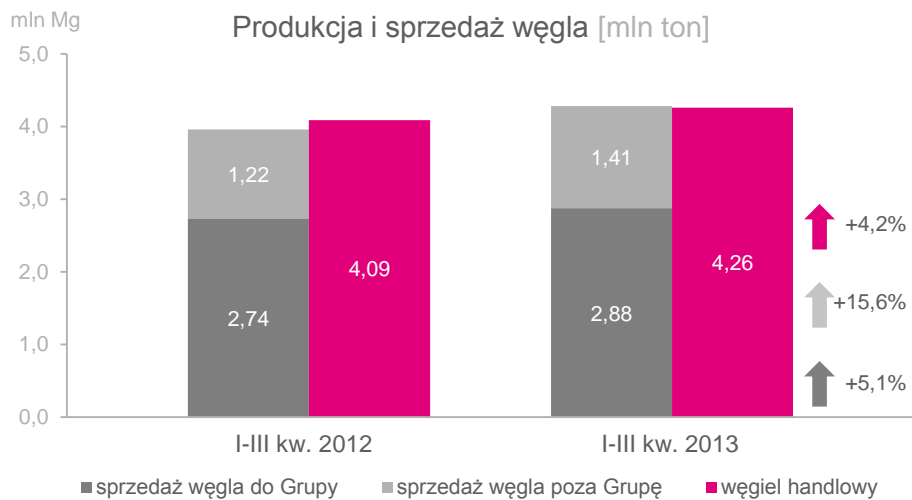


\* Źródło: GUS, IBnGR (prognozy), PSE

# Kluczowe dane operacyjne za III kw. 2013

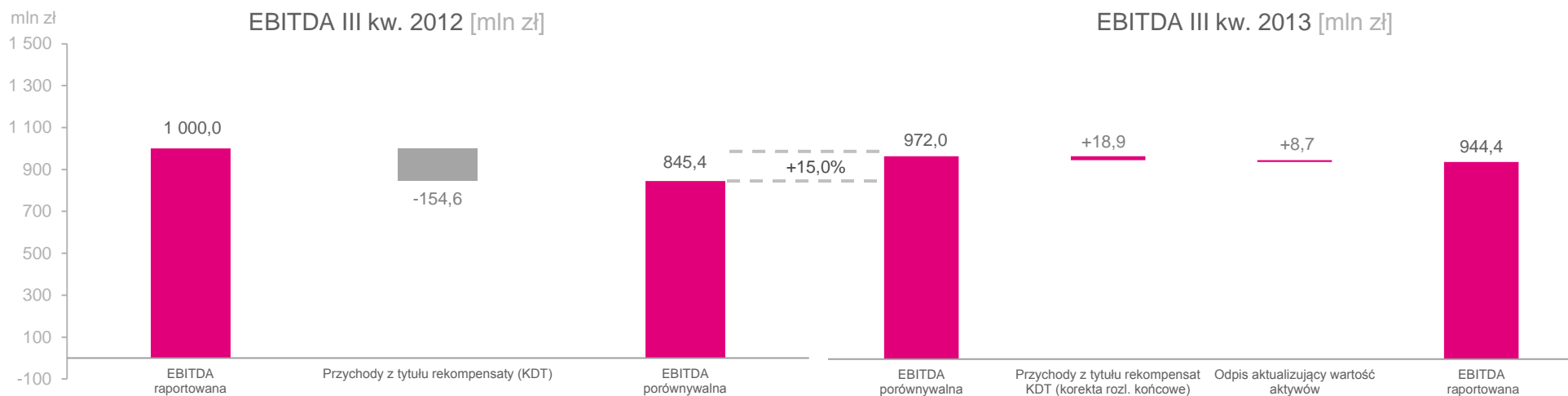
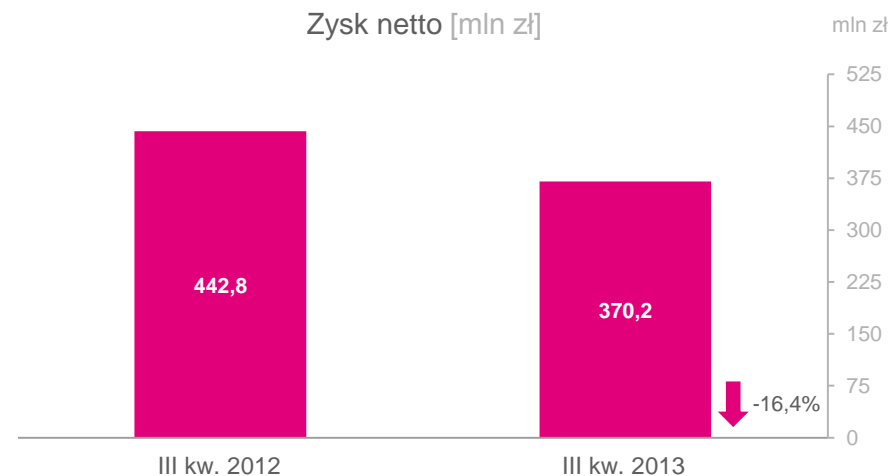
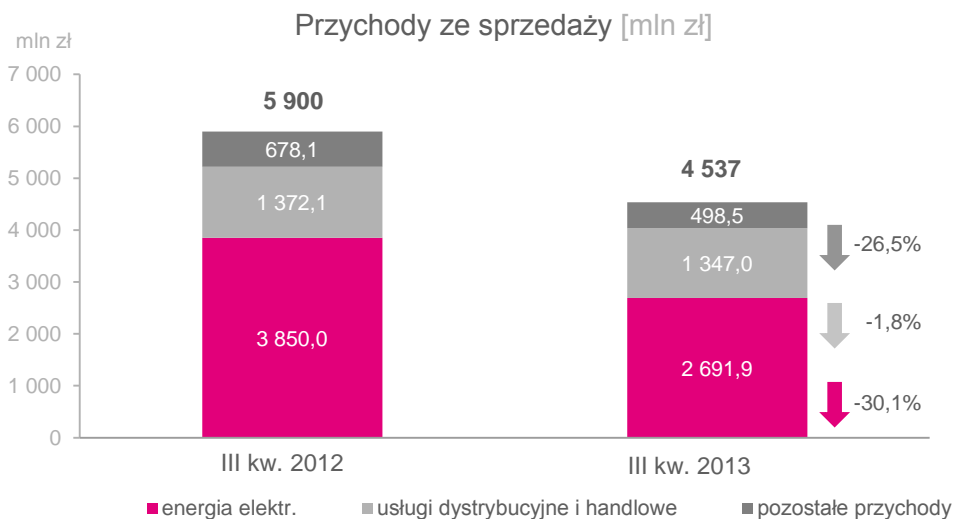


# Kluczowe dane operacyjne w I-III kw. 2013



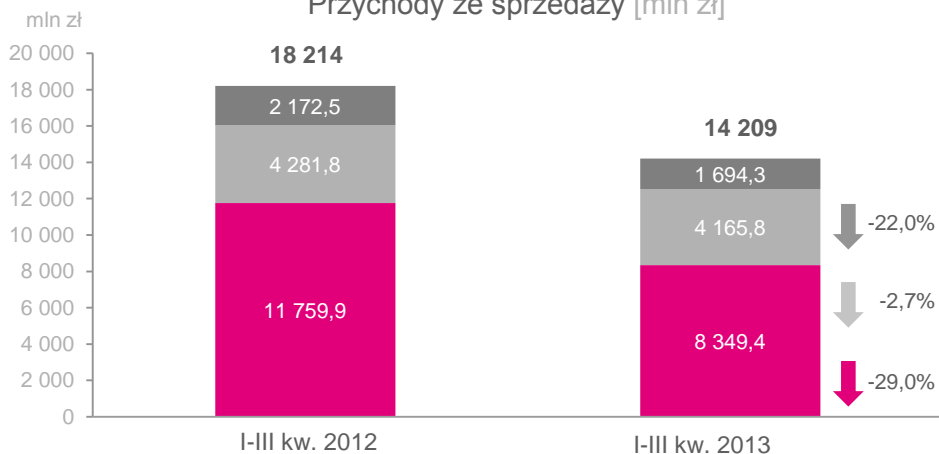


# Podstawowe dane finansowe za III kw. 2013



# Podstawowe dane finansowe w I-III kw. 2013

Przychody ze sprzedaży [mln zł]

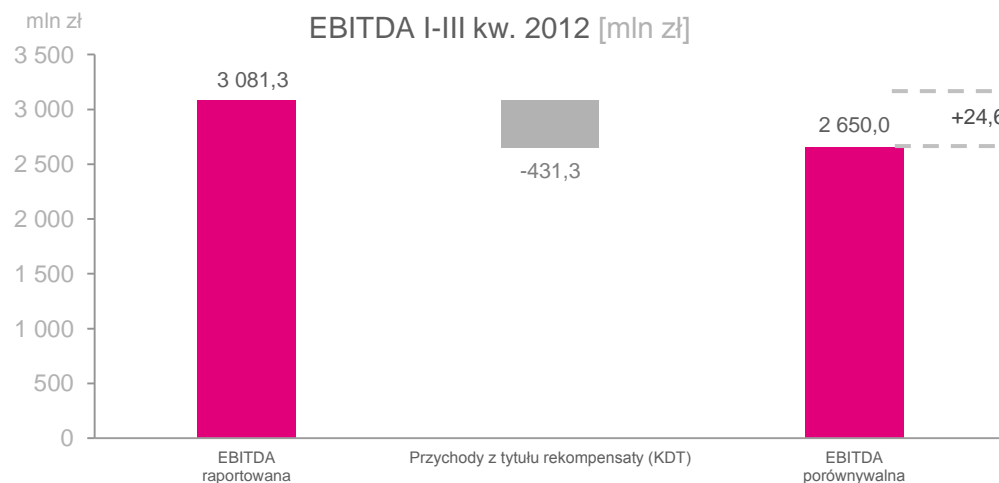


Zysk netto [mln zł]

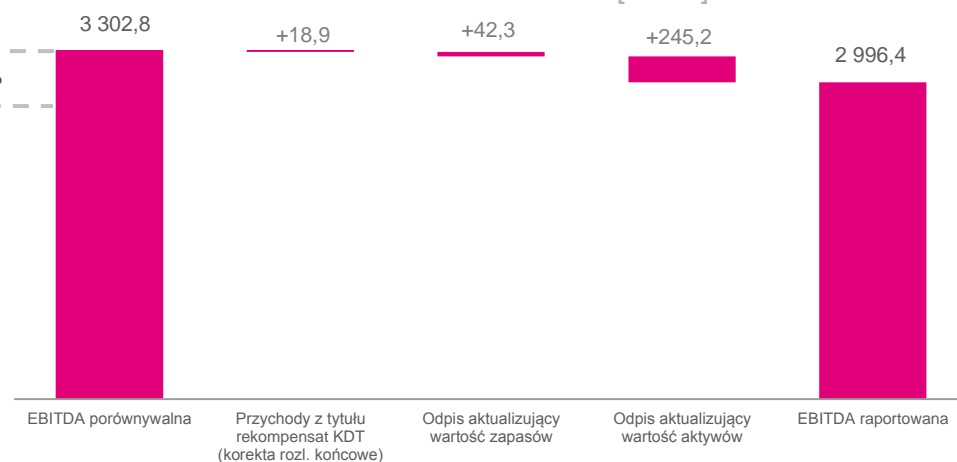


■ energia elektr. ■ usługi dystrybucyjne i handlowe ■ pozostałe przychody

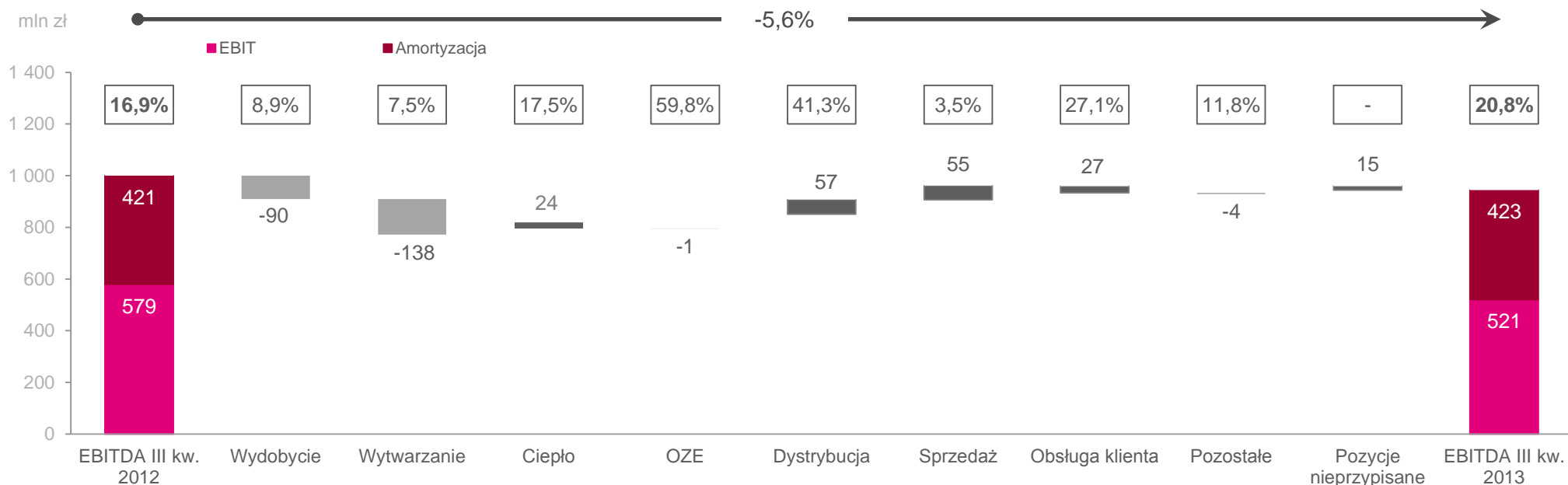
EBITDA I-III kw. 2012 [mln zł]



EBITDA I-III kw. 2013 [mln zł]



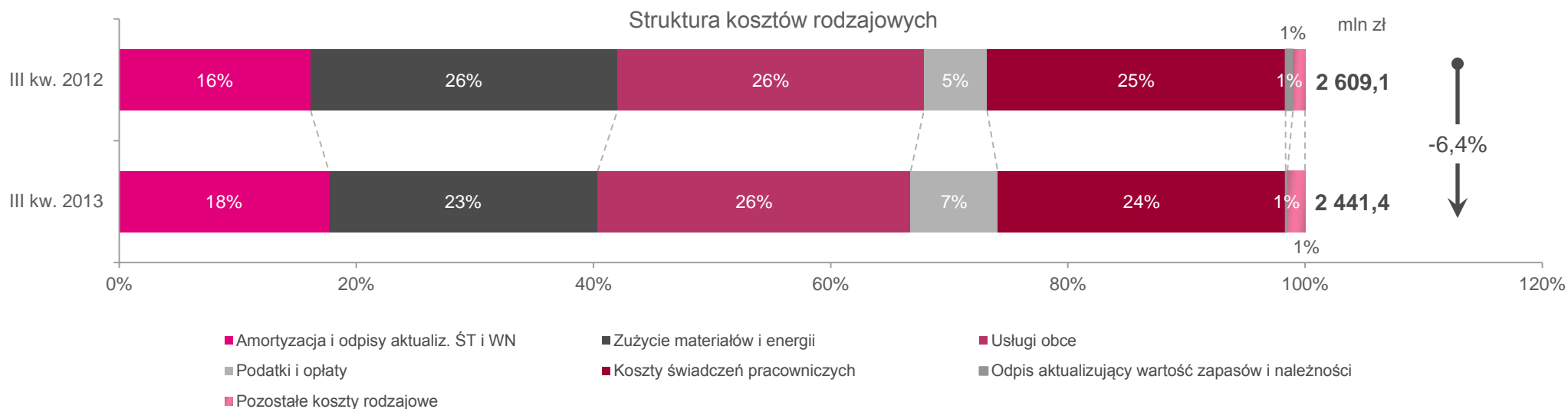
# EBITDA za III kw. 2013



## Najważniejsze czynniki wpływające na wynik EBITDA:

- Segment Wydobywanie – spadek cen węgla na rynku
- Segment Wytwarzanie – brak przychodów z rekompensaty KDT, odpis aktualizujący aktywa oraz niższe ceny energii na rynku hurtowym
- Segment Dystrybucja – spadek jednostkowego kosztu zakupu usług dystrybucyjnych (niższe opłaty przesyłowe, niższy koszt zakupu energii na różnicę bilansową)
- Segment Sprzedaż:
  - spadek kosztów obowiązku umorzenia zielonych certyfikatów (znaczny spadek cen rynkowych zielonych certyfikatów)
  - brak obowiązku umarzania praw majątkowych z kogeneracji
  - utrzymujący się wysoki spread między cenami energii na rynku detalicznym i hurtowym

# Struktura kosztów rodzajowych w III kw. 2013



Spadek kosztów w III kwartale 2013 r. dotyczy głównie:

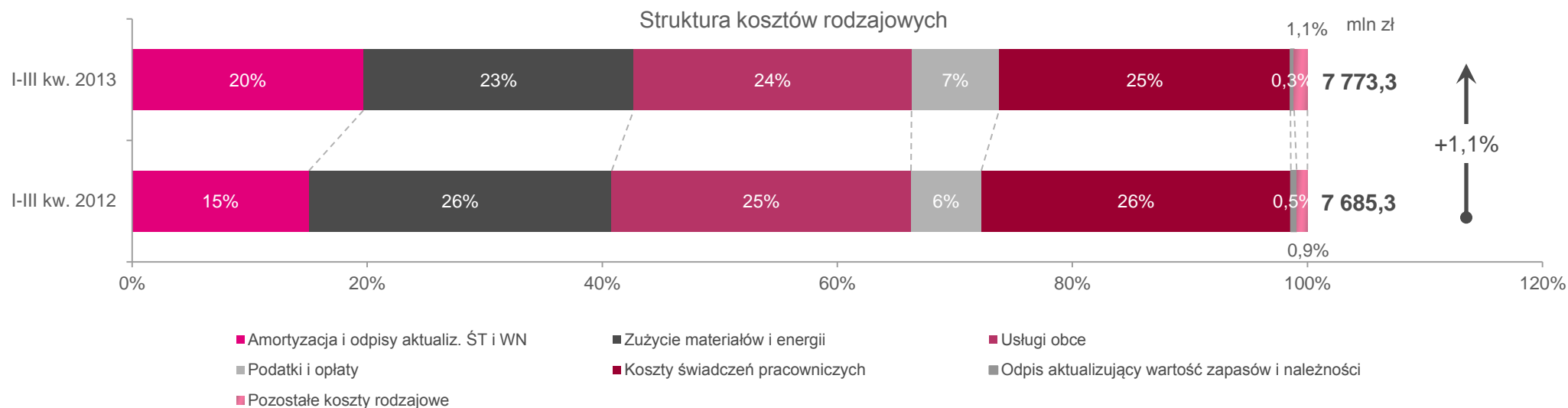
- zużycia materiałów (niższe koszty paliw)
- usług obcych – w tym usług dystrybucyjnych i przesyłowych (obniżenie r/r opłaty przesyłowej OSP)
- kosztów świadczeń pracowniczych – głównie efekt wdrożonych programów PDO i niższego stanu zatrudnienia

Struktura kosztów:

- W III kwartale 2013 r.: koszty zmienne (bez wartości sprzedanych towarów i materiałów) ok. 41%, koszty stałe ok. 59%
- W III kwartale 2012 r.: koszty zmienne ok. 40%, koszty stałe ok. 60%

W III kwartale 2013 r. struktura kosztów nie odbiegała od struktury w analogicznym okresie 2012 r., przy spadku w bieżącym okresie zarówno poziomu kosztów stałych, jak i zmiennych

# Struktura kosztów rodzajowych w I-III kw. 2013



Wzrost kosztów w okresie I-III kwartałów 2013 r. dotyczy głównie:

- amortyzacji (w tym odpis aktualizujący aktywa wytwórcze o wartość ok. 237 mln zł)
- podatków i opłat – koszty utworzonej rezerwy na uprawnienia do emisji CO<sub>2</sub>

Spadek kosztów w okresie I-III kwartałów 2013 r. dotyczy głównie:

- usług obcych – w tym usług dystrybucyjnych i przesyłowych (obniżenie r/r opłaty przesyłowej OSP)
- zużycia materiałów i energii – dzięki niższym kosztom paliw
- kosztów świadczeń pracowniczych – głównie efekt wdrożonych programów PDO i niższego stanu zatrudnienia

Struktura kosztów:

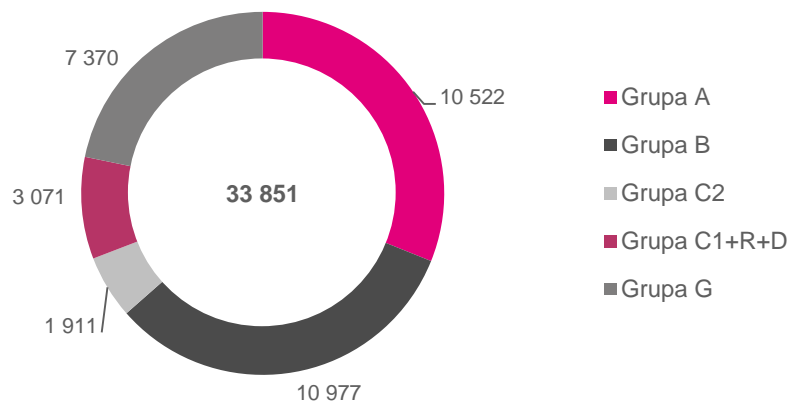
- w okresie I-III kwartałów 2013 r.: koszty zmienne (bez wartości sprzedanych towarów i materiałów) ok. 37%, koszty stałe ok. 63%
- w okresie I-III kwartałów 2012 r.: koszty zmienne ok. 42%, koszty stałe ok. 58%

Zmiana struktury spowodowana przez:

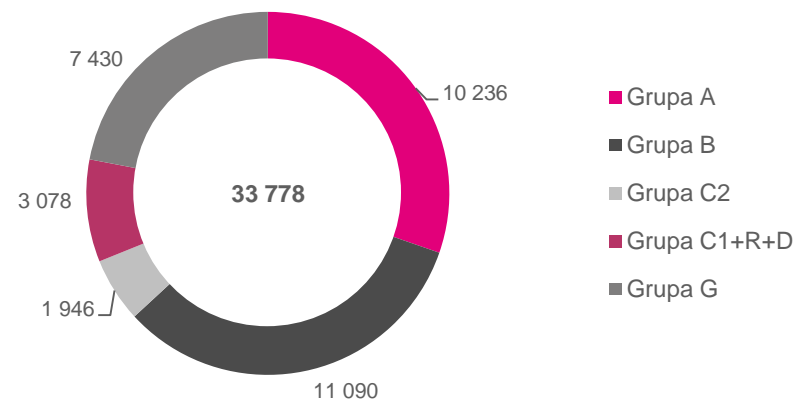
- Segmenty Wytwarzanie i Ciepło: zmniejszenie kosztów zmiennych (niższe koszty paliw), ujęcie odpisu aktualizującego aktywa wytwórcze (w kosztach stałych)
- Segment Dystrybucja: niższe koszty opłaty przesyłowej

# Segment Dystrybucja – kluczowe elementy

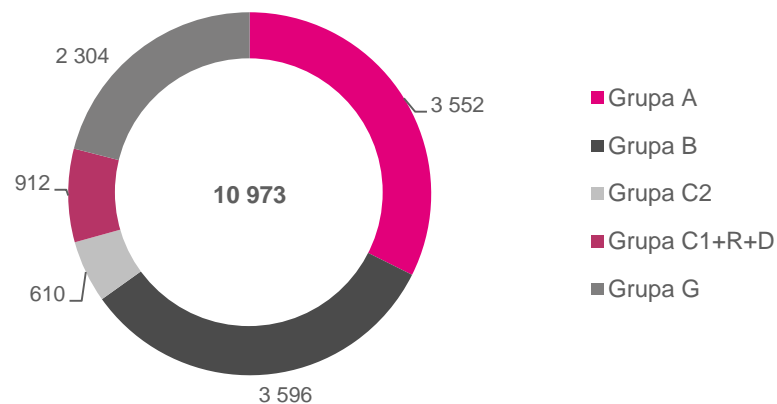
Dystrybucja energii elektrycznej [GWh] w I-III kw. 2012



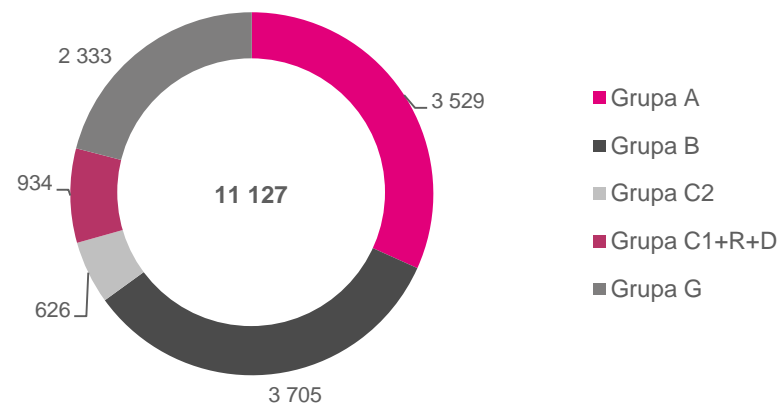
Dystrybucja energii elektrycznej [GWh] w I-III kw. 2013



Dystrybucja energii elektrycznej [GWh] w III kw. 2012

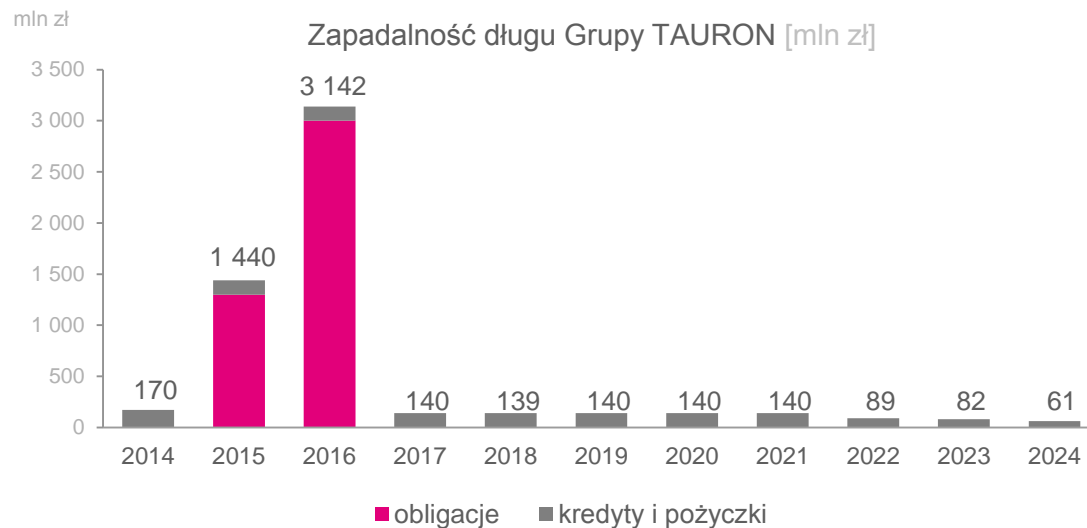


Dystrybucja energii elektrycznej [GWh] w III kw. 2013

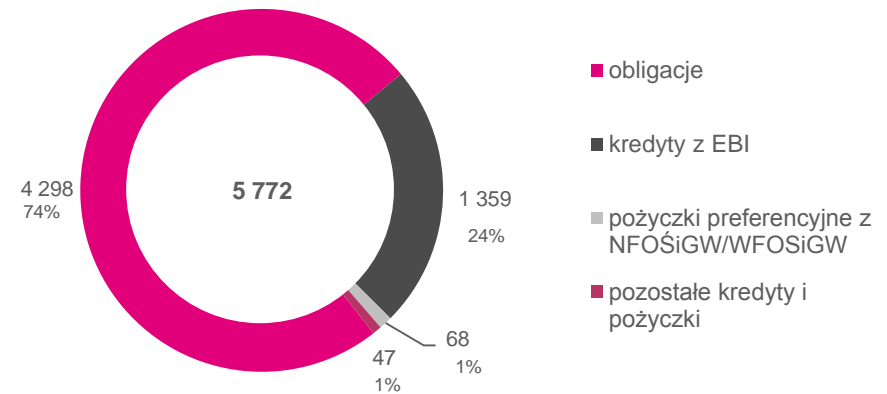


Dane dotyczą dystrybucji energii elektrycznej do odbiorców końcowych

# Zadłużenie i finansowanie

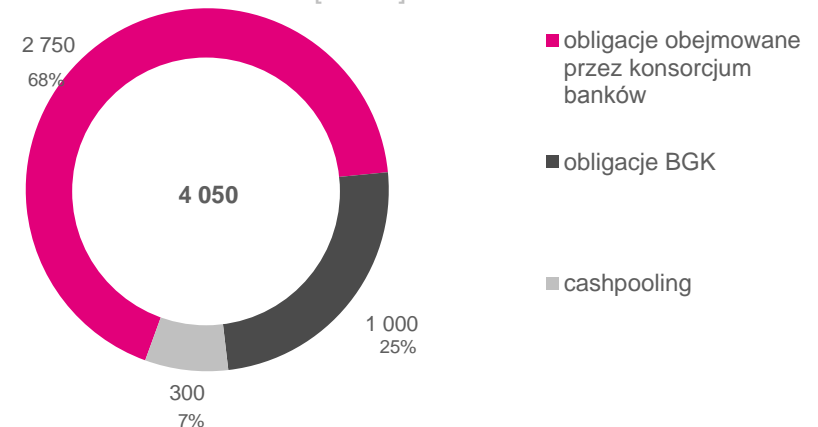


Struktura zadłużenia długoterminowego Grupy TAURON [mln zł]



- zadłużenie długoterminowe na dzień 30 września 2013 r.: 5 772 mln zł
- wskaźnik dług netto / EBITDA: 1,19 (w stosunku do 1,18 na koniec 2012 r.)
- średnioważona zapadalność długu wg stanu na 30 września 2013 r.:
  - bez uwzględnienia obligacji BGK – 42 miesiące
  - z uwzględnieniem obligacji BGK – 55 miesięcy
- dług denominowany w EUR stanowi 0,06% długu ogółem
- struktura długu ze względu na stopę oprocentowania:
  - 24% – stała stopa procentowa, tj. kwota 1 359 mln zł
  - 76% – zmienna stopa procentowa, tj. kwota 4 413 mln zł, w tym:
    - kwota niezabezpieczona – 973 mln zł
    - kwota zabezpieczona – 3 440 mln zł

Kwoty dostępnego finansowania Grupy TAURON [mln zł]

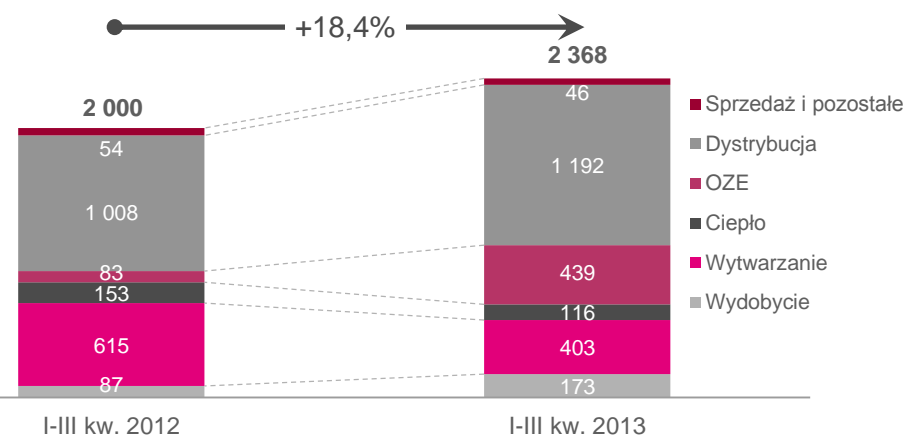


Inwestycja	Typ	Udział TAURON	Moc (MW <sub>t</sub> )	Moc (MW <sub>e</sub> )	Zaawansowanie
Elektrownia Jaworzno III	blok węglowy	100%		910	Trwają przygotowania do podpisania kontraktu z konsorcjum RAFAKO S.A. – MOSTOSTAL WARSZAWA S.A. Planowany termin zakończenia: 2018 r.
Elektrownia Stalowa Wola	blok parowo-gazowy	50%	240	450	Trwają prace budowlane. Planowany termin zakończenia: 2015 r.
ZW Tychy	blok kogeneracyjny	100%	86	50	Podpisano kontrakt z generalnym wykonawcą – Elektrobudowa S.A. Planowany termin zakończenia: 2016 r.
ZW Nowa	turbogenerator TG 50	100%		50	Podpisano kontrakt z generalnym wykonawcą – Control Process S.A. Planowany termin zakończenia: 2015 r.
Elektrownia Jaworzno III	Modernizacja 6 kotłów	100%			Trwają prace modernizacyjne. Zakończono prace na trzech blokach. Planowany termin zakończenia: 2016 r.
Elektrownia Łaziska	modernizacja 4 kotłów	100%			Trwają prace modernizacyjne. Zakończono prace na dwóch blokach. Planowany termin zakończenia: 2015 r.
Wicko	farma wiatrowa	100%		40	Inwestycja zakończona
Marszewo	farma wiatrowa	100%		82	Inwestycja zakończona
Elektrownia Blachownia	blok parowo-gazowy	50%		850	Trwają prace w zakresie optymalizacji projektu
ZW Katowice	blok parowo-gazowy	100%	90	135	Przetarg unieważniono. Podjęto działania mające na celu rezygnację z projektu
<b>Razem</b>			<b>416</b>	<b>2 567</b>	

Główne inwestycje realizowane w okresie I-III kw. 2013 r.:

- Segment Dystrybucja – budowa nowych przyłączy (347 mln zł) oraz modernizacja i odtworzenie majątku sieciowego (747 mln zł)
- Segment OZE – budowa farm wiatrowych Marszewo i Wicko (370 mln zł)
- Segment Wytwarzanie – budowa nowych mocy wytwórczych (110 mln zł) oraz budowa instalacji do obniżenia emisji NO<sub>x</sub> (156 mln zł)
- Segment Wydobywanie – budowa podziemnych wyrobisk oraz zakup urządzeń (171 mln zł)

Nakłady inwestycyjne wg segmentów [mln zł]





# Program oszczędności OPEX

Segment	Oszczędności zrealizowane za 3 kwartały 2013 r.	Oszczędności zaplanowane na lata 2013-2015	% realizacji	Główne inicjatywy
Dystrybucja	93 mln zł	416 mln zł	22%	<ul style="list-style-type: none"> <li>Wdrożenie docelowego modelu biznesowego, eliminacja dublujących się funkcji</li> <li>Zmiana zasad kwalifikowania wydatków do nakładów lub kosztów</li> <li>Optymalizacja różnicy bilansowej</li> <li>Optymalizacja procesów IT</li> <li>Integracja funkcji biznesowych w obszarze serwisu</li> <li>Optymalizacja usług obcych</li> </ul>
Wytwarzanie (w tym OZE)	96 mln zł	387 mln zł	25%	<ul style="list-style-type: none"> <li>Restrukturyzacja zatrudnienia i optymalizacja procesów</li> <li>Ograniczenie remontów dla najmniej efektywnych jednostek</li> <li>Optymalizacja kosztów ogólnozakładowych</li> <li>Outsourcing części funkcji, głównie w obszarze remontów</li> <li>Poprawa sprawności urządzeń, optymalizacja wolumenu produkcji oraz kosztów operacyjnych w elektrowniach wodnych</li> <li>Obniżenie kosztów serwisu i utrzymania ruchu farmy wiatrowej</li> </ul>
Ciepło	15 mln zł	33 mln zł	46%	<ul style="list-style-type: none"> <li>Restrukturyzacja zatrudnienia</li> <li>Ograniczenie strat sprężonego powietrza</li> <li>Restrukturyzacja majątku</li> <li>Optymalizacja kosztów usług obcych</li> <li>Optymalizacja polityki zakupowej</li> </ul>
Wydobycie	10 mln zł	28 mln zł	35%	<ul style="list-style-type: none"> <li>Budowa instalacji wytwarzania azotu</li> <li>Rozbudowa stacji odwadniania mułków</li> <li>Uzdatnianie wody pitnej</li> <li>Aukcje elektroniczne w zamówieniach publicznych</li> <li>Stosowanie wykładki mechanicznej przy drążeniu wyrobisk</li> </ul>
<b>Razem</b>	<b>214 mln zł</b>	<b>864 mln zł</b>	<b>25%</b>	

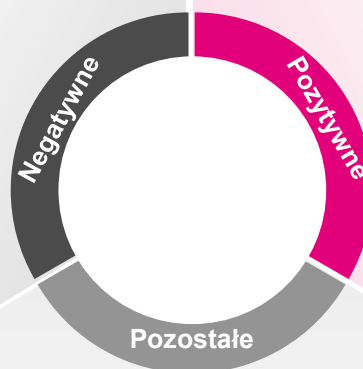
- W I-III kw. 2013 r. do programu dobrowolnych odejść (PDO) przystąpiły 262 osoby. W tym okresie rozwiązano umowę o pracę z 557 osobami (razem 3 051 osób od początku uruchomienia PDO w 2010 r.). Oszczędności wynikające z ograniczenia zatrudnienia, pomniejszone o koszty poniesione na ich uzyskanie, ujęto w kwotach zaprezentowanych w poszczególnych segmentach.
- Nie przewiduje się zagrożenia realizacji planu na 2013 r.
- Struktura oszczędności za I-III kw. 2013 r.: 59% przypada na restrukturyzację zatrudnienia, 41% przypada na pozostałe inicjatywy
- Szacowana struktura oszczędności w perspektywie 2013-2015: 73% przypada na restrukturyzację zatrudnienia, 27% przypada na pozostałe inicjatywy

# Podsumowanie – kluczowe czynniki

Szacowany spadek WACC na 2014 r.  
do poziomu 7,2-7,3%

Wprowadzenie mechanizmów rynku mocy:  
- od 2014 r. rezerwa operacyjna  
- od 2016 r. interwencyjna rezerwa zimna

Znaczący spadek rynkowych  
cen energii



Szansa na obniżenie cen węgla  
kamiennego w dostawach na rok  
2014

Zamiar pozyskania finansowania dłużnego  
z rynku w 2014 r. (pod warunkiem  
podpisania kontraktu na budowę bloku  
w Elektrowni Jaworzno III)

Podpisanie kontraktu na budowę bloku  
o mocy 910 MW w Elektrowni Jaworzno III

Niniejsza prezentacja ma charakter wyłącznie informacyjny i nie należy jej traktować jako porady inwestycyjnej.

Niniejsza prezentacja została sporządzona przez TAURON Polska Energia S.A. („Spółka”).

Spółka ani żaden z jej podmiotów zależnych nie ponoszą odpowiedzialności z tytułu jakiegokolwiek szkody wynikającej z wykorzystania niniejszej prezentacji lub jej treści albo powstałej w jakikolwiek inny sposób związany z niniejszą prezentacją.

Odbiorcy niniejszej prezentacji ponoszą wyłączną odpowiedzialność za własne analizy i oceny rynku oraz sytuacji rynkowej Spółki i potencjalnych wyników Spółki w przyszłości, dokonane w oparciu o informacje zawarte w niniejszej prezentacji.

W zakresie, w jakim niniejsza prezentacja zawiera stwierdzenia dotyczące przyszłości, a w szczególności słowa „projektowany”, „planowany”, „przewidywany” i podobne wyrażenia (łącznie z ich zaprzeczeniami), stwierdzenia te wiążą się ze znanym i nieznanym ryzykiem, niepewnością oraz innymi czynnikami, których skutkiem może być to, że rzeczywiste wyniki, sytuacja finansowa, działania i osiągnięcia Spółki albo wyniki branży będą istotnie różnić się od jakichkolwiek przyszłych wyników, działań lub osiągnięć wyrażonych w takich stwierdzeniach dotyczących przyszłości.

Ani Spółka ani żaden z jej podmiotów zależnych nie są zobowiązane zapewnić odbiorcom niniejszej prezentacji jakichkolwiek dodatkowych informacji ani aktualizować niniejszej prezentacji.

## Biuro Relacji Inwestorskich

Marcin Lauer

[marcin.lauer@tauron-pe.pl](mailto:marcin.lauer@tauron-pe.pl)

tel. + 48 32 774 27 06

Paweł Gaworzyński

[pawel.gaworzynski@tauron-pe.pl](mailto:pawel.gaworzynski@tauron-pe.pl)

tel. + 48 32 774 25 34

Magdalena Wilczek

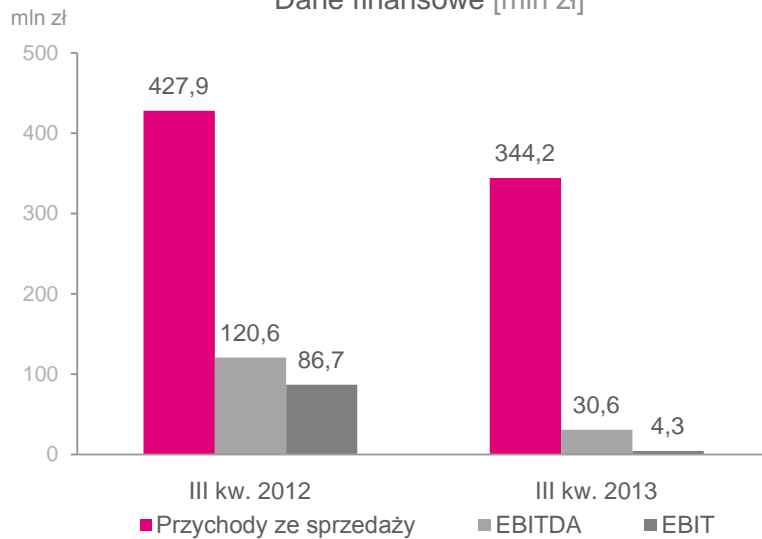
[magdalena.wilczek@tauron-pe.pl](mailto:magdalena.wilczek@tauron-pe.pl)

tel. + 48 32 774 25 38

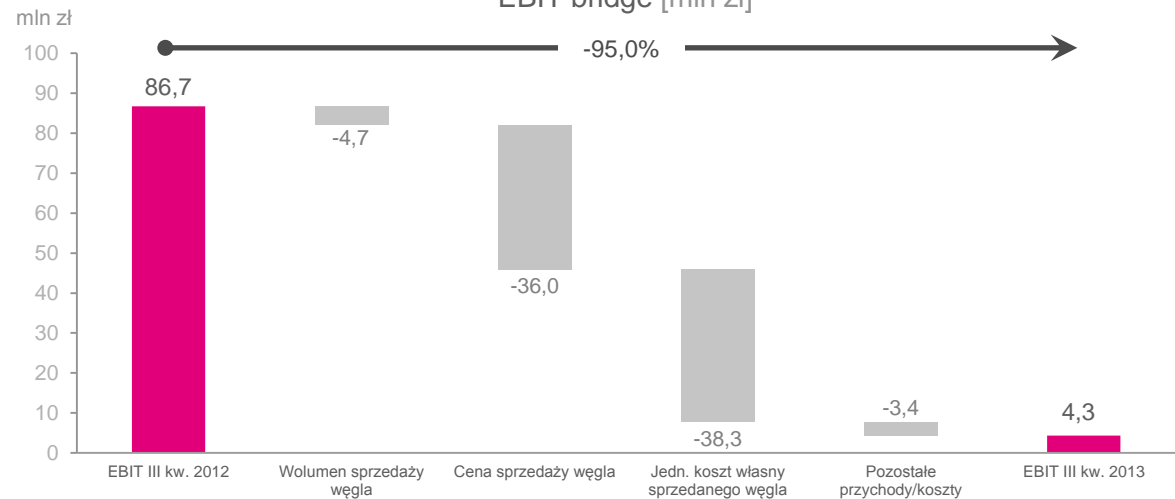


# Segment Wydobywanie

Dane finansowe [mln zł]



EBIT bridge [mln zł]



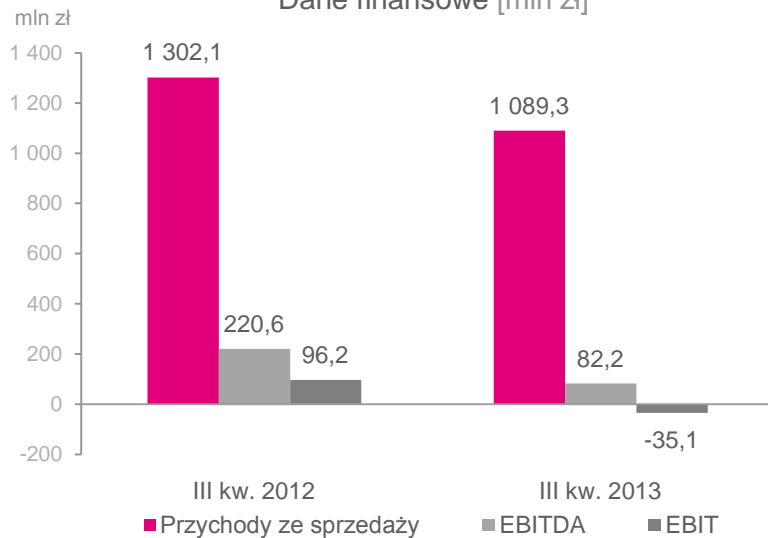
- niższa średnia cena sprzedaży węgla, głównie spadek ceny miałów sprzedawanych wewnątrz Grupy
- spadek wolumenu sprzedaży węgla (-11,3% Q/Q) jako konsekwencja spadku produkcji (-17,1% Q/Q)
- koszty wytworzenia węgla na poziomie analogicznego okresu ubiegłego roku – w odniesieniu do niższej sprzedaży wzrost kosztów w przeliczeniu na tonę sprzedanego węgla

Produkcja węgla handlowego [mln ton]

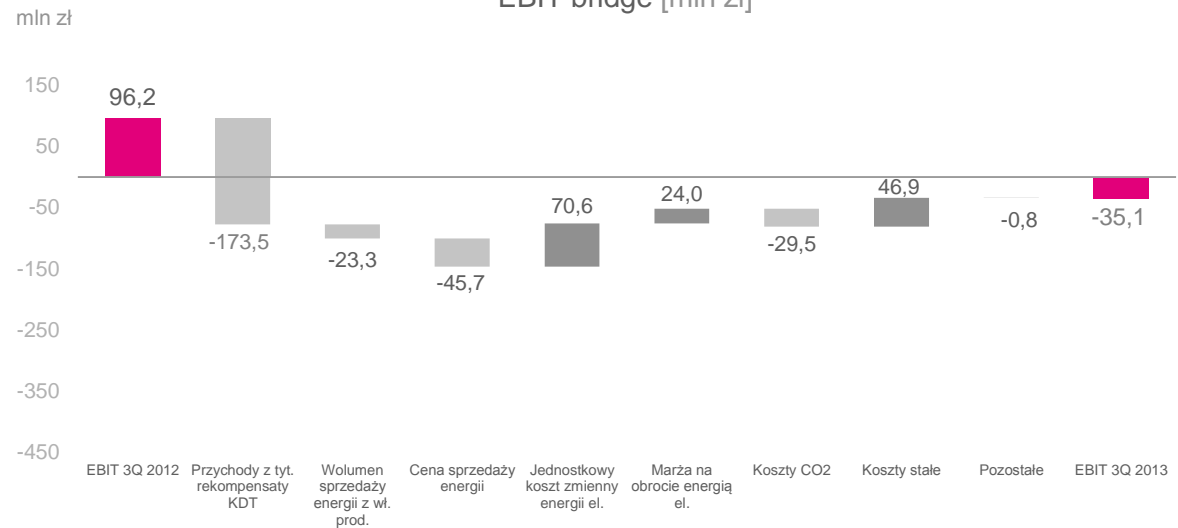


# Segment Wytwarzanie (źródła konwencjonalne)

Dane finansowe [mln zł]



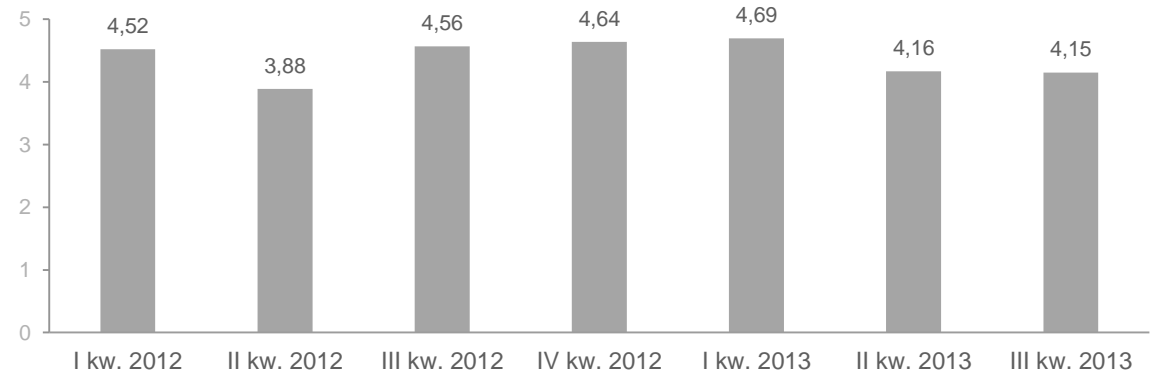
EBIT bridge [mln zł]



- brak przychodów z KDT (w III kw. 2012: 154,6 mln zł. Jednocześnie w III kw. 2013, w związku z decyzją Prezesa URE odnośnie wysokości korekty końcowej kosztów osieroconych, rozpoznano korektę przychodów na kwotę 18,9 mln zł)
- spadek wolumenu i ceny sprzedaży energii elektrycznej
- ujęcie kosztów rezerwy na niedobór uprawnień CO<sub>2</sub>
- pozytywny wpływ pozostałych czynników operacyjnych (marża na obrocie energią elektryczną, jednostkowy koszt zmienny wytwarzania i koszty stałe)

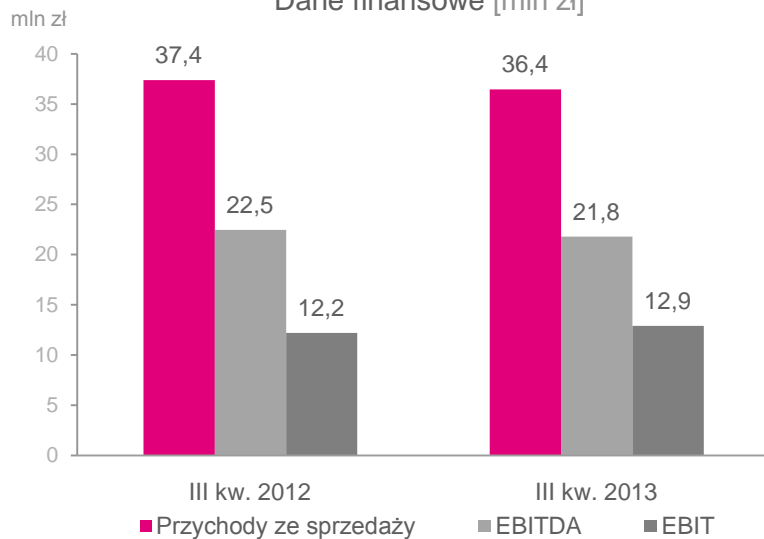
TWh

Produkcja energii elektrycznej [TWh]

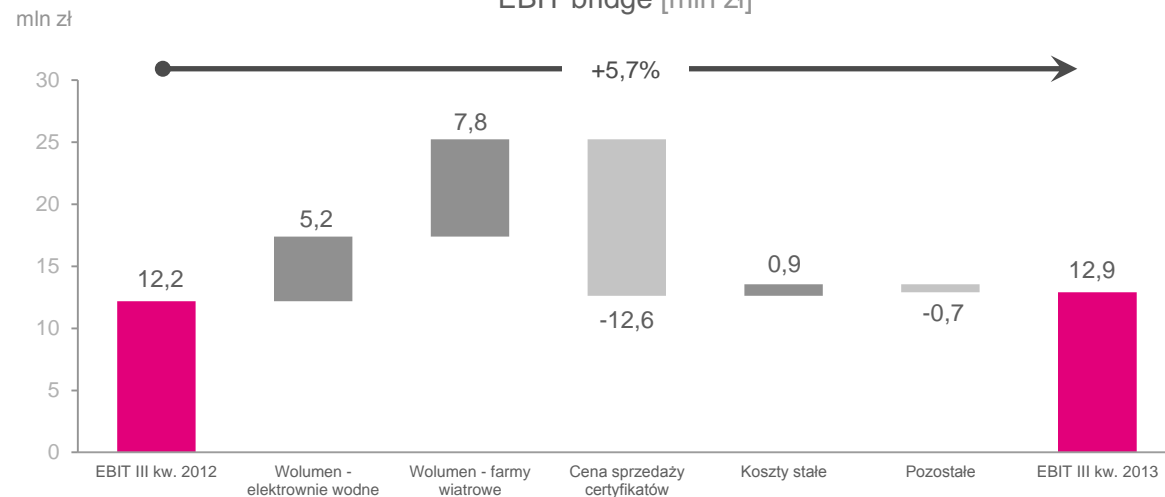


# Segment Odnawialne Źródła Energii (OZE)

Dane finansowe [mln zł]

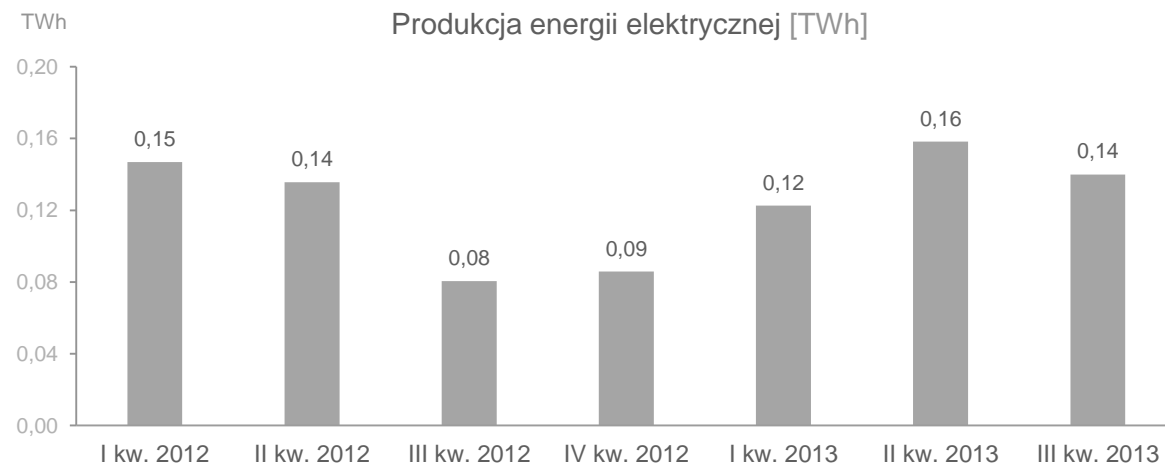


EBIT bridge [mln zł]



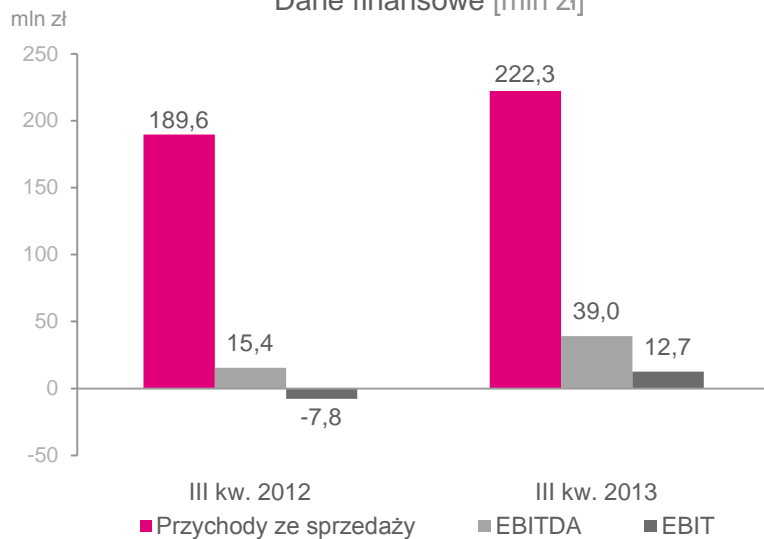
- wyższa produkcja el. wodnych (korzystne warunki hydrologiczne)
- wyższa produkcja farm wiatrowych (rozruch FW Wicko i Marszewo)
- niższa cena sprzedaży zielonych certyfikatów

Produkcja energii elektrycznej [TWh]

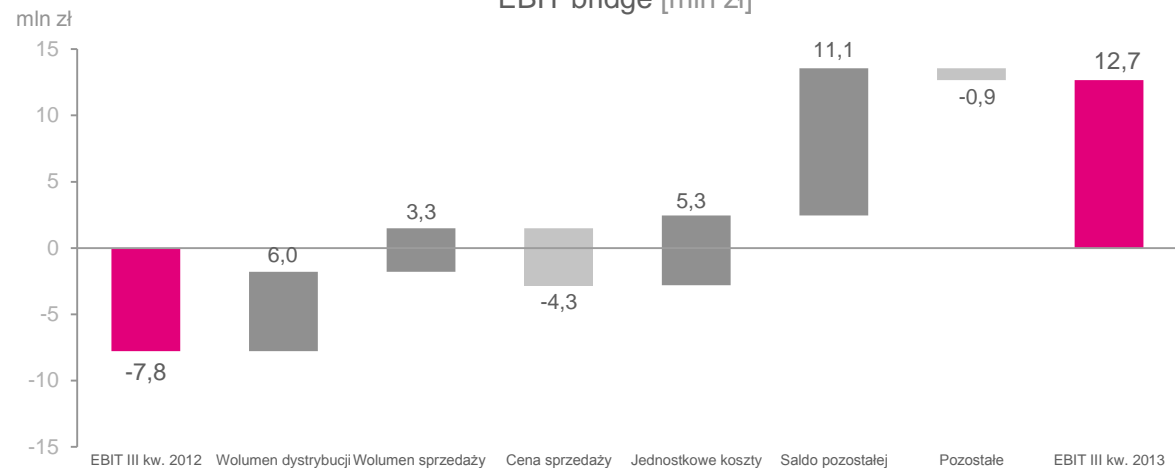


# Segment Ciepło

Dane finansowe [mln zł]

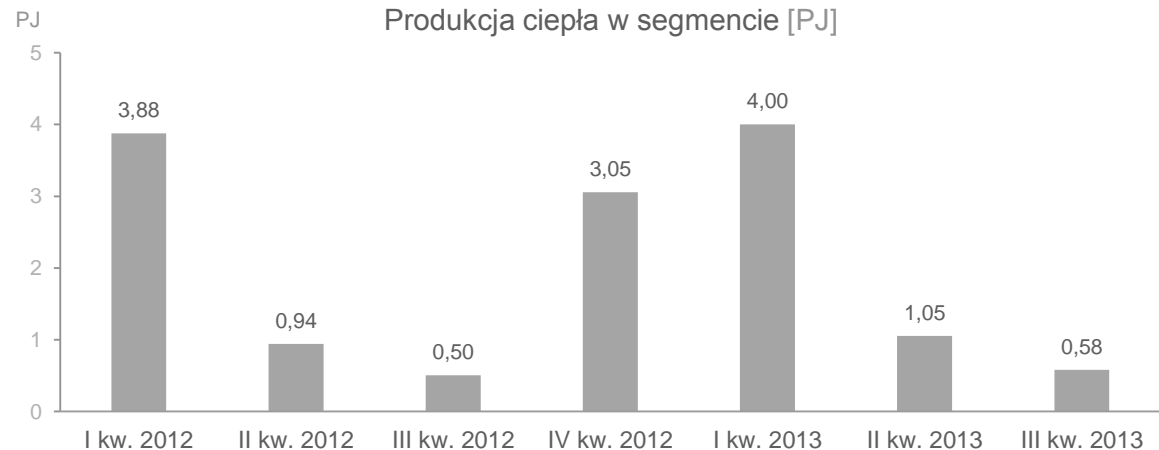


EBIT bridge [mln zł]



- wyższy wolumen dystrybucji ciepła i sprzedaży energii
- niższe ceny sprzedaży energii
- niższe jednostkowe koszty zmienne wytwarzania (spadek cen paliw)
- wyższe saldo pozostałej działalności operacyjnej (głównie ze względu na istotnie wyższe koszty rezerw na uregulowanie stanu prawnego nieruchomości w III kw. 2012)

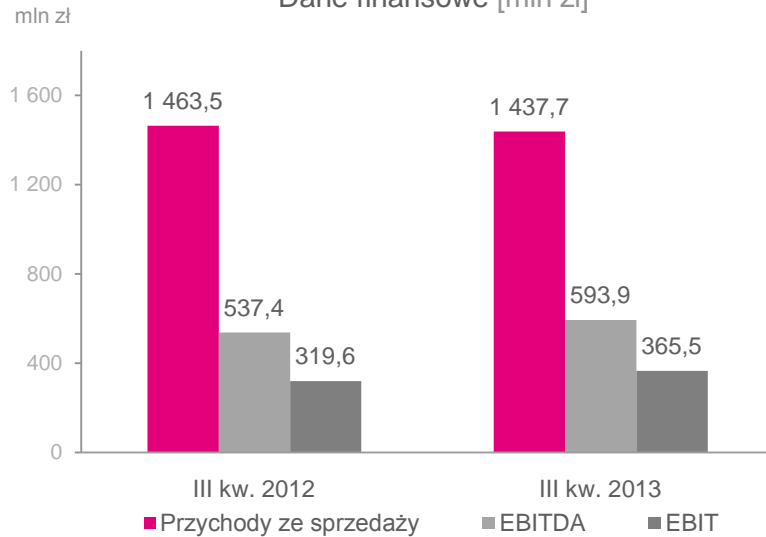
Produkcja ciepła w segmencie [PJ]



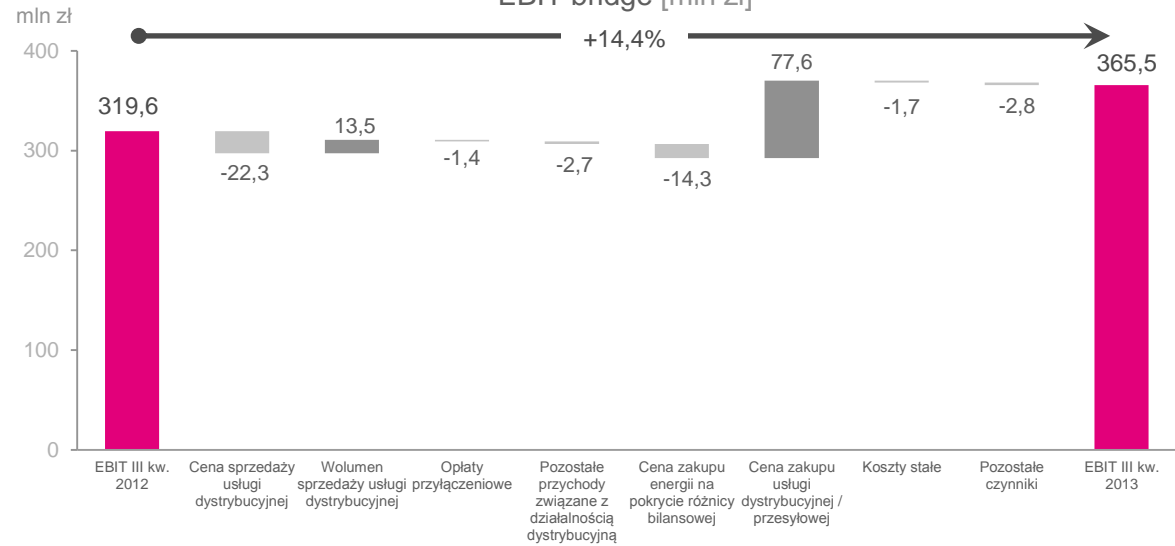


# Segment Dystrybucja

Dane finansowe [mln zł]

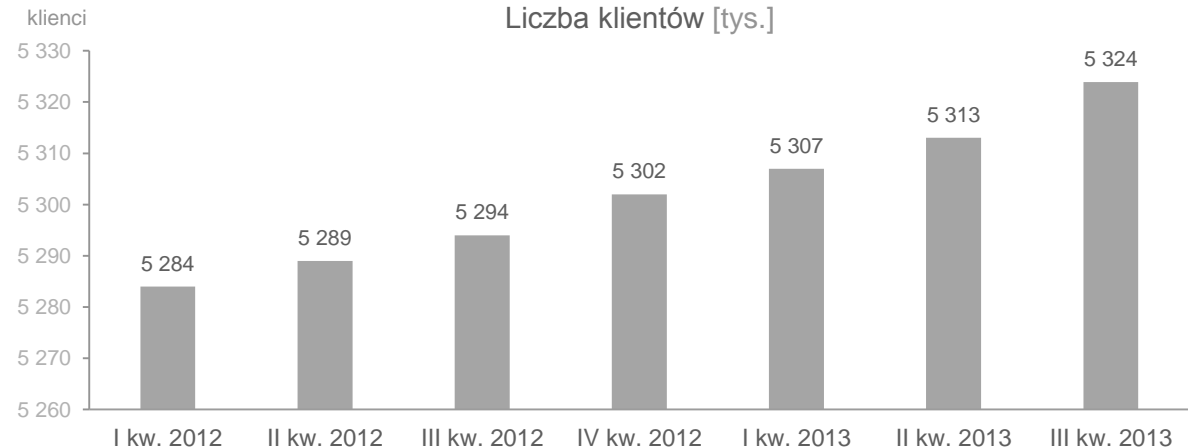


EBIT bridge [mln zł]



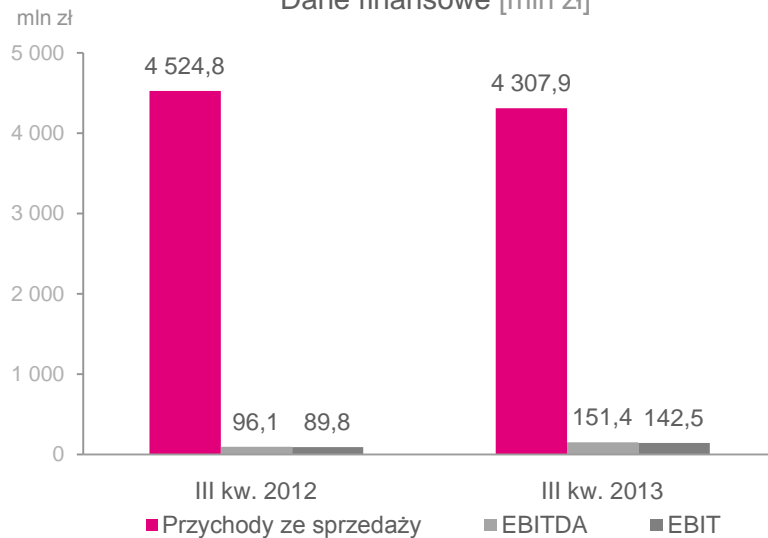
- obniżenie ceny sprzedaży usług dystrybucyjnych oraz przychodów z tytułu opłat przyłączeniowych
- obniżenie opłaty przejściowej na rzecz Operatora Systemu Przesyłowego
- wzrost ceny zakupu energii na pokrycie różnicy bilansowej oraz kosztów stałych w zakresie kupowanej usługi dotyczącej obsługi klienta

Liczba klientów [tys.]

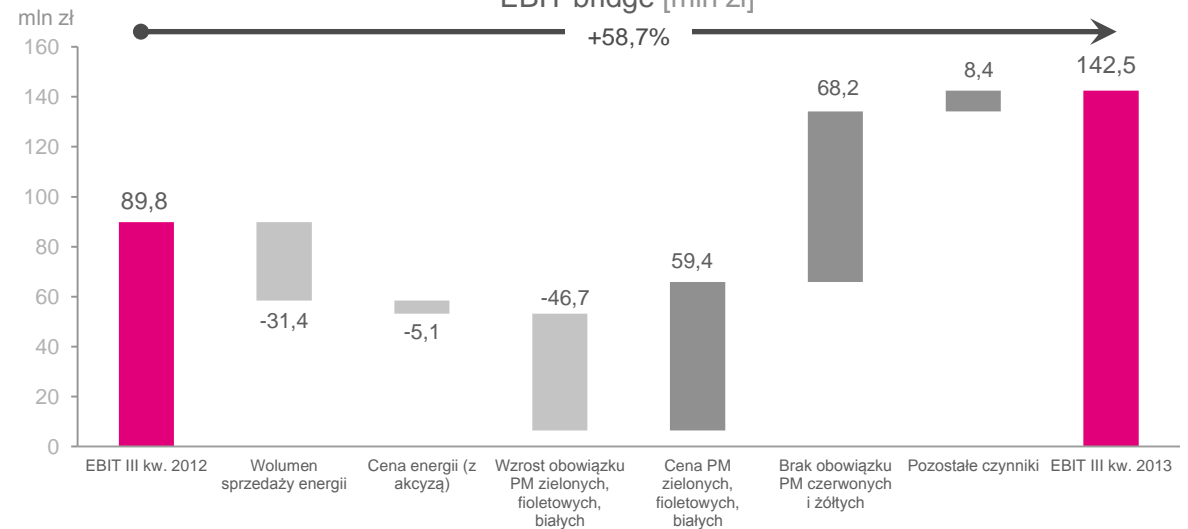


# Segment Sprzedaż

Dane finansowe [mln zł]

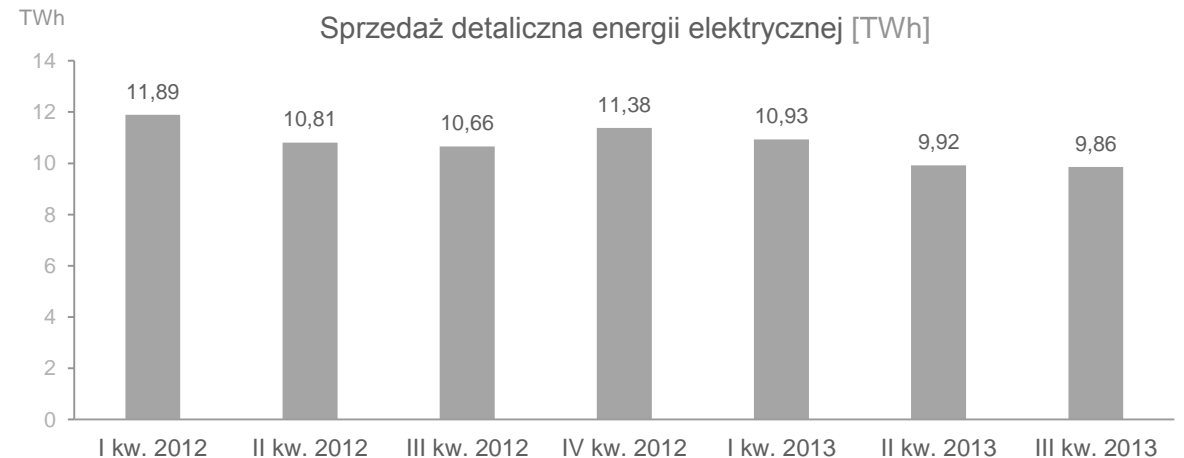


EBIT bridge [mln zł]



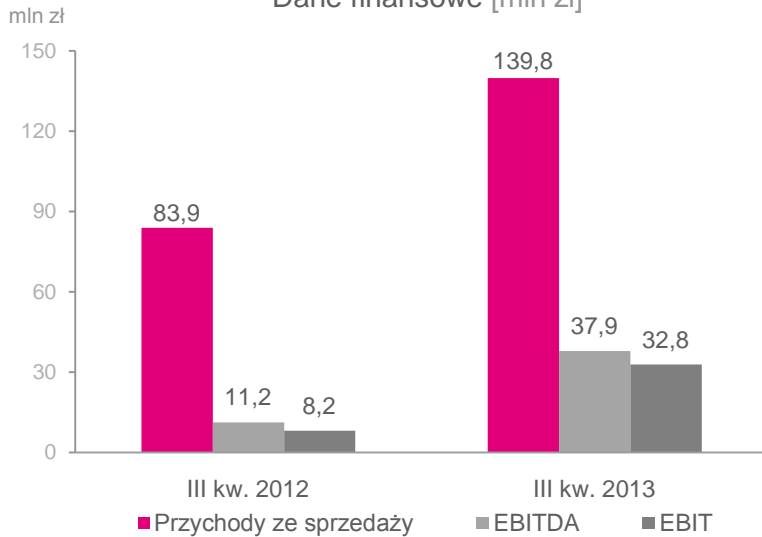
- niższy wolumen sprzedaży energii, w szczególności do klientów w grupach A i B (w spółkach TS i TS GZE), częściowo skompensowany wzrostem sprzedaży do klientów strategicznych TAURON
- wzrost poziomu obowiązku umarzania zielonych i fioletowych certyfikatów, obowiązek umarzania białych certyfikatów
- spadek cen zielonych certyfikatów
- brak regulacji prawnych w zakresie obowiązku umarzania czerwonych i żółtych certyfikatów

Sprzedaż detaliczna energii elektrycznej [TWh]

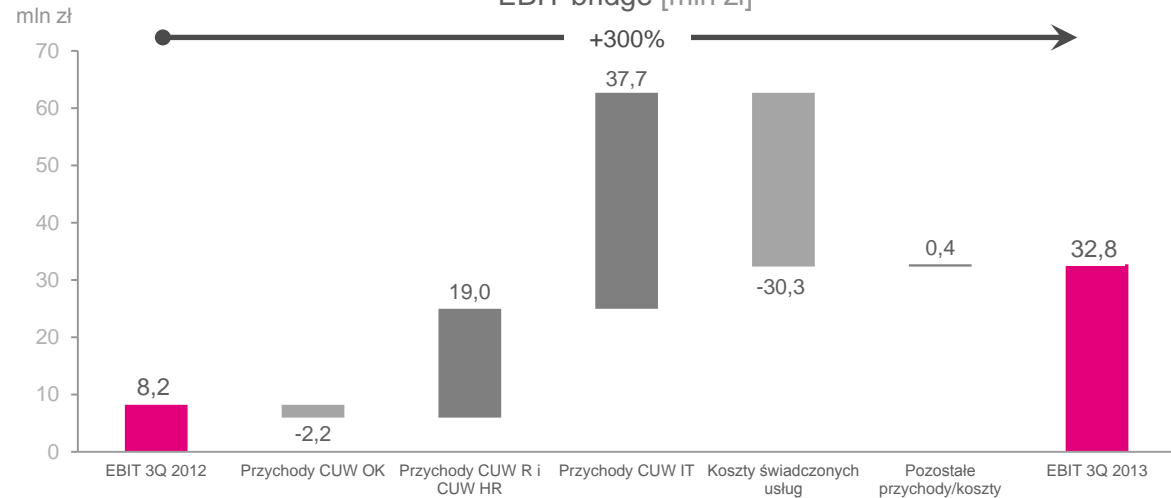


# Segment Obsługa Klienta

Dane finansowe [mln zł]

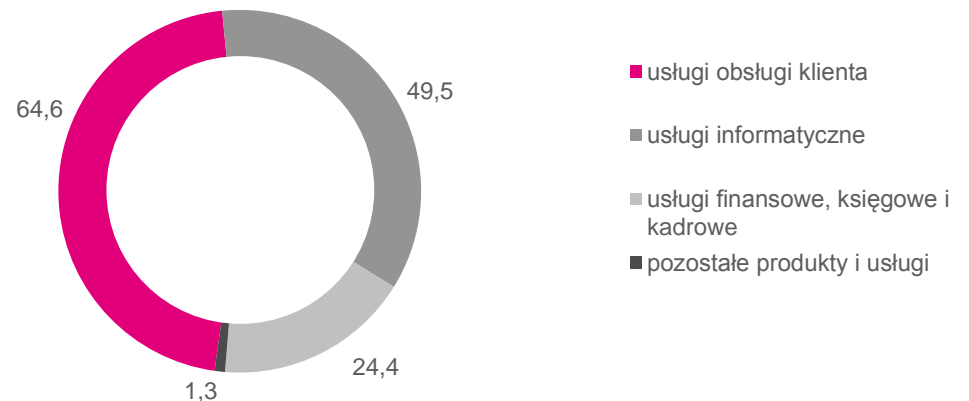


EBIT bridge [mln zł]



Struktura sprzedaży III kw. 2013 [mln zł]

- wzrost przychodów w ramach Grupy wynikający z rozszerzenia zakresu świadczonych usług, w wyniku centralizacji funkcji wsparcia i migracji zasobów z pozostałych spółek Grupy TAURON
- wzrost kosztów spowodowany powyższymi czynnikami (wzrost stanu zatrudnienia o 794 osób)



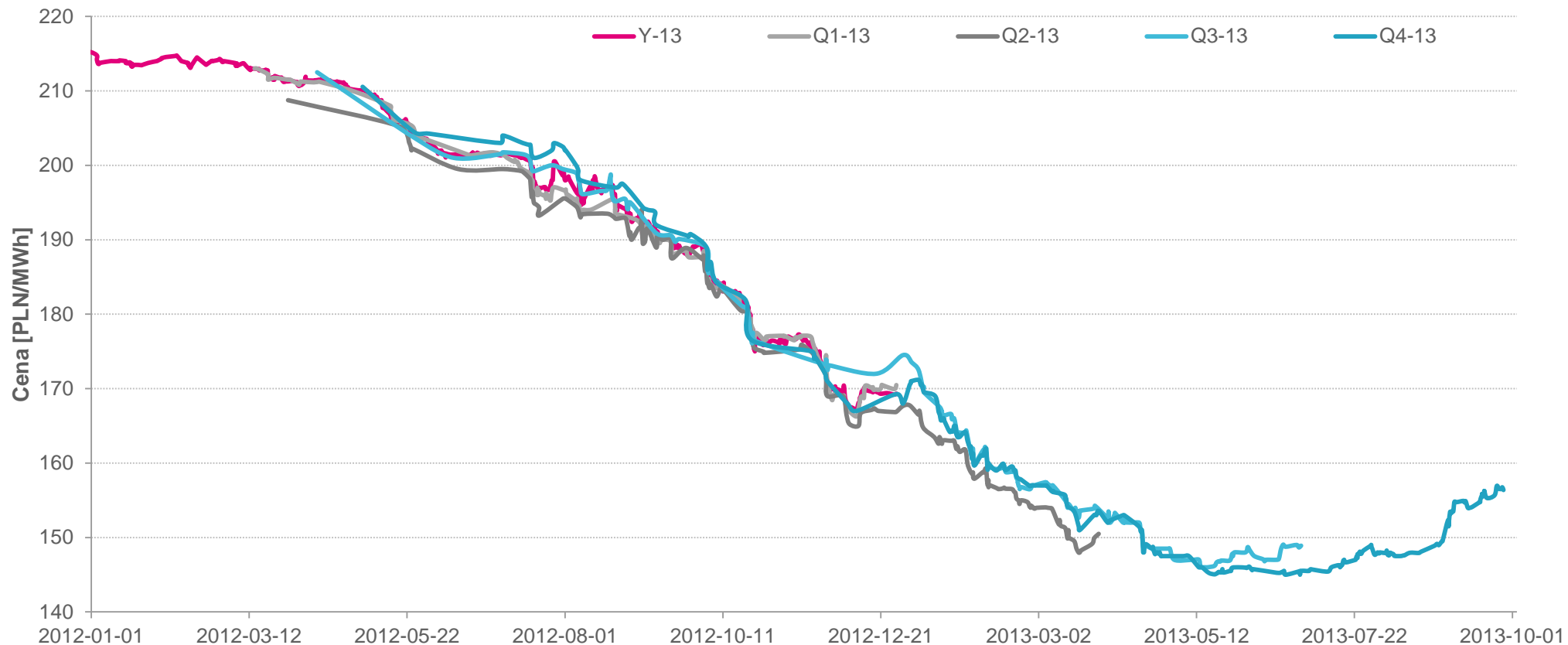
# Trendy cenowe na rynku energii elektrycznej

Energia elektryczna						
Platformy: TGE, TFS, GFI, GPW-POEE	2012 r.		2013 r. (do lipca 2013 r.)		2013/2012	
	Cena PLN/MWh	Wolumen GWh	Cena PLN/MWh	Wolumen GWh	Cena %	Wolumen %
Forward BASE (Y+Q+M)	200,08	139 358	185,15	139 623	- 7,5%	+ 0,2%
Forward PEAK (Y+Q+M)	225,56	17 161	204,53	14 742	- 9,3%	- 14,1%
Forward (średnia ważona)	202,88	156 519	187,01	154 365	- 7,8%	- 1,4%
SPOT (TGE+GPW-POEE)	173,58	20 388	158,00 (Prognoza)	20 500 (Prognoza)	- 9,0%	+ 0,5%
Średnia ważona razem	199,50	176 907	<b>183,61</b>	174 865	- 8,0%	- 1,2%

Uprawnienia do emisji CO <sub>2</sub> (EUE/t)		Prawa majątkowe (PLN/MWh)		
Ankieta analityków rynku CO <sub>2</sub> *	Cena (EUR/t)	Rodzaj certyfikatu	Ceny rynkowe (średnia w lipcu 2013 r.)	Opłata zastępcza i obowiązek za 2013 r.)
Średnia w 2013 r.	4,5 – 5,5 EUR/t	OZE (zielony)	192,59	297,35 (12,0%)
Średnia w 2014 r.	6,0 – 8,0 EUR/t	Kogeneracja węglowa (czerwony)	Brak transakcji	29,84 (nie ogł.)
Średnia w 2015 r.	8,0 – 10,0 EUR/t	Kogeneracja gazowa (żółty)	<b>Kogeneracja gazowa (żółta)</b>	Brak transakcji
Prognozowana przez TAURON średnia cena EUA w 2013 r.	<b>4,5 – 5,0 EUR/t</b>	Metan (fioletowy)	<b>Metan (fioletowa)</b>	57,99

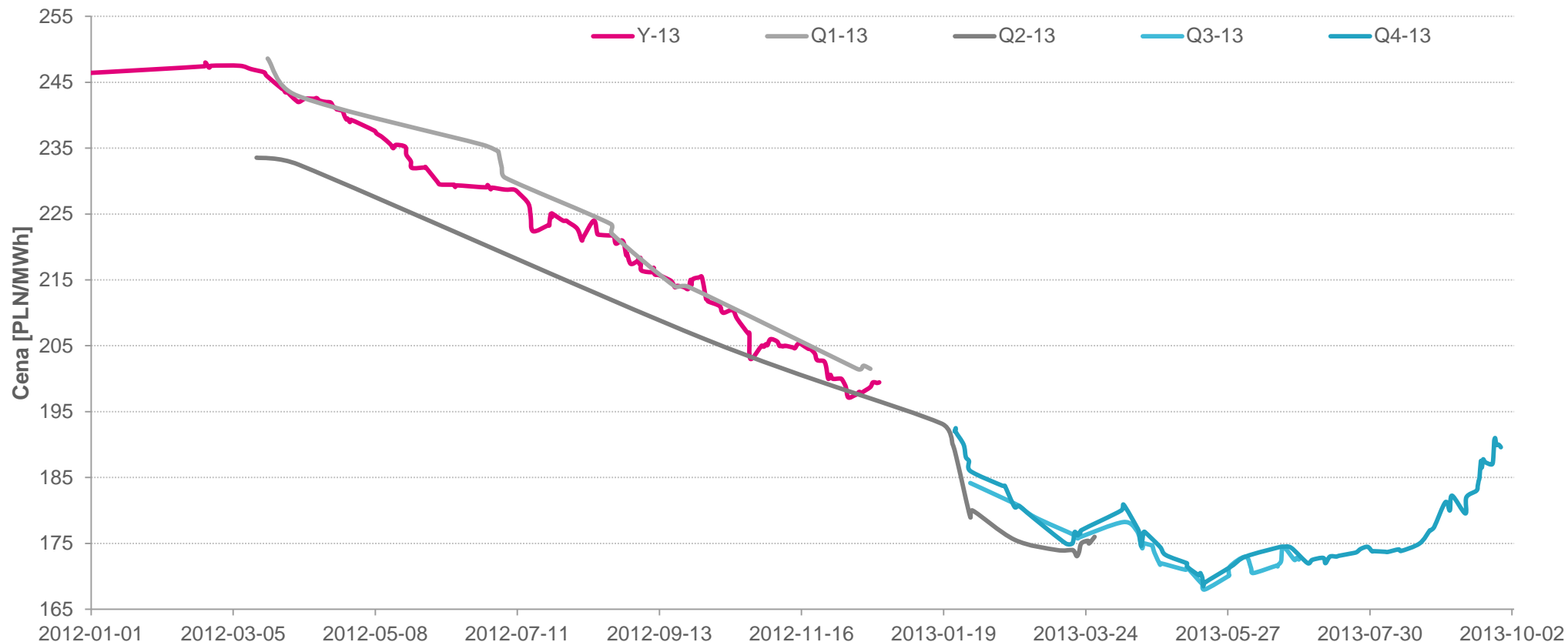
\* Źródła: Deutsche Bank, Barclays Capital, Point Carbon

# Notowania kontraktów BASE na 2013 r.



	Średnia cena zawartych kontraktów [PLN/MWh]:	Wolumen [GWh]
Roczne	191,60	108 861
Kwartalne	165,23	21 948
Miesięczne	155,30	8 815
<b>RAZEM</b>	<b>185,16</b>	<b>139 623</b>

# Notowania kontraktów PEAK na 2013 r.

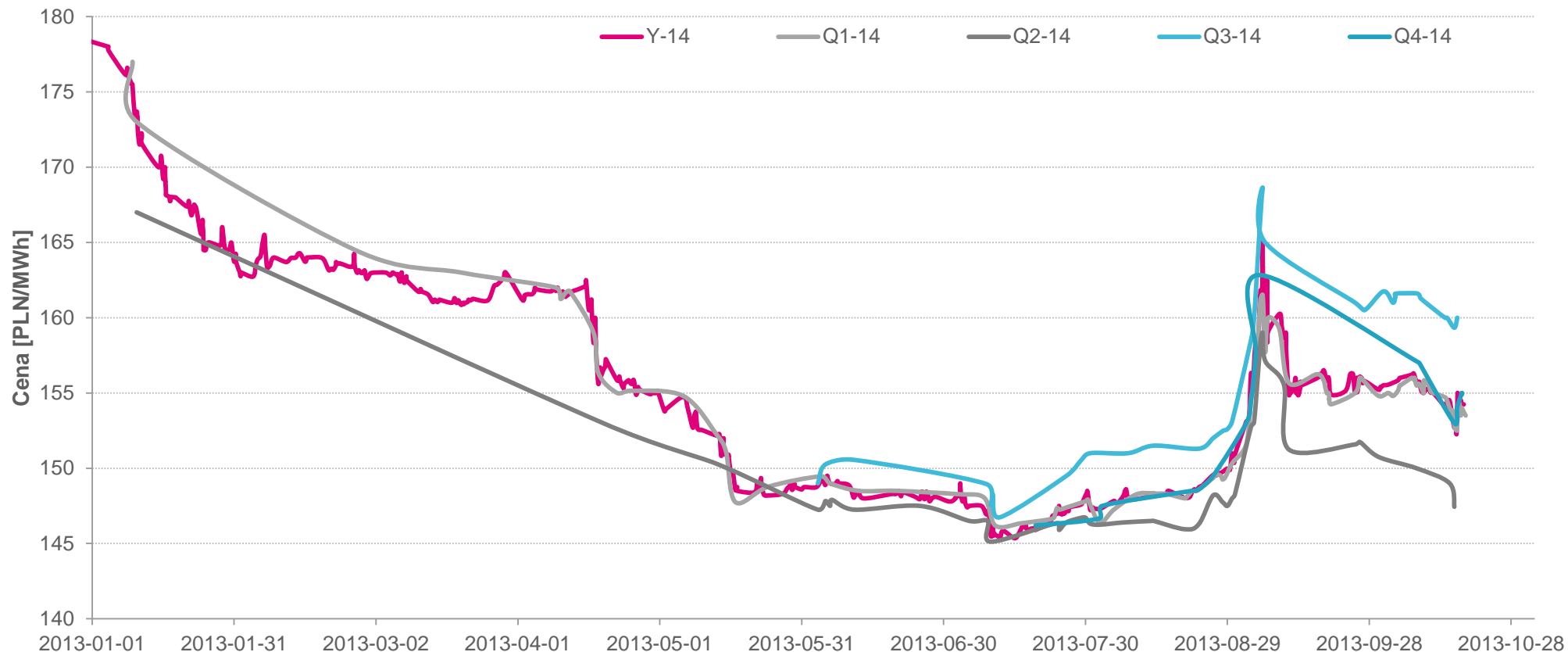


Średnia cena zawartych kontraktów [PLN/MWh]:

Wolumen [GWh]

Roczne	209,09	12 037
Kwartalne	183,92	1 688
Miesięczne	184,77	1 017
<b>RAZEM</b>	<b>204,53</b>	<b>14 742</b>

# Notowania kontraktów BASE na 2014 r.

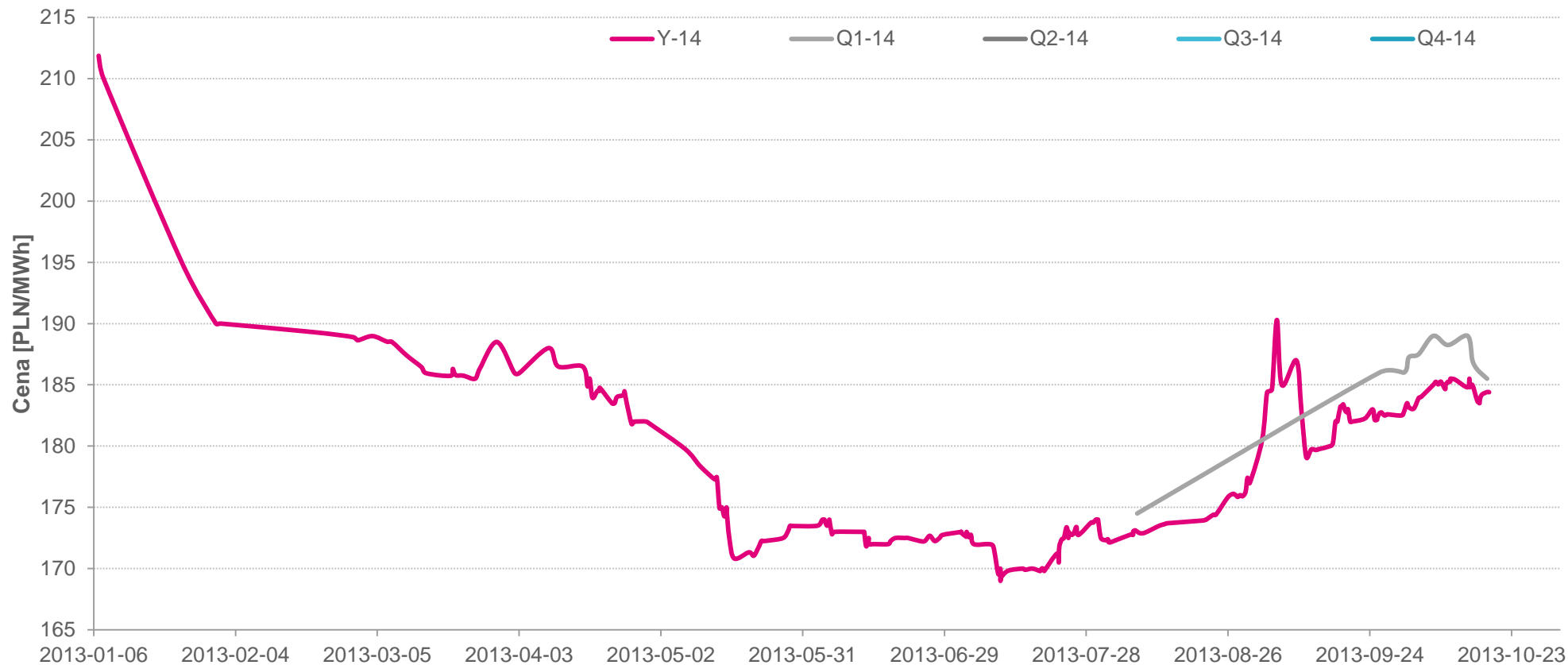


Średnia cena zawartych kontraktów [PLN/MWh]:

Wolumen [GWh]

Roczne	161,90	121 352
Kwartalne	153,17	5 401
Miesięczne	156,00	22
<b>RAZEM</b>	<b>161,52</b>	<b>126 776</b>

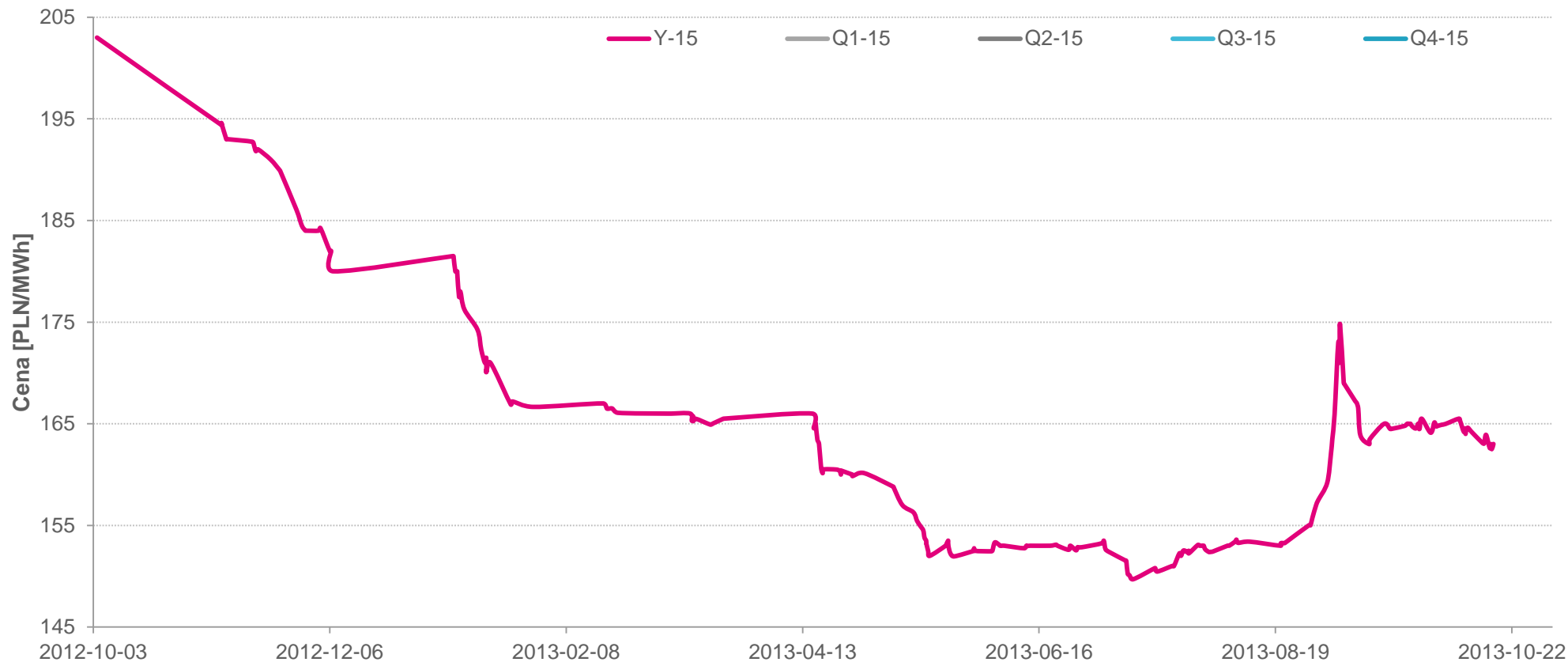
# Notowania kontraktów PEAK na 2014 r.



	Średnia cena zawartych kontraktów [PLN/MWh]:	Wolumen [GWh]
Roczne	178,78	10 902
Kwartalne	185,30	106
Miesięczne		
<b>RAZEM</b>	<b>178,84</b>	<b>11 008</b>



# Notowania kontraktów BASE na 2015 r.

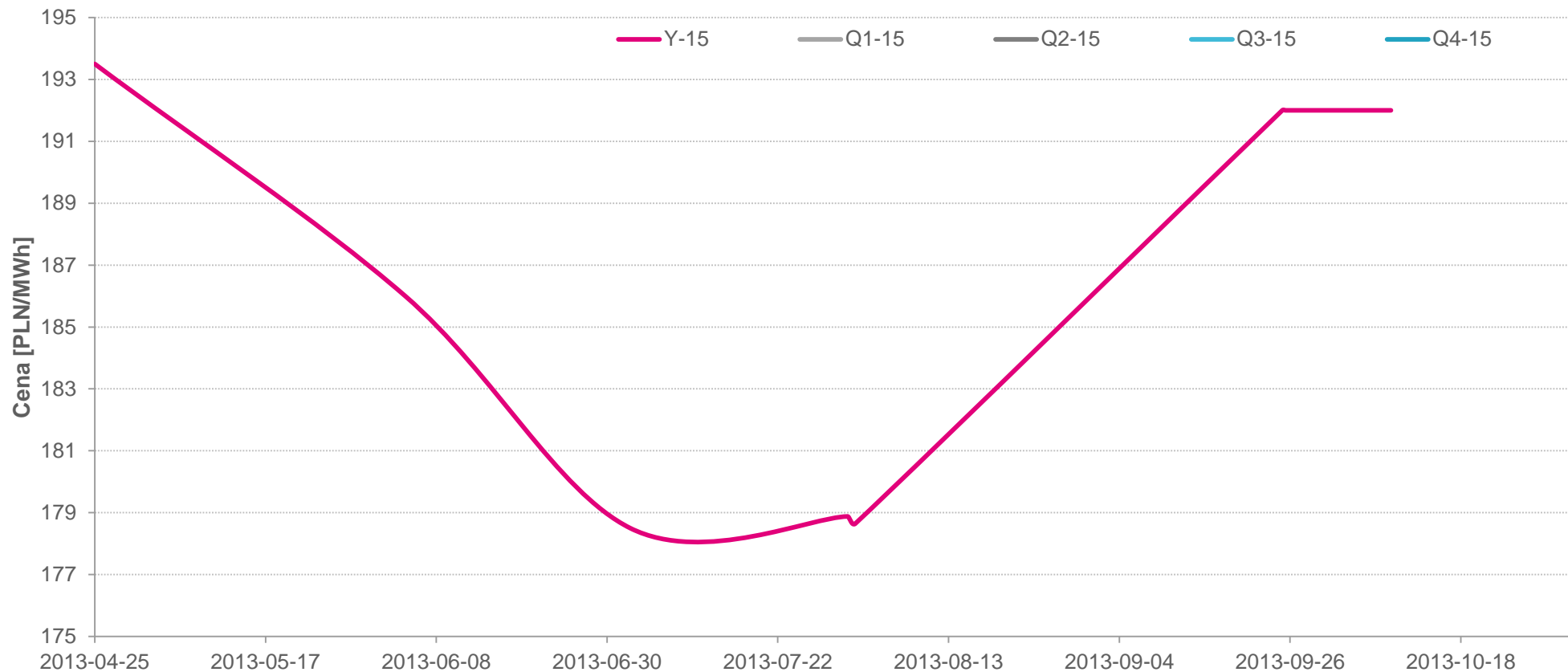


Średnia cena zawartych kontraktów [PLN/MWh]:

Wolumen [GWh]

Roczne	162,15	18 746
Kwartalne		
Miesięczne		
<b>RAZEM</b>	<b>162,15</b>	<b>18 746</b>

# Notowania kontraktów PEAK na 2015 r.



	Średnia cena zawartych kontraktów [PLN/MWh]:	Wolumen [GWh]
Roczne	184,68	179
Kwartalne		
Miesięczne		
<b>RAZEM</b>	<b>184,68</b>	<b>179</b>

# Pokrycie analityczne TAURON

<b>Instytucja</b>	<b>Analityk</b>
DB Securities	Tomasz Krukowski
Dom Inwestycyjny BRE Banku	Kamil Kliszcz
Dom Maklerski Banku Handlowego	Piotr Dzięciołowski
Dom Maklerski BZ WBK	Paweł Puchalski
Dom Maklerski PKO BP	Stanisław Ozga
Erste Group	Petr Bartek
Espirito Santo Investment Poland	Maciej Hebda
Goldman Sachs	Fred Barasi
HSBC	Dmytro Konovalov
ING Securities	Milena Olszewska

<b>Instytucja</b>	<b>Analityk</b>
Ipopema Securities	Piotr Zielonka
Raiffeisen Centrobank	Teresa Schinwald
Renaissance Capital	Vladimir Sklyar
Societe Generale	Leszek Iwaszko
UBS Investment Research	Michał Potyra
	Patrick Hummel
	Tomasz Walkowicz
UniCredit CAIB	Flawiusz Pawluk
WOOD & Company	Bram Buring