



Wyniki finansowe Grupy TAURON za 2014 r.

Kluczowe parametry finansowe za 2014 r.

Wyniki Grupy TAURON za 2014 r.

[mln zł]	2014 r.	
Przychody ze sprzedaży	18 441	(-3,6% r/r)
EBITDA	3 627	(-0,9% r/r)
Zysk netto*	1 181	(-9,7% r/r)
CAPEX	3 090	(-18,3% r/r)
Dług netto/EBITDA	1,85x	(wzrost o 0,42 r/r)

Wyniki kluczowych segmentów za 2014 r.

[mln zł]	Dystrybucja	Sprzedaż	Ciepło	Wytwarzanie	Wydobycie
Przychody segmentu	6 075	15 277	1 355	3 218	1 194
EBITDA	2 157	608	308	252	98
EBIT	1 209	582	159	(189)	(7)
CAPEX	1 935	6	336	404	189

Kluczowe parametry finansowe za IV kw. 2014 r.

Wyniki Grupy TAURON za IV kw. 2014 r.

[mln zł]	IV kw. 2014 r.	
Przychody ze sprzedaży	4 838	(-1,6% r/r)
EBITDA	712	(7,7% r/r)
Zysk netto*	132	(43,6% r/r)
CAPEX	1 079	(-23,5% r/r)
Dług netto/EBITDA	1,85x	(wzrost o 0,42 r/r)

Wyniki kluczowych segmentów za IV kw. 2014 r.

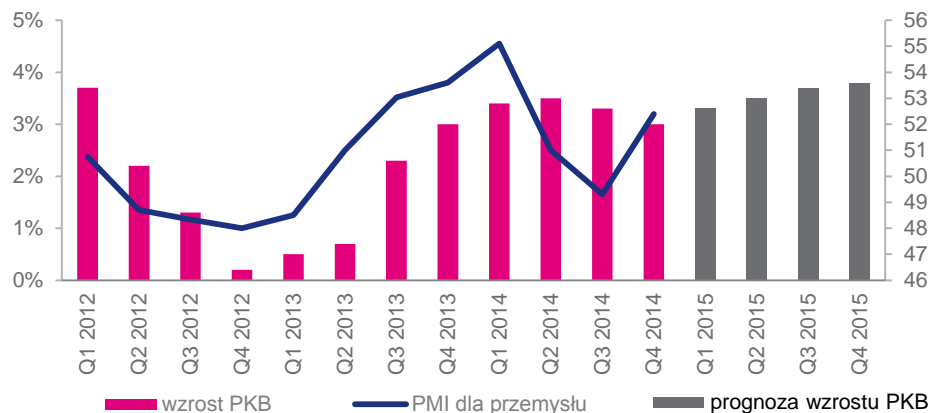
[mln zł]	Dystrybucja	Sprzedaż	Ciepło	Wytwarzanie	Wydobycie
Przychody segmentu	1 546	4 010	388	913	323
EBITDA	379	107	127	52	15
EBIT	139	104	88	(35)	(12)
CAPEX	649	4	110	169	64

Data

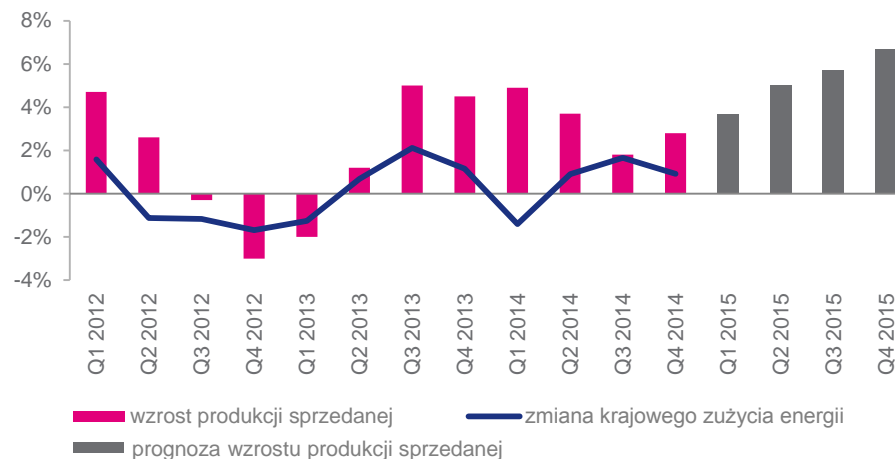
20 marca	Podpisanie porozumienia z Polskimi Inwestycjami Rozwojowymi (PIR) w sprawie finansowania budowy bloku gazowo-parowego w Elektrowni Łagisza. Maksymalny udział PIR w projekcie wyniesie 750 mln zł
26 marca	Podpisanie umowy z PSE na świadczenie usługi interwencyjnej rezerwy zimnej obejmującej lata 2016-2017 z możliwością przedłużenia do 2019 r. Mechanizmem tym będą objęte trzy bloki TAURON Wytwarzanie o łącznej mocy 376 MW
17 kwietnia	Podpisanie umowy z konsorcjum Rafako-Mostostal Warszawa na budowę bloku o mocy 910 MW w Elektrowni Jaworzno III
15 maja	Decyzja ZWZ w sprawie przeznaczenia 333 mln zł (0,19 zł/akcję) na wypłatę dywidendy dla akcjonariuszy z zysku netto za 2013 r.
2 czerwca	Aktualizacja Strategii Korporacyjnej Grupy TAURON na lata 2014-2017 z perspektywą do 2023 r.
22 lipca	Podpisanie umowy kredytowej z Europejskim Bankiem Inwestycyjnym o wartości 295 mln zł na realizację inwestycji w obszarach Dystrybucja oraz OZE
11 sierpnia	Podpisanie z ArcelorMittal umowy wspólników spółki joint venture TAMEH Holding, która będzie realizowała zadania operacyjne i inwestycyjne w obszarze energetyki przemysłowej
24 października	Podtrzymanie przez Fitch ratingu dla TAURON na poziomie BBB. Nadanie ratingu dla obligacji spółki na poziomie A
4 listopada	Emisja obligacji korporacyjnych o wartości 1,75 mld zł
5 listopada	Podpisanie przez TAURON Ekoenergia z konsorcjum spółek z grupy Iberdrola umowy na budowę drugiego etapu farmy wiatrowej Marszewo (18 MW). Wartość netto kontraktu: 101,3 mln zł
3 grudnia	Emisja piętnastoletnich obligacji na rynku niemieckim (NSV) o wartości 168 mln euro
16 stycznia 2015 r.	Wyrażenie wstępnego zainteresowania nabyciem całości lub części aktywów KWK Brzeszcze. Transakcja będzie możliwa jedynie pod warunkiem wykazania przez prowadzone analizy możliwości efektywnego ekonomicznie wydobycia węgla

Data	
1 stycznia	Wprowadzenie przez PSE mechanizmu operacyjnej rezerwy mocy na lata 2014-2015. Budżet PSE na tę usługę na 2014 r. określono na poziomie ok. 400 mln zł
24 lutego	Wejście w życie backloadingu – unijnego planu czasowego zmniejszenia na rynku liczby bezpłatnych uprawnień do emisji CO ₂ (EUA). W latach 2014-2016 pula EUA przeznaczona na aukcje zostanie zredukowana o 900 mln uprawnień
1 maja	Przywrócenie systemu wsparcia dla kogeneracji w postaci czerwonych i żółtych certyfikatów. Wsparcie zostało przedłużone do 2018 r.
4 sierpnia	Podpisanie przez Prezydenta RP nowelizacji ustawy Prawo ochrony środowiska, której celem jest ograniczenie emisji zanieczyszczeń z zakładów przemysłowych. Nowelizacja wdraża do polskich przepisów unijną dyrektywę (IED) w sprawie ograniczania emisji przemysłowych
24 października	Uzgodnienie przez Radę Europejską ram polityki klimatycznej do 2030 r. Główny cel: ograniczenie emisji CO ₂ o co najmniej 40 proc. do 2030 r. w stosunku do 1990 r. Po 2020 r. polski sektor energetyczny będzie mógł korzystać z puli bezpłatnych uprawnień do emisji CO ₂ - szczegóły dotyczące zasad ich przyznawania nie są jeszcze ustalone
6 listopada	Zatwierdzenie przez URE zaktualizowanej karty Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej. Wprowadzono zmodyfikowany mechanizm rozliczania Operacyjnej Rezerwy Mocy (ORM), który obowiązuje od 1 stycznia 2015 r. Budżet PSE przeznaczony na tę usługę w 2015 r. to 404 mln zł
20 lutego 2015 r.	Przyjęcie przez Sejm ustawy o Odnawialnych Źródłach Energii. Najważniejszą zmianą w stosunku do obecnie obowiązujących przepisów z zakresu wspierania OZE jest wprowadzenie systemu aukcyjnego oraz gwarantowanych taryf dla prosumentów, ograniczenie wsparcia dla współspalania oraz elektrowni wodnych o mocy powyżej 5 MW

Wzrost PKB Polski* oraz indeks PMI dla przemysłu (średnia kwartalna)



Wzrost produkcji sprzedanej przemysłu i zużycia energii elektrycznej (zmiana r/r)*



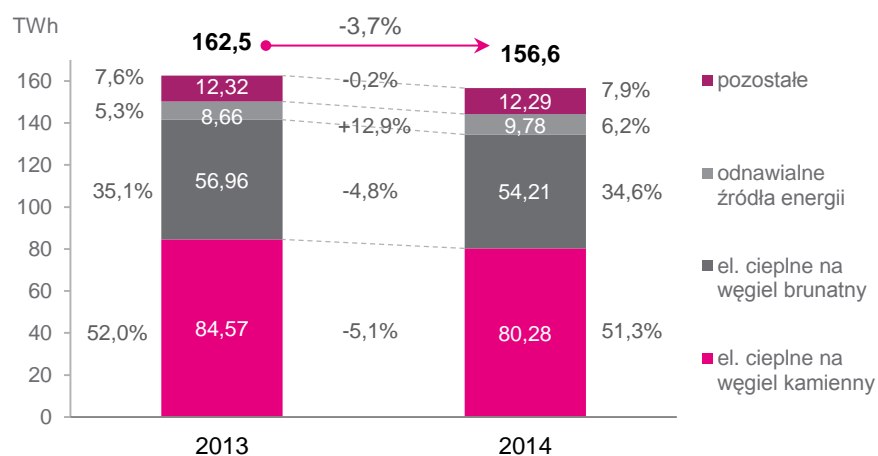
Ceny energii w rocznych kontraktach BASE

	Średnia cena [zł/MWh]	Wolumen [GWh]
Y-13	182,75	184 615
Y-14	164,74	229 580
Y-15	172,23	191 672
Y-16	177,87	44 675
Y-17	179,39	2 024

Średnie ceny sprzedaży energii na rynku konkurencyjnym (wg URE):

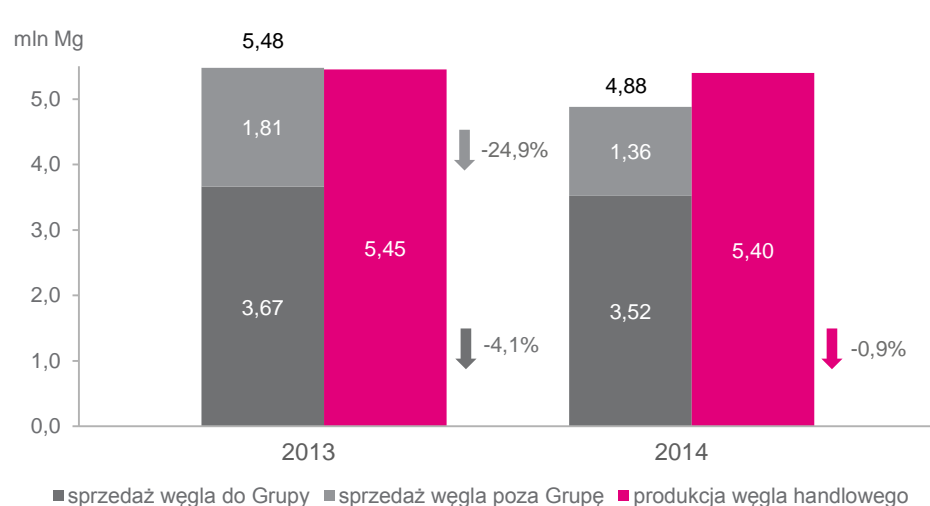
- 2011 r.: 198,30 zł/MWh
- 2012 r.: 201,36 zł/MWh
- 2013 r.: 181,55 zł/MWh

Struktura produkcji energii elektrycznej w Polsce [TWh]

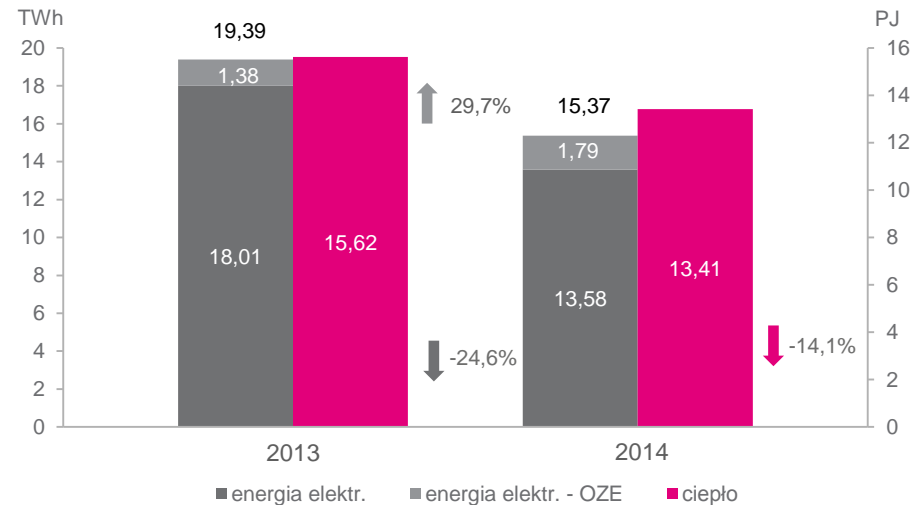


Kluczowe dane operacyjne za 2014 r.

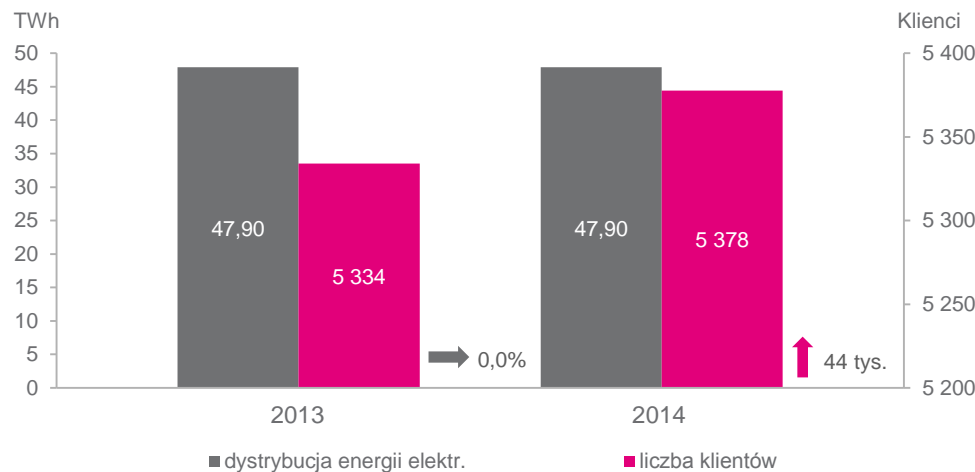
Produkcja i sprzedaż węgla [mln ton]



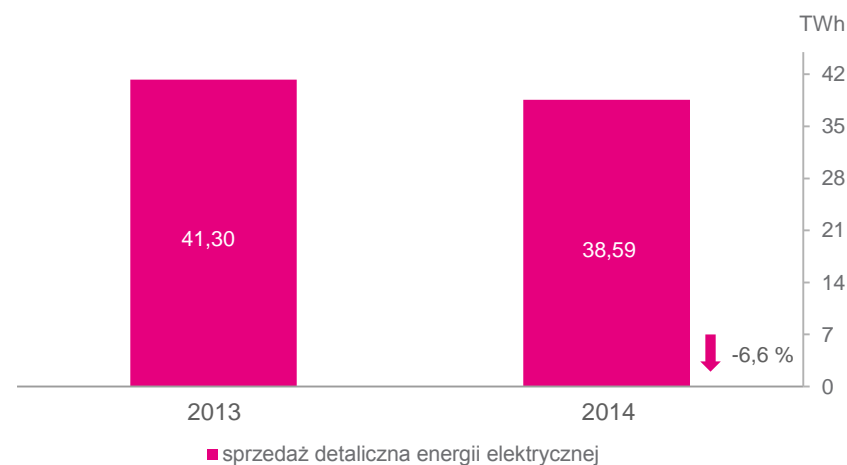
Wytwarzanie energii elektrycznej [TWh] i ciepła [PJ]



Dystrybucja energii elektrycznej [TWh] i liczba klientów [tys.]

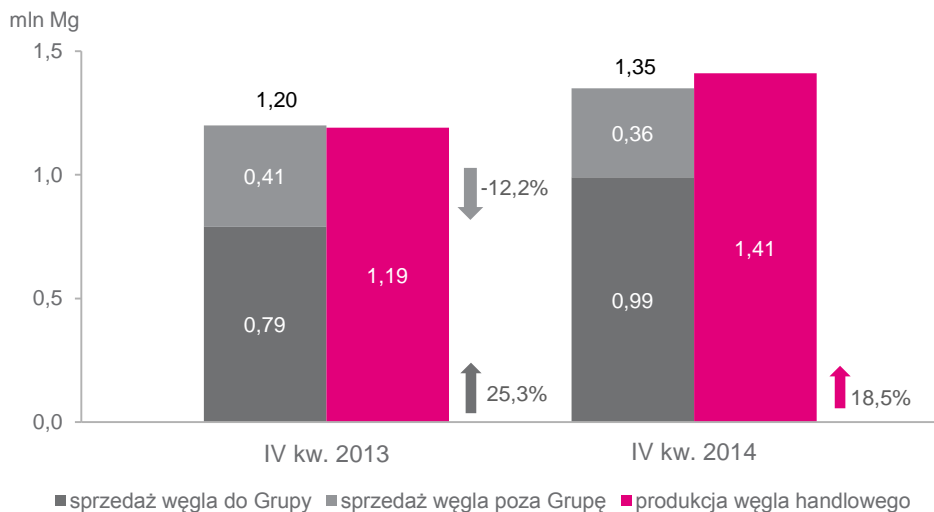


Sprzedaż energii elektrycznej [TWh]

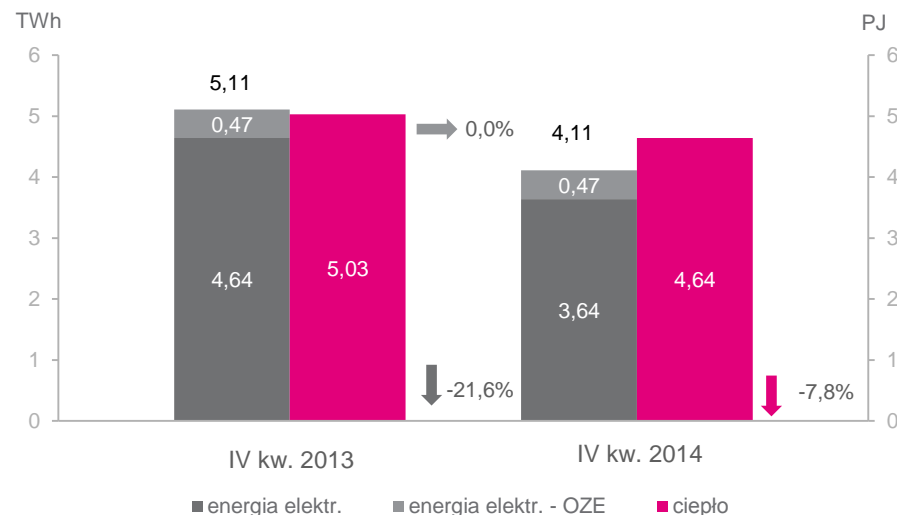


Kluczowe dane operacyjne za IV kw. 2014 r.

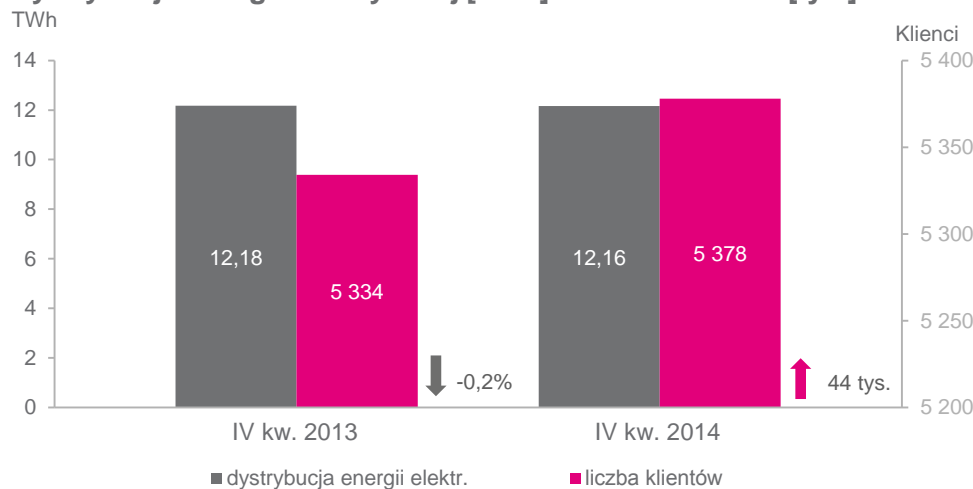
Produkcja i sprzedaż węgla [mln ton]



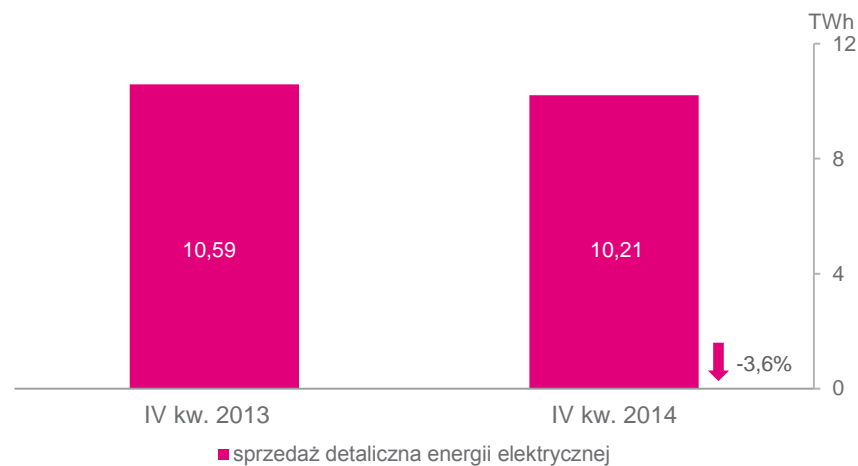
Wytwarzanie energii elektrycznej [TWh] i ciepła [PJ]



Dystrybucja energii elektrycznej [TWh] i liczba klientów [tys.]

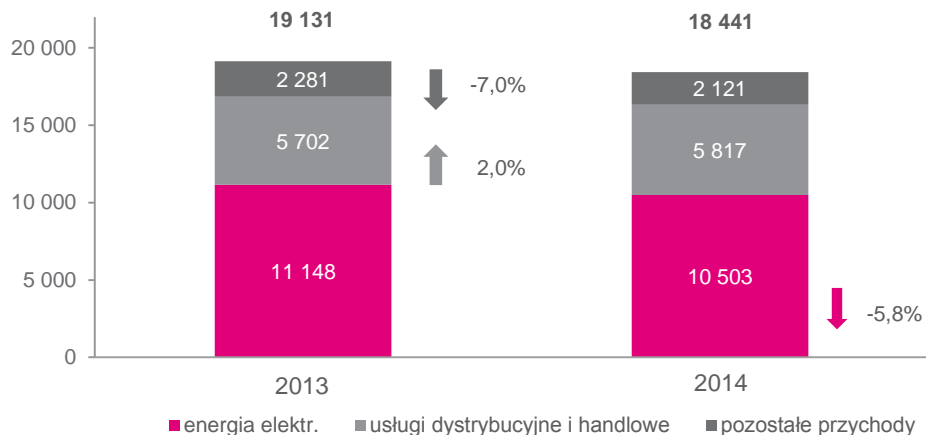


Sprzedaż energii elektrycznej [TWh]

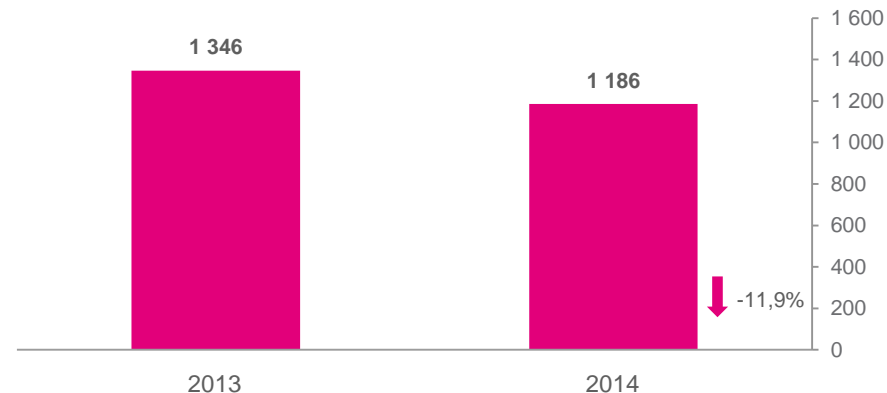


Podstawowe dane finansowe za 2014 r.

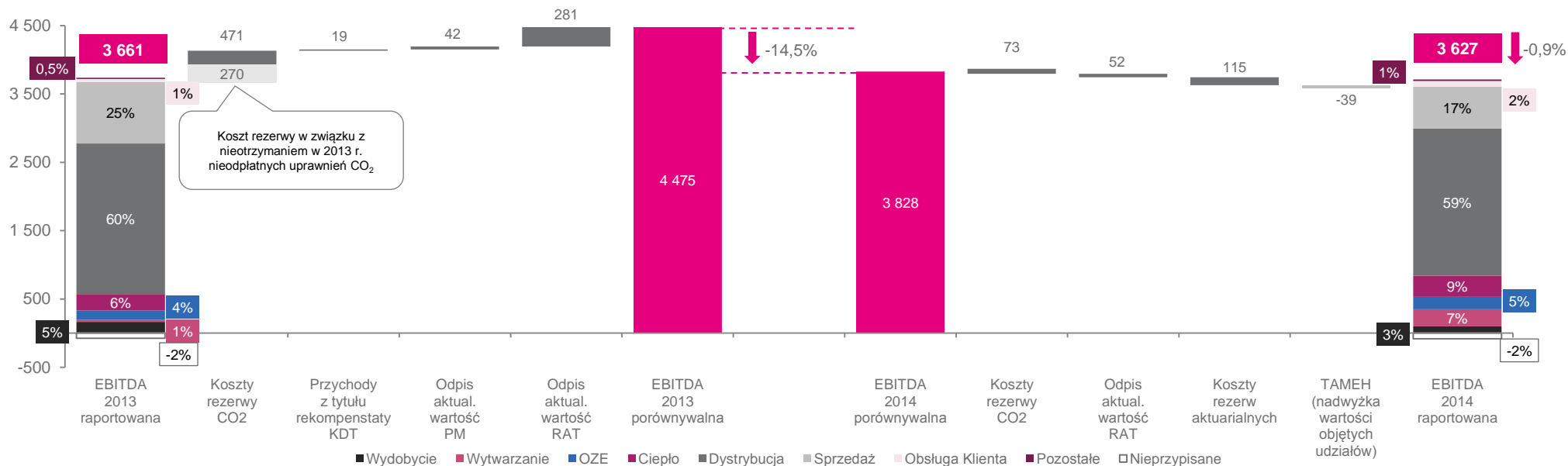
Przychody ze sprzedaży [mln zł]



Zysk netto [mln zł]

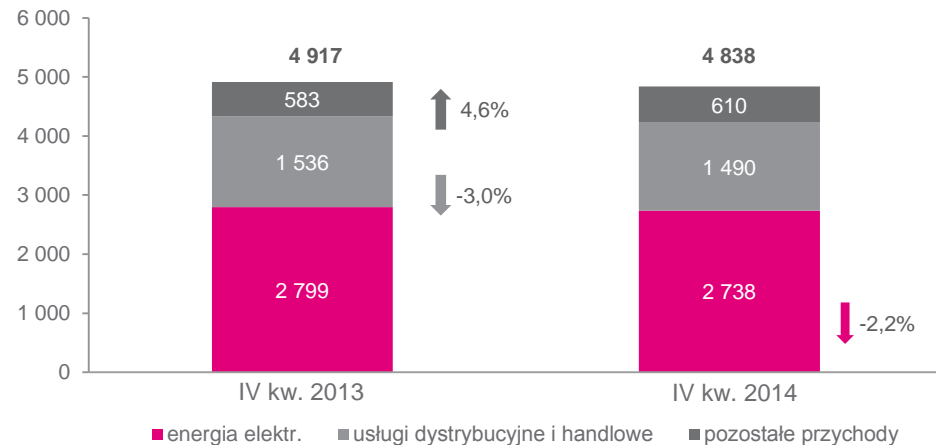


EBITDA 2013 r. vs 2014r. [mln zł]

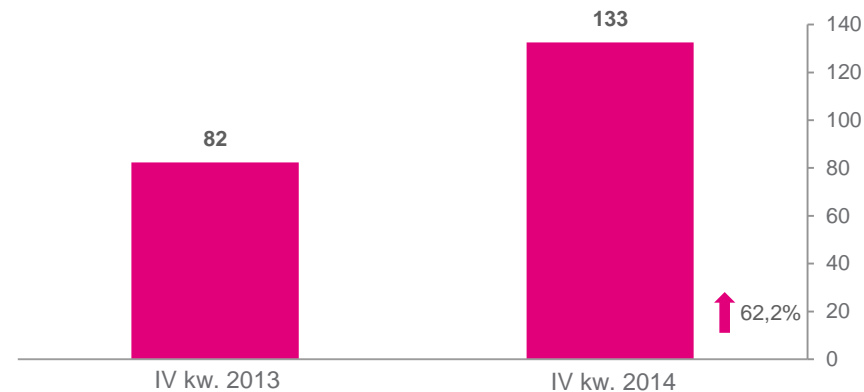


Podstawowe dane finansowe za IV kw. 2014 r.

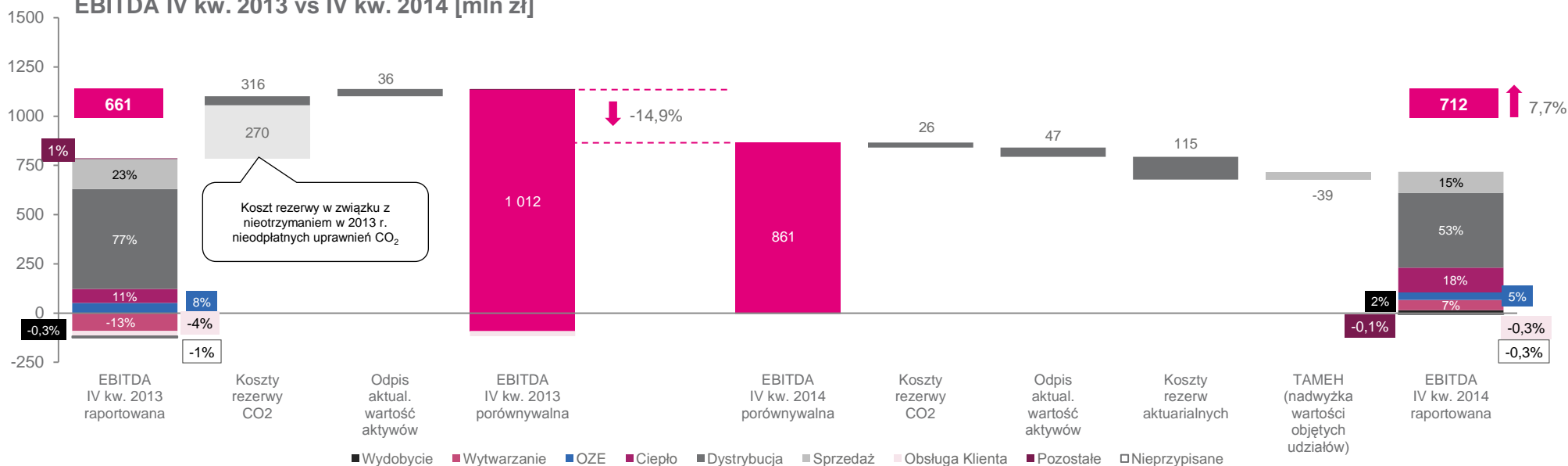
Przychody ze sprzedaży [mln zł]



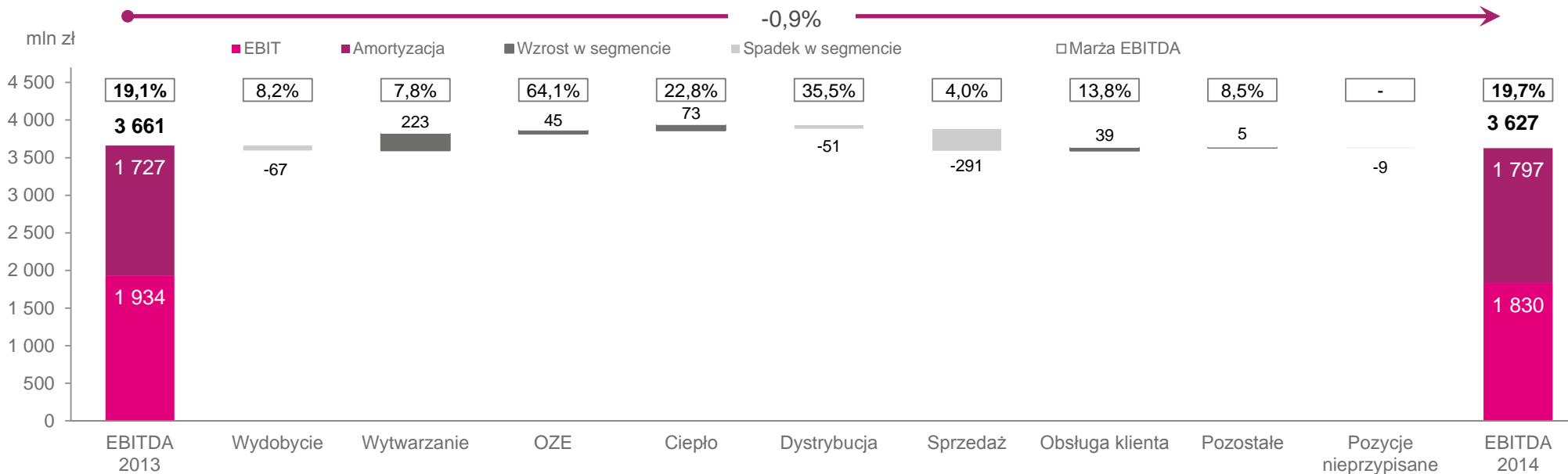
Zysk netto [mln zł]



EBITDA IV kw. 2013 vs IV kw. 2014 [mln zł]



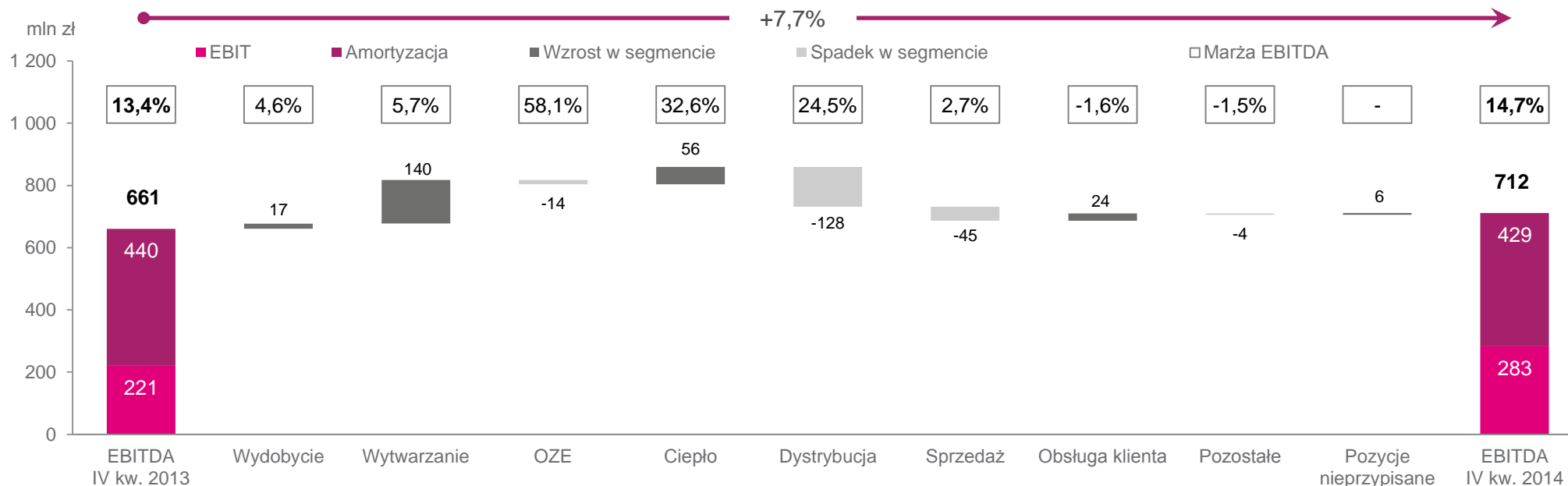
EBITDA za 2014 r.



Najważniejsze czynniki wpływające na wynik EBITDA w 2014 r.:

- Wydobycie** – niższy wolumen i cena sprzedaży węgla energetycznego przy jednoczesnym spadku kosztu własnego sprzedanego węgla
- Wytwarzanie** – brak kosztów rezerwy CO₂ w 2014 r. w wyniku uwzględnienia nieodpłatnych uprawnień (dotyczących 2013 r.) otrzymanych w 2014 r., uzyskanie przychodów z operacyjnej rezerwy mocy, niższa cena sprzedaży energii elektrycznej, odpisy aktualizujące wartość aktywów wytwórczych
- OZE** – wyższy wolumen sprzedaży energii i praw majątkowych z farm wiatrowych (całoroczna produkcja FW Wicko i Marszewo), wyższa cena sprzedaży praw majątkowych, niższe ceny sprzedaży energii
- Ciepło** – wyższa cena sprzedaży ciepła, niższa cena sprzedaży energii elektrycznej, niższy wolumen sprzedaży i dystrybucji ciepła, wyższa marża na sprzedaży praw majątkowych, w 2013 r. – odpis aktualizujący PM czerwone i żółte, w 2014 r. – TAMEH (nadwyżka wartości objętych udziałów we wspólnym przedsięwzięciu, nad wartością wniesionego majątku)
- Dystrybucja** – wzrost ceny sprzedaży usługi dystrybucyjnej, wyższe koszty stałe (z tytułu zmiany stopy dyskonta rezerwy aktuarialnej, rozszerzenia zakresu usług obsługi klienta), niższe koszty zakupu energii na pokrycie różnicy bilansowej – niższy wskaźnik i niższa cena zakupu energii
- Sprzedaż** – wzrost obowiązku umorzenia i cen PM zielonych, fioletowych i białych, przywrócenie obowiązku umarzenia czerwonych i żółtych PM, niższy wolumen i niższa cena sprzedaży detalicznej energii, korzystny wpływ niższej ceny zakupu energii

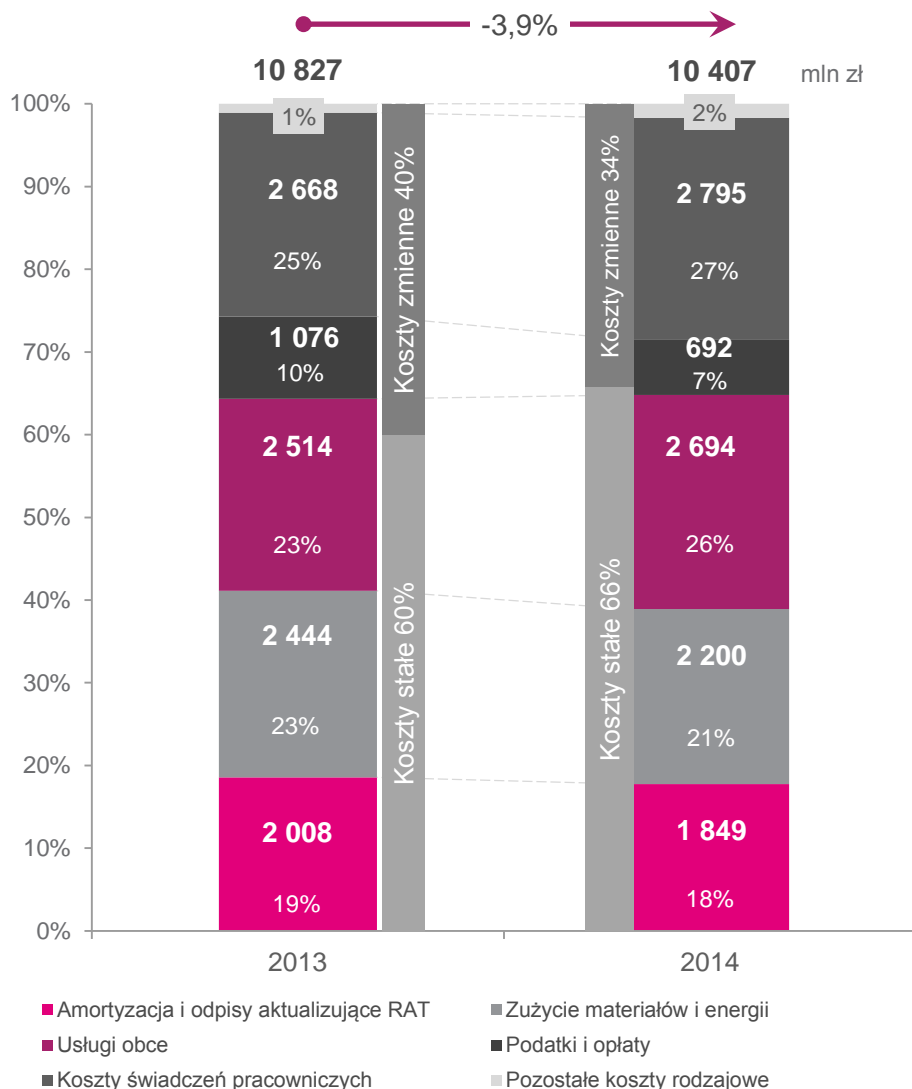
EBITDA za IV kw. 2014 r.



Najważniejsze czynniki wpływające na wynik EBITDA w IV kw. 2014 r.

- Wydobycie** – wzrost wolumenu sprzedaży węgla (o ok. 12,4%), niższa cena sprzedaży węgla (o ok. 4,7%)
- Wytwarzanie** – brak kosztów rezerwy CO₂, uzyskanie przychodów z operacyjnej rezerwy mocy, niższy wolumen sprzedaży energii el. i ciepła, wzrost kosztów stałych – głównie w wyniku zmiany stopy dyskonta rezerw aktuarialnych oraz rezerwy na PDO
- OZE** – niższy wolumen sprzedaży energii elektrycznej i PM z farm wiatrowych (niska wietrzność, szczególnie w październiku i listopadzie 2014 r.)
- Ciepło** – niższe koszty rezerwy CO₂, wyższa cena sprzedaży ciepła, niższa cena sprzedaży energii, zmiana rezerwy na uregulowanie stanu prawnego nieruchomości, TAMEH (nadwyżka wartości objętych udziałów we wspólnym przedsięwzięciu nad wartością wniesionego majątku)
- Dystrybucja** – niższy koszt zakupu energii na różnicę bilansową, wzrost średniej stawki za usługi dystrybucyjne, wzrost kosztów stałych w wyniku zmiany stopy dyskonta rezerw aktuarialnych, niższe przychody z tytułu nowych przyłączy
- Sprzedaż** – wzrost obowiązku umorzenia i ceny PM zielonych i fioletowych, przywrócenie obowiązku umarzenia czerwonych i żółtych certyfikatów, niższy wolumen oraz wyższa marża na sprzedaży detalicznej energii

Struktura kosztów rodzajowych w 2014 r.



Spadek kosztów w 2014 r. dotyczy głównie:

- zużycia materiałów (niższe koszty paliw)
- odpisów aktualizujących rzeczowe aktywa trwałe (RAT)
- podatków i opłat w zakresie kosztów rezerwy CO₂

Wzrost kosztów świadczeń pracowniczych – z uwagi na wzrost kosztów rezerw aktuarialnych (zmiana stopy dyskonta), wzrost rezerw na PDO, korzystny wpływ: niższy stan zatrudnienia jako efekt wdrożonych programów PDO

Wzrost kosztów usług obcych – dotyczy usług dystrybucyjnych

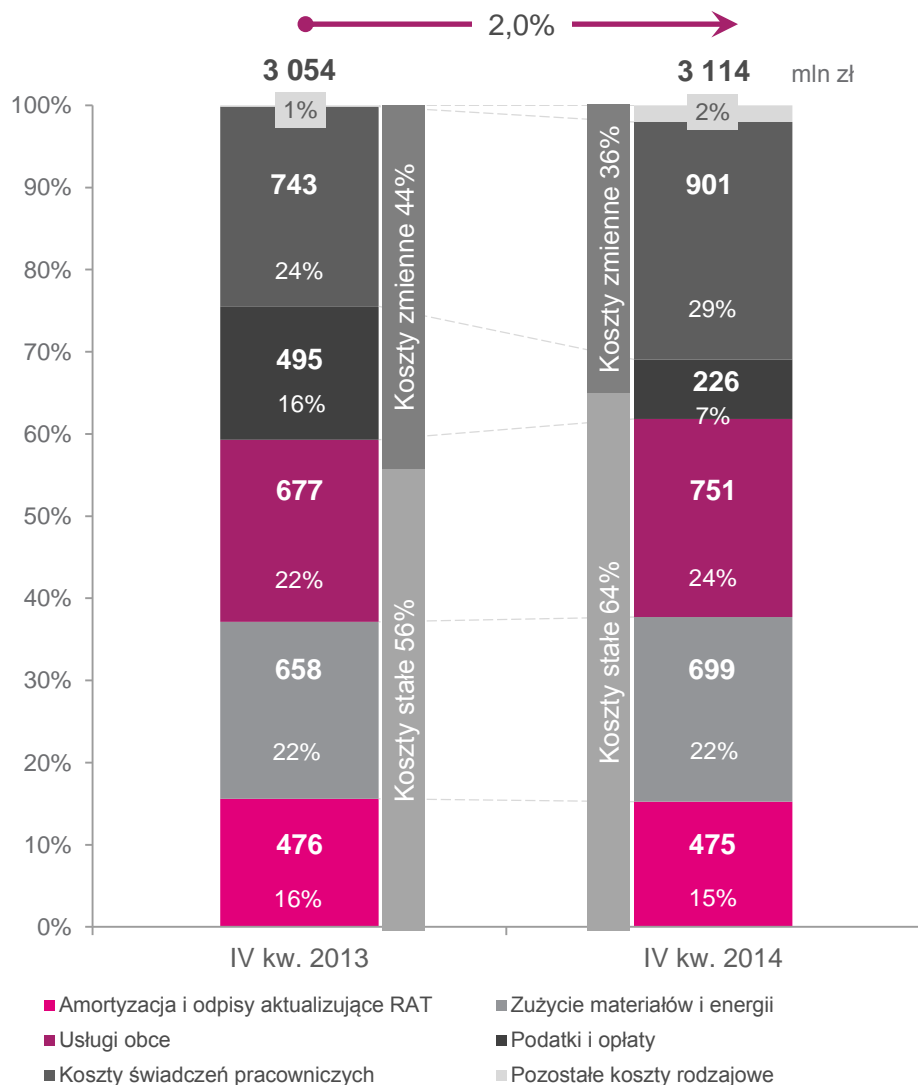
Struktura kosztów:

- W 2014 r.: koszty zmienne (bez wartości sprzedanych towarów i materiałów) ok. 34%, koszty stałe ok. 66%
- W 2013 r.: koszty zmienne ok. 40%, koszty stałe ok. 60%

Najistotniejsze czynniki zmiany struktury:

- ✓ niższe koszty paliw
- ✓ niższe koszty uprawnień do emisji CO₂
- ✓ wyższe koszty świadectw pochodzenia energii

Struktura kosztów rodzajowych w IV kw. 2014 r.



Koszty IV kw. 2014 r. są wyższe o ok. 2% od kosztów IV kw. 2013 r. w wyniku:

- spadku podatków i opłat w zakresie kosztów rezerwy CO₂
- wzrostu kosztów:
 - usług obcych – dotyczy usług dystrybucyjnych
 - kosztów świadczeń pracowniczych – z uwagi na wzrost kosztów rezerw aktuarialnych (zmiana stopy dyskonta) oraz wzrost rezerw na PDO

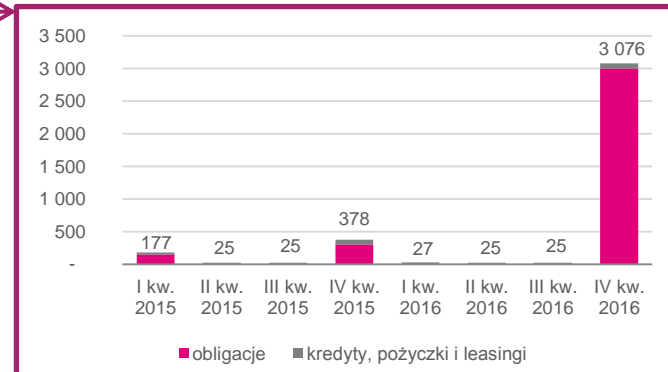
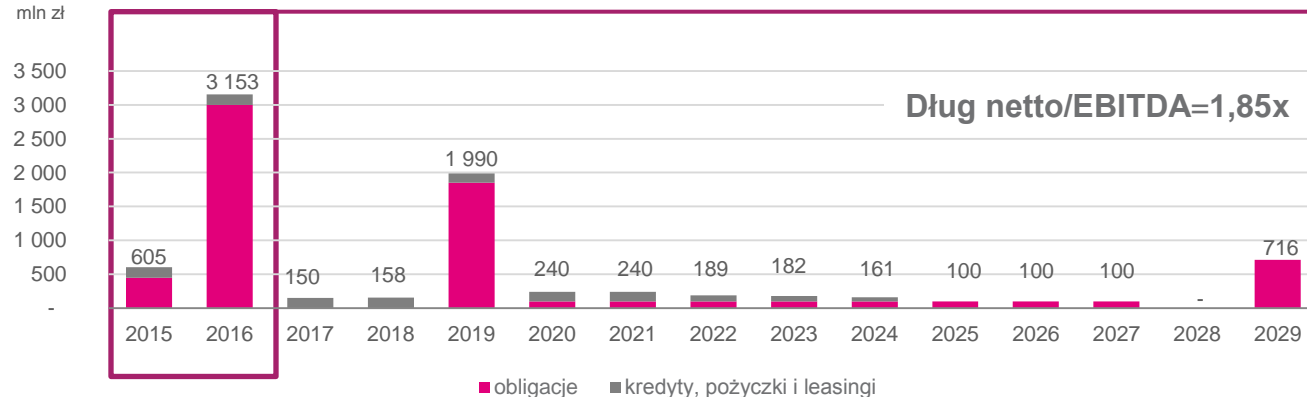
Struktura kosztów:

- W IV kwartale 2014 r.: koszty zmienne (bez wartości sprzedanych towarów i materiałów) 36%, koszty stałe ok. 64%
- W IV kwartale 2013 r.: koszty zmienne ok. 44%, koszty stałe ok. 56%

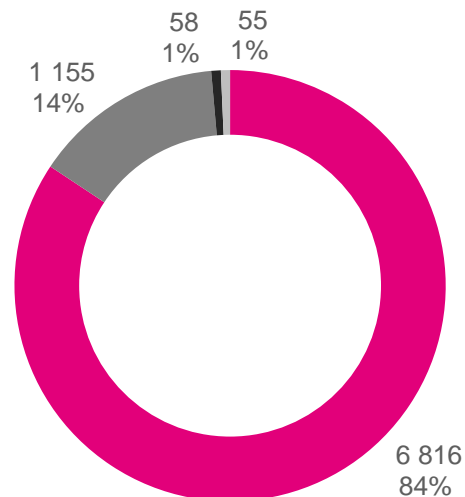
Najistotniejsze czynniki zmiany struktury:

- ✓ wyższe koszty świadectw pochodzenia energii
- ✓ niższe koszty rezerwy uprawnień CO₂
- ✓ niższe koszty paliw

mln zł

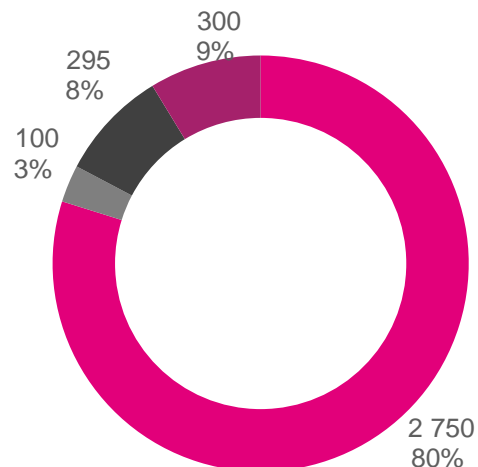


Struktura zadłużenia finansowego Grupy TAURON [mln zł]



■ obligacje
■ kredyty z EBI
■ pożyczki z NFOŚiGW/WFOSiGW
■ leasingi

Kwoty dostępnego finansowania Grupy TAURON [mln zł]












■ obligacje program bankowy
■ obligacje program BGK
■ kredyt EBI
■ cashpooling

- zadłużenie finansowe (wartość nominalna zadłużenia z tytułu kredytów inwestycyjnych, pożyczek, leasingu oraz obligacji) na dzień 31 grudnia 2014 r. wynosi 8 084 mln zł
- średnioważona zapadalność długu wg stanu na 31 grudnia 2014 r. wynosi 58 miesięcy
- dług denominowany w EUR (emisja obligacji NSV) stanowi 8,86% długu ogółem

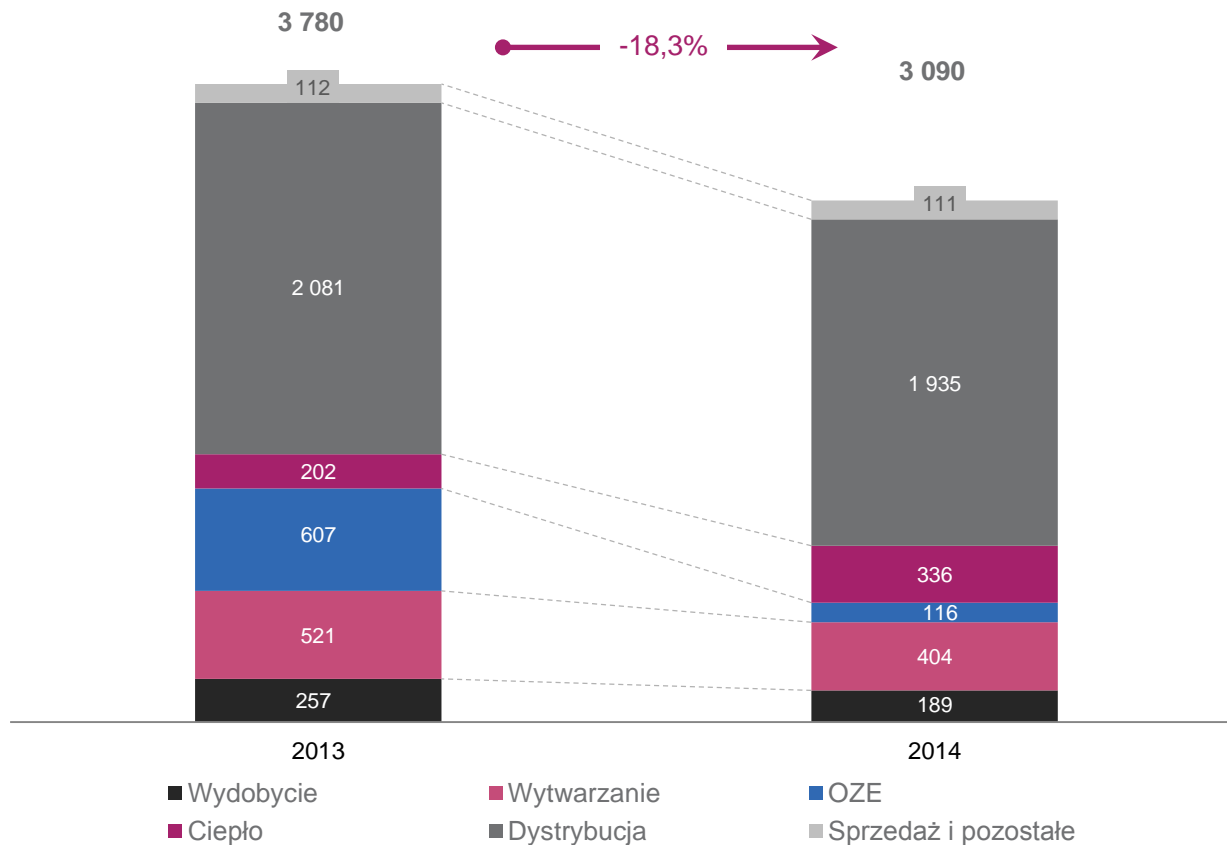
Struktura długu ze względu na stopę oprocentowania:

instrument	kwota długu [mln zł]	oprocentowanie	zabezpieczenie
obligacje, w tym:	6 816		
program bankowy	3 000	zmienne	IRS
program bankowy	450	zmienne	brak
program rynkowy	1 750	zmienne	brak
program BGK	900	zmienne	brak
NSV	716	stałe	CIRS
kredyty EBI	1 155	stałe	brak
pożyczki	58	zmienne	brak
leasingi	55	zmienne	brak

CAPEX – status prac przy kluczowych projektach

Inwestycja	Moc (MW _e)	Moc (MW _t)	Zaawansowanie prac	Planowany termin zakończenia
Budowa bloku węglowego w Elektrowni Jaworzno III	910	-	9% 	2019
Budowa bloku parowo-gazowego w Elektrociepłowni Stalowa Wola	450	240	68% 	2015
Budowa węglowego bloku kogeneracyjnego w ZW Tychy	50	86	42% 	2016
Budowa turbogeneratorsa TG 50 ZW Nowa	50	-	67% 	2015
Elektrownia Jaworzno III – budowa instalacji odazotowania spalin i modernizacja bloków 200 MW	-	-	74% 	2016
Elektrownia Łaziska – budowa instalacji odazotowania spalin i modernizacja bloków 200 MW	-	-	91% 	2015
Budowa bloku parowo-gazowego w Elektrowni Łagisza	413	266	1% 	2018
Budowa poziomu 800 m w Zakładzie Górniczym Janina	-	-	17% 	2019
Budowa szybu Grzegorz w Zakładzie Górniczym Sobieski	-	-	15% 	2022





Nakłady inwestycyjne wg segmentów [mln zł]



Główne inwestycje zrealizowane w 2014 r.:

- Wydobycie – budowa poziomu 800 m i uruchomienie czwartej ściany w Zakładzie Górniczym Janina (82 mln zł), budowa szybu Grzegorz wraz z infrastrukturą i wyrobiskami towarzyszącymi w Zakładzie Górniczym Sobieski (23 mln zł)
- Wytwarzanie – budowa instalacji do obniżenia emisji NO_x (191 mln zł), budowa bloku 910 MW w EI. Jaworzno (58 mln zł)
- OZE – budowa farmy wiatrowej Marszewo II etap (21 mln zł), modernizacja elektrowni wodnych (84 mln zł)
- Dystrybucja – budowa nowych przyłączy (512 mln zł), modernizacja i odtworzenie majątku sieciowego (1 151 mln zł)
- Ciepło – budowa i modernizacja sieci ciepłowniczych (84 mln zł), odbudowa mocy w ZW Tychy (128 mln zł), budowa kotłów szczytowych w ZW Katowice wraz z zasilaniem magistrali z ELCHO (22 mln zł)

Program poprawy efektywności

Segment	Oszczędności zrealizowane w latach 2013-2014	Oszczędności zaplanowane na lata 2013-2015	% realizacji	Główne inicjatywy
Dystrybucja	292 mln zł	416 mln zł	 70%	<ul style="list-style-type: none"> Wdrożenie docelowego modelu biznesowego, eliminacja dublujących się funkcji Zmiana zasad kwalifikowania wydatków do nakładów lub kosztów Optymalizacja różnicy bilansowej Optymalizacja procesów IT Integracja funkcji biznesowych w obszarze serwisu Optymalizacja usług obcych
Wytwarzanie (w tym OZE)	322 mln zł	387 mln zł	 83%	<ul style="list-style-type: none"> Restrukturyzacja zatrudnienia i optymalizacja procesów Ograniczenie remontów dla najmniej efektywnych jednostek Optymalizacja kosztów ogólnozakładowych Outsourcing części funkcji, głównie w obszarze remontów Poprawa sprawności urządzeń, optymalizacja wolumenu produkcji oraz kosztów operacyjnych w elektrowniach wodnych Obniżenie kosztów serwisu i utrzymania ruchu farm wiatrowych
Ciepło	42 mln zł	33 mln zł	 127%	<ul style="list-style-type: none"> Restrukturyzacja zatrudnienia Ograniczenie strat sprężonego powietrza Restrukturyzacja majątku Optymalizacja kosztów usług obcych Optymalizacja polityki zakupowej
Wydobycie	27 mln zł	28 mln zł	 97%	<ul style="list-style-type: none"> Budowa instalacji wytwarzania azotu Rozbudowa stacji odwadniania mułów Uzdatnianie wody pitnej Aukcje elektroniczne w zamówieniach publicznych Stosowanie wykładki mechanicznej przy drążeniu wyrobisk
Pozostałe Segmenty	36 mln zł			<ul style="list-style-type: none"> Restrukturyzacja zatrudnienia, ograniczenie kosztów usług obcych
Razem	719 mln zł	864 mln zł	83%	

- W latach 2013-2014 do programu dobrowolnych odejść (PDO) przystąpiło 647 osób. W tym okresie rozwiązano umowy o pracę z 1 252 osobami (łącznie 3 746 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 programu
- Struktura oszczędności za lata 2013-2014: 56% przypada na restrukturyzację zatrudnienia, 44% przypada na pozostałe inicjatywy
- Szacowana struktura oszczędności w perspektywie 2013-2015: 73% przypada na restrukturyzację zatrudnienia, 27% przypada na pozostałe inicjatywy

Perspektywy na 2015 r.

PLUS



MINUS



Dystrybucja

- wzrost WRA o ok. 700 mln zł
- wzrost średniej stawki usługi dystrybucyjnej o 3,73%
- stabilny wolumen dostarczanej energii
- kontynuacja programów poprawy efektywności
- dalsza poprawa wskaźników jakościowych

- obniżenie o 5% zwrotu z kapitału
- spadek WACC o 0,1 pp

Sprzedaż

- wyhamowanie tempa spadku wolumenów

- zmniejszenie marż na sprzedaży energii

Wytwarzanie

- wyższe wolumeny produkcji
- kontynuacja programów poprawy efektywności

- wyższe koszty CO₂
- znacznie niższe przychody z ORM

Wydobycie

- wyższy wolumen wydobywania
- modernizacja i zwiększenie wydajności ZG Janina

- wysokie stany zapasów węgla w sektorze

Ciepło

- wzrost wolumenów sprzedaży (po wyłączeniu ZW Nowa)

- utrata części EBITDA na skutek transakcji z ArcelorMittal

OZE

-

- niższe ceny zielonych certyfikatów

CAPEX i zadłużenie

Znaczący wzrost na skutek budowy bloku o mocy 910 MW w Elektrowni Jaworzno III – planowany CAPEX Grupy ok. 4,5 mld zł
Wzrost poziomu zadłużenia przy atrakcyjnych warunkach finansowania

Biuro Relacji Inwestorskich

Marcin Lauer

marcin.lauer@tauron-pe.pl
tel. + 48 32 774 27 06

Paweł Gaworzyński

pawel.gaworzynski@tauron-pe.pl
tel. + 48 32 774 25 34

Magdalena Wilczek

magdalena.wilczek@tauron-pe.pl
tel. + 48 32 774 25 38

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.

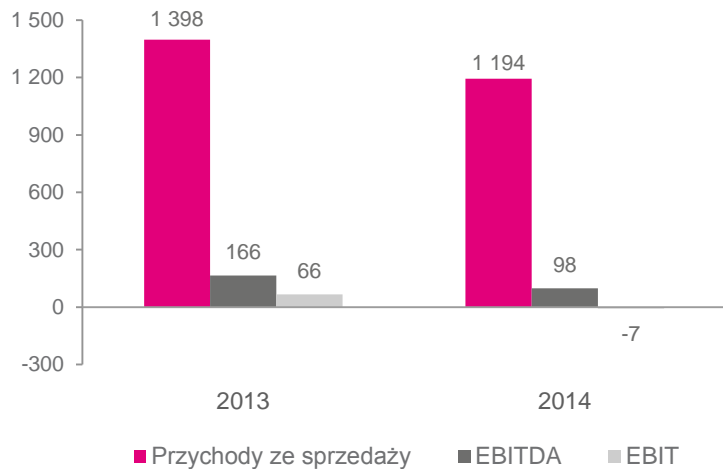
Odbiorcy niniejszej prezentacji ponoszą wyłączną odpowiedzialność za własne analizy i oceny rynku oraz sytuacji rynkowej Spółki i potencjalnych wyników Spółki w przyszłości, dokonane w oparciu o informacje zawarte w niniejszej prezentacji.

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.

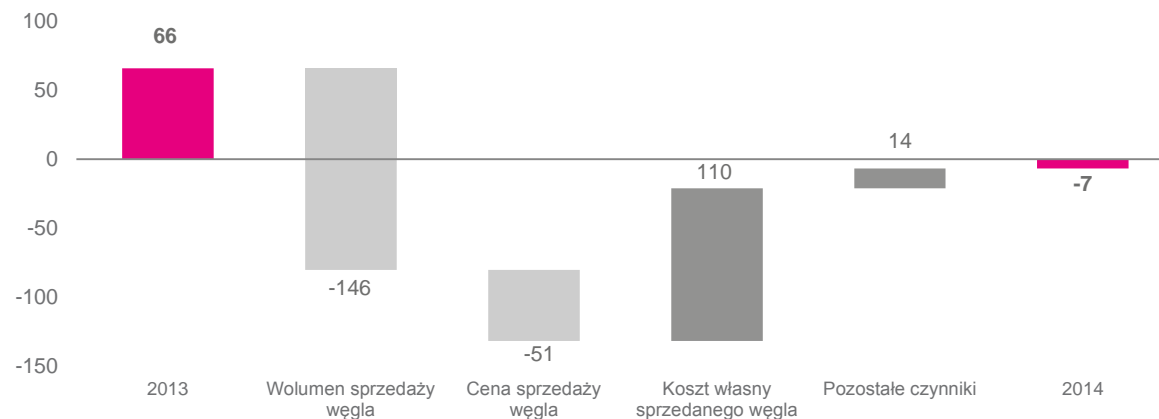
Ani Spółka ani żaden z jej podmiotów zależnych nie są zobowiązane zapewnić odbiorcom niniejszej prezentacji jakichkolwiek dodatkowych informacji ani aktualizować niniejszej prezentacji.

Segment Wydobycie

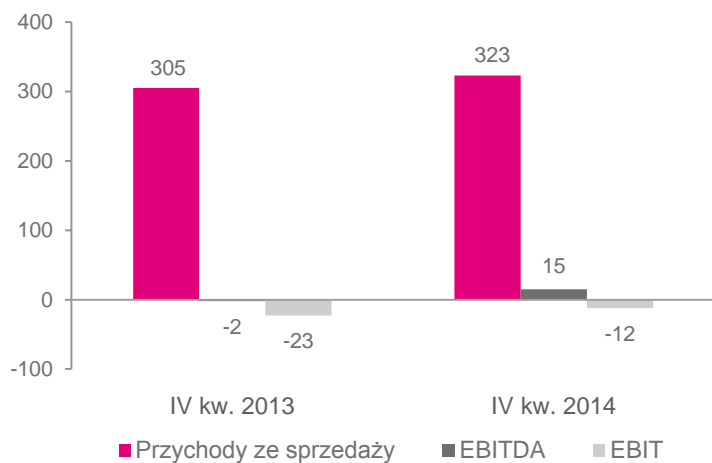
Dane finansowe 2014 [mln zł]



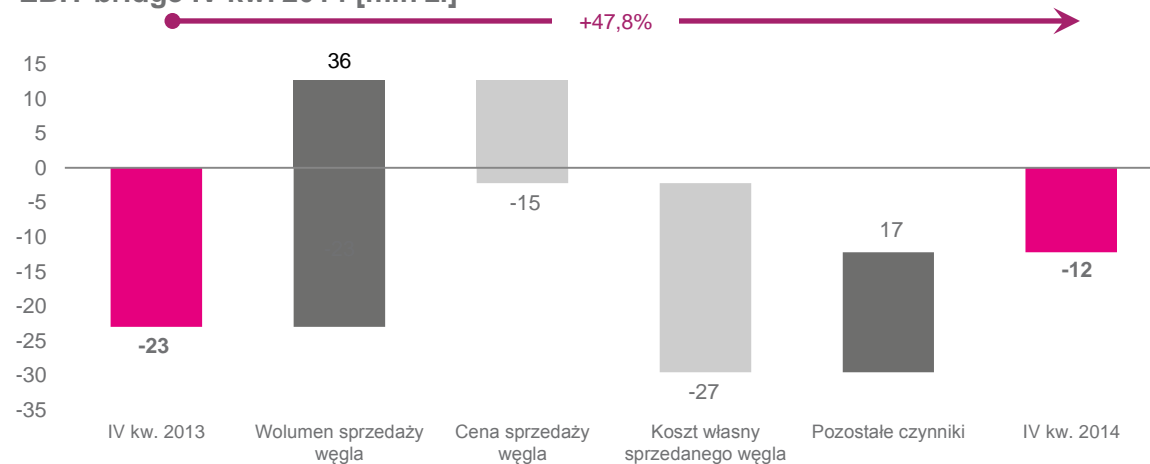
EBIT bridge 2014 [mln zł]



Dane finansowe IV kw. 2014 [mln zł]

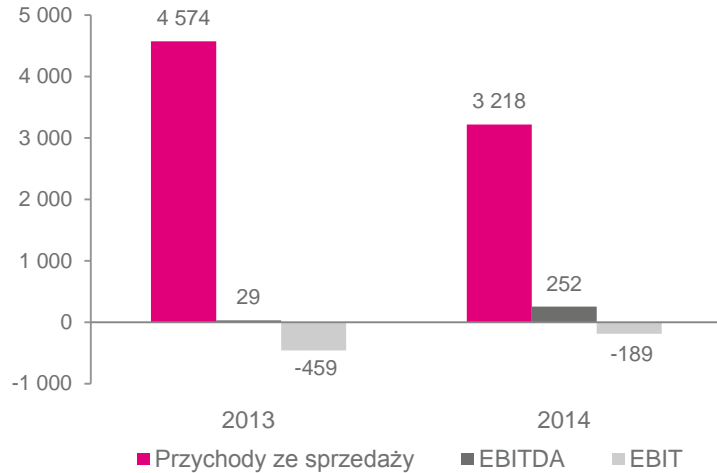


EBIT bridge IV kw. 2014 [mln zł]

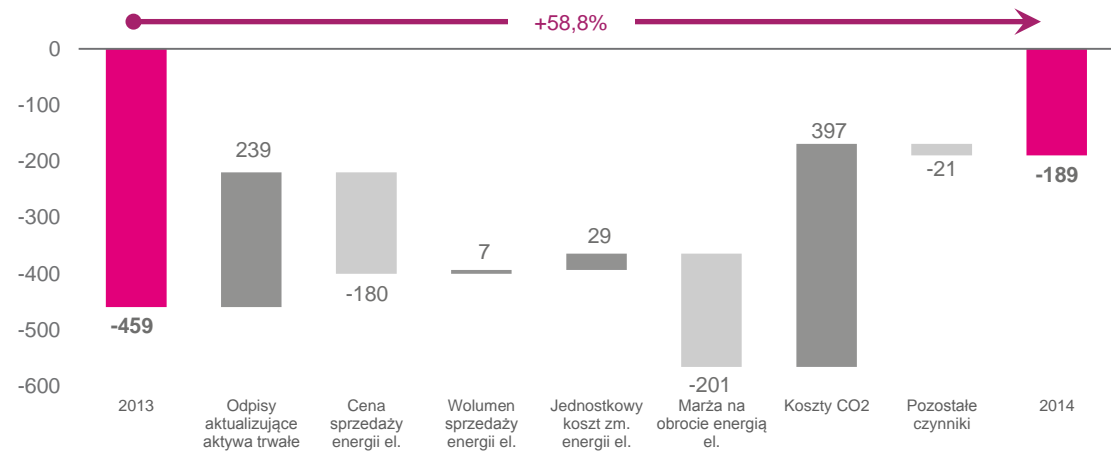


Segment Wytwarzanie (źródła konwencjonalne)

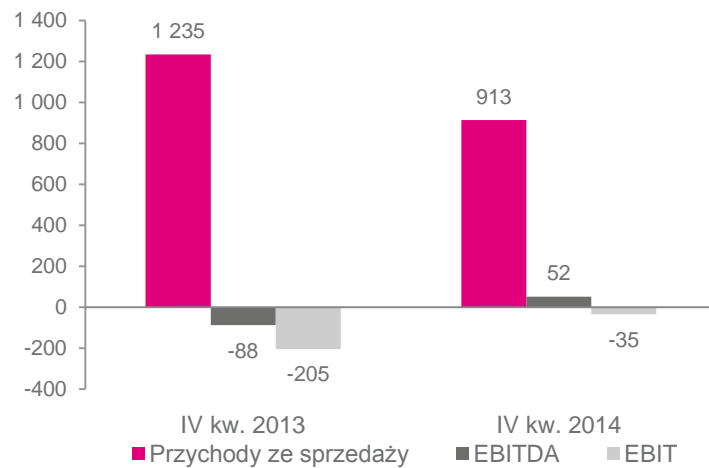
Dane finansowe 2014 [mln zł]



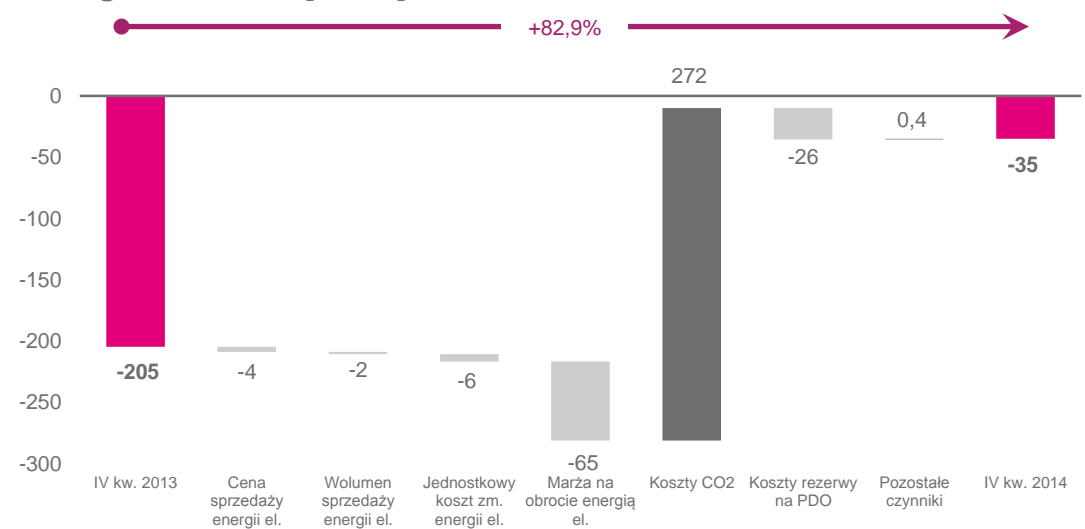
EBIT bridge 2014 [mln zł]



Dane finansowe IV kw. 2014 [mln zł]

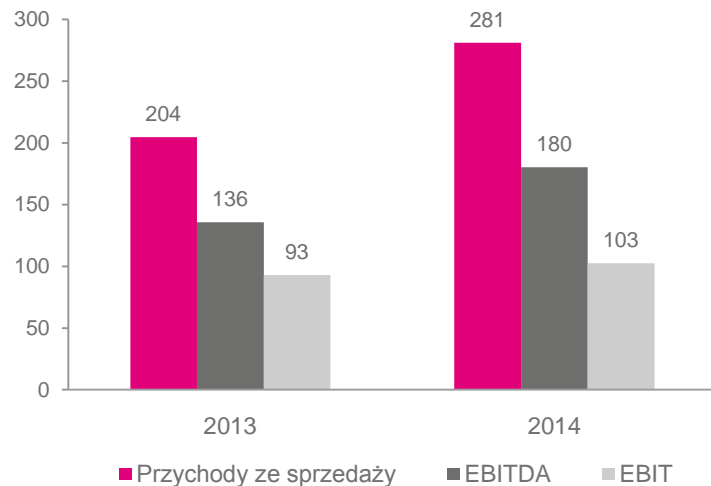


EBIT bridge IV kw. 2014 [mln zł]

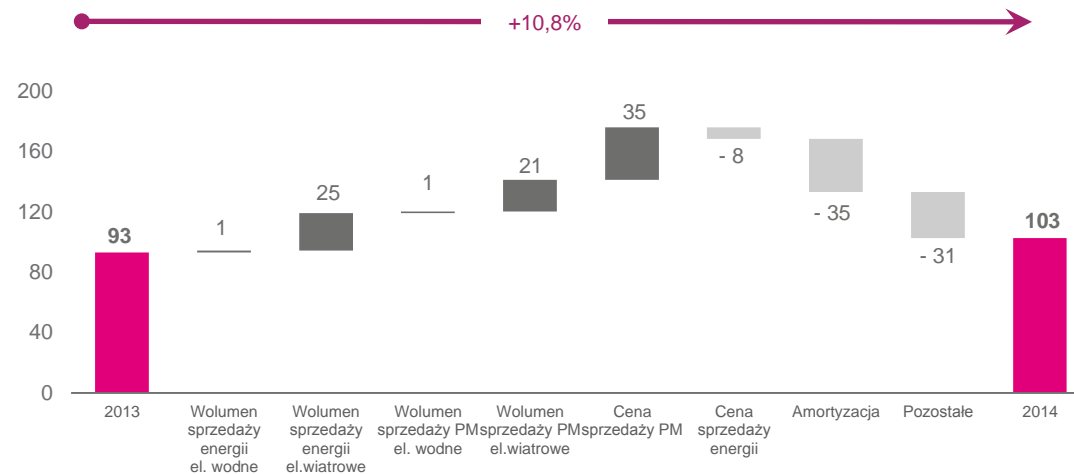


Segment Odnawialne Źródła Energii (OZE)

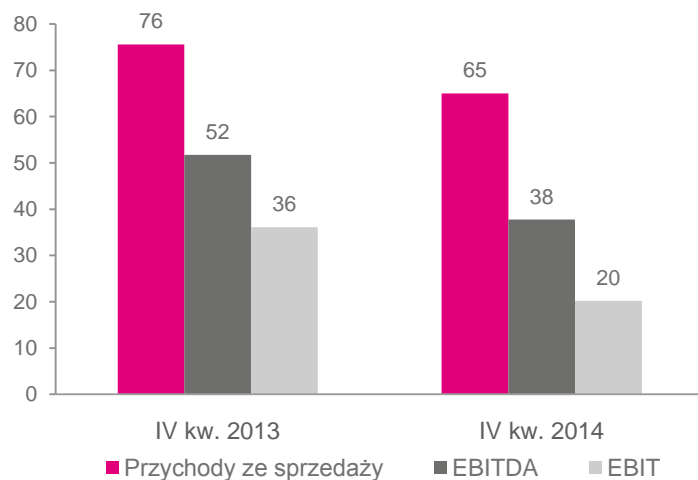
Dane finansowe 2014 [mln zł]



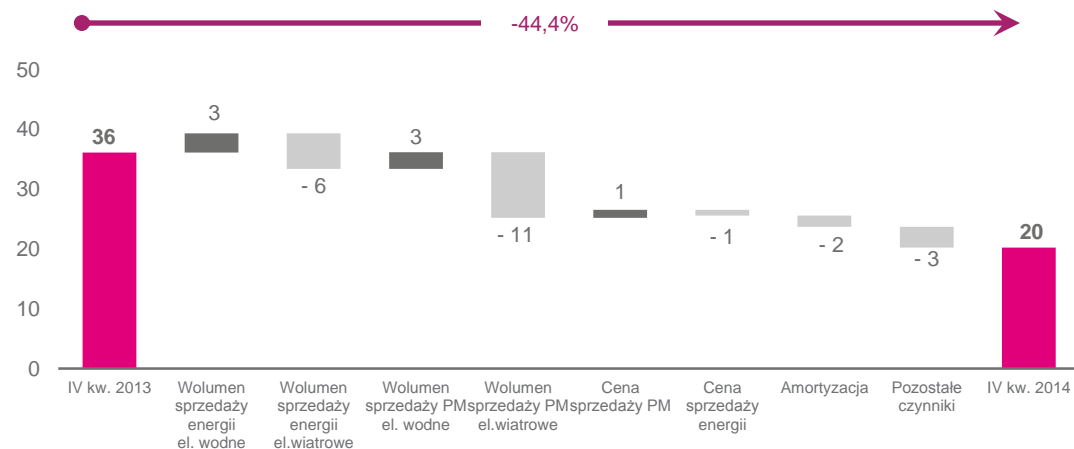
EBIT bridge 2014 [mln zł]



Dane finansowe IV kw. 2014 [mln zł]

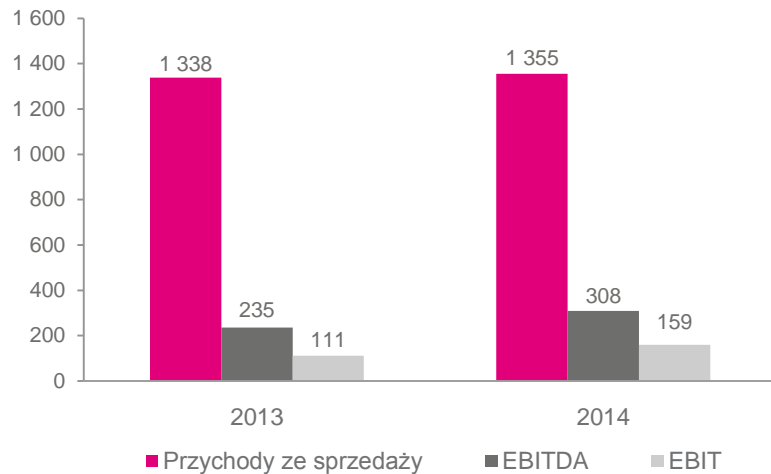


EBIT bridge IV kw. 2014 [mln zł]

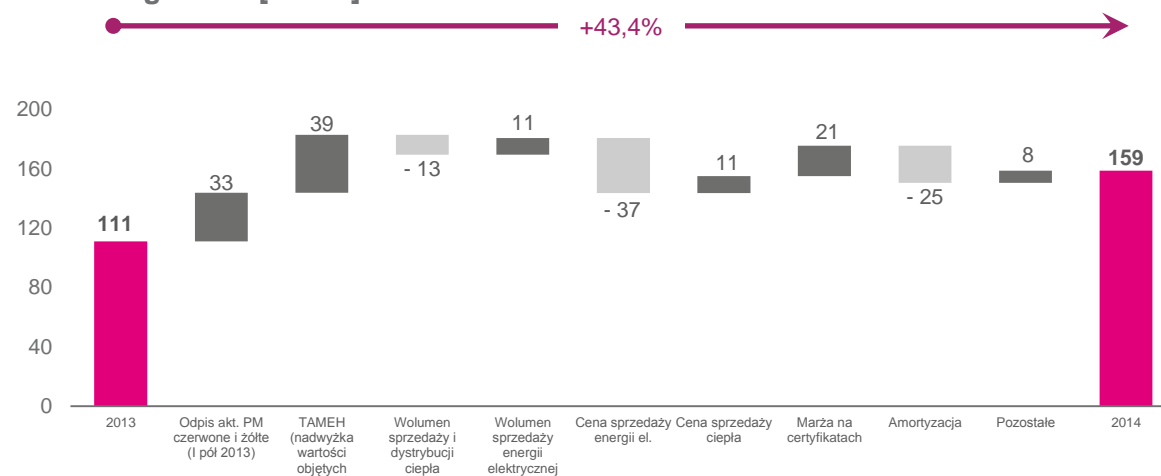


Segment Ciepło

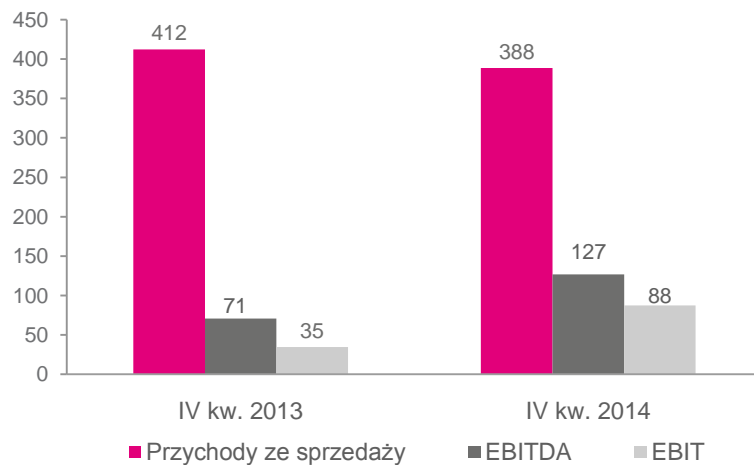
Dane finansowe 2014 [mln zł]



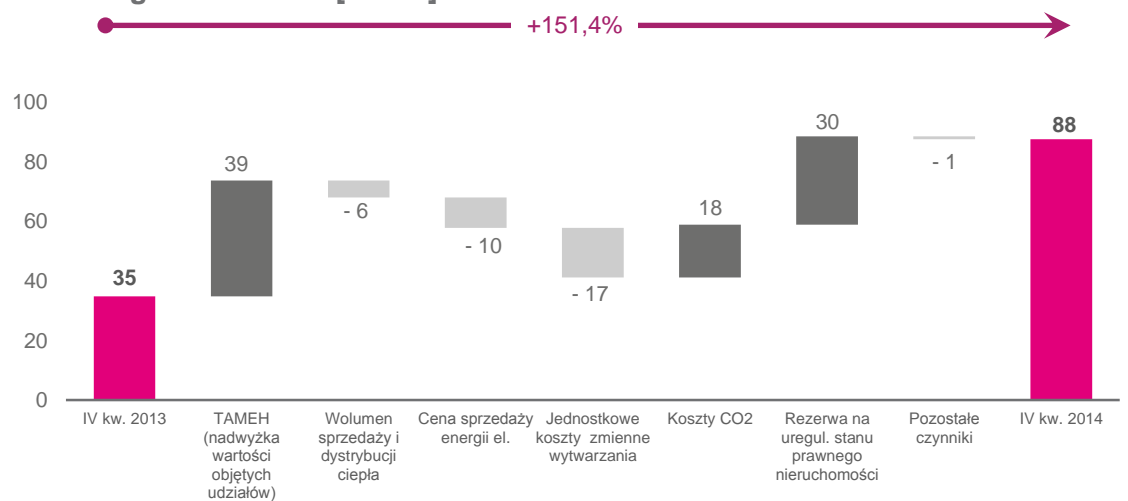
EBIT bridge 2014 [mln zł]



Dane finansowe IV kw. 2014 [mln zł]

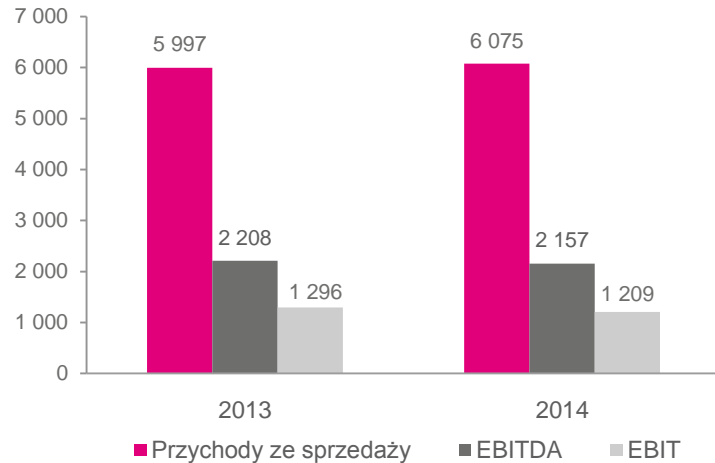


EBIT bridge IV kw. 2014 [mln zł]

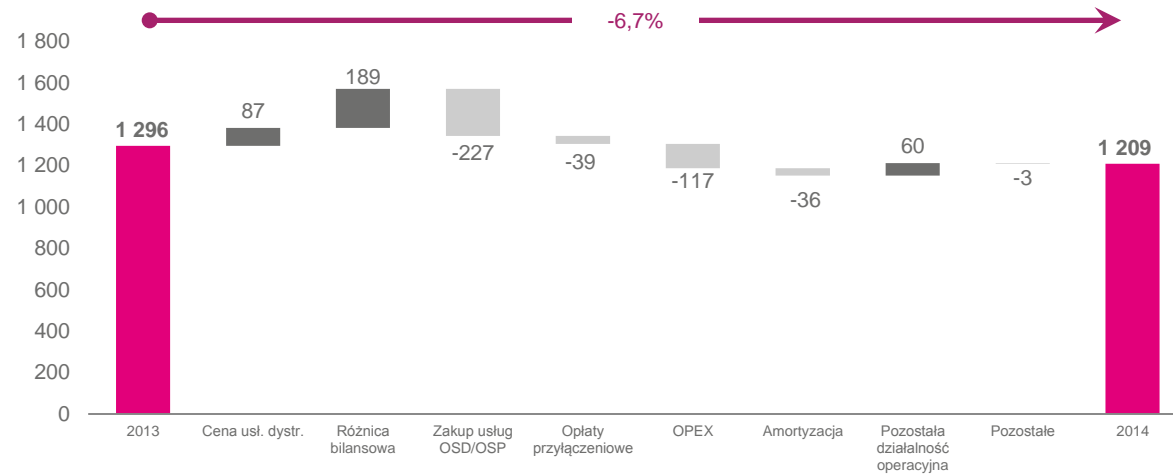


Segment Dystrybucja

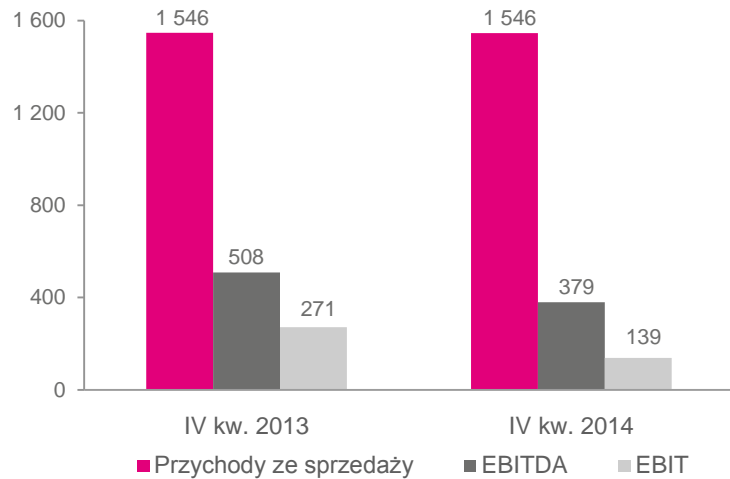
Dane finansowe 2014 [mln zł]



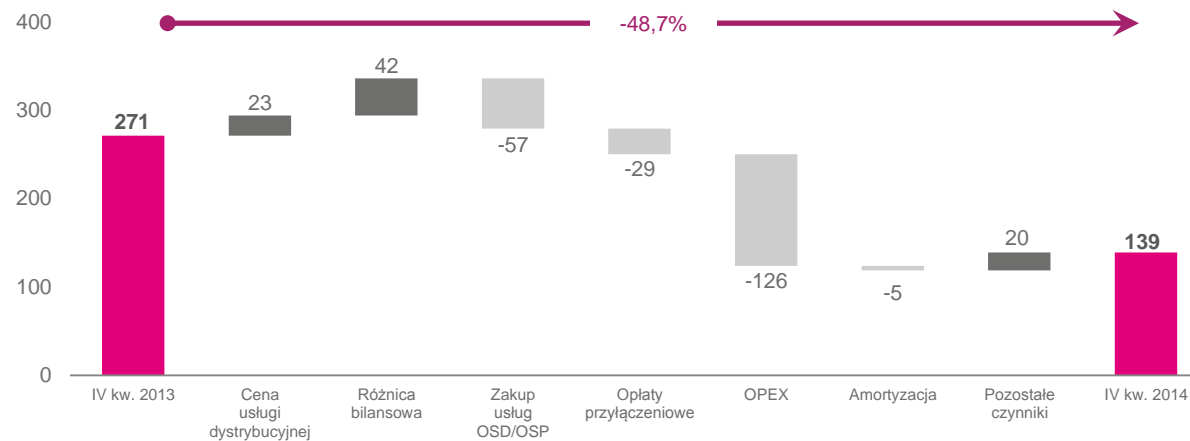
EBIT bridge 2014 [mln zł]



Dane finansowe IV kw. 2014 [mln zł]

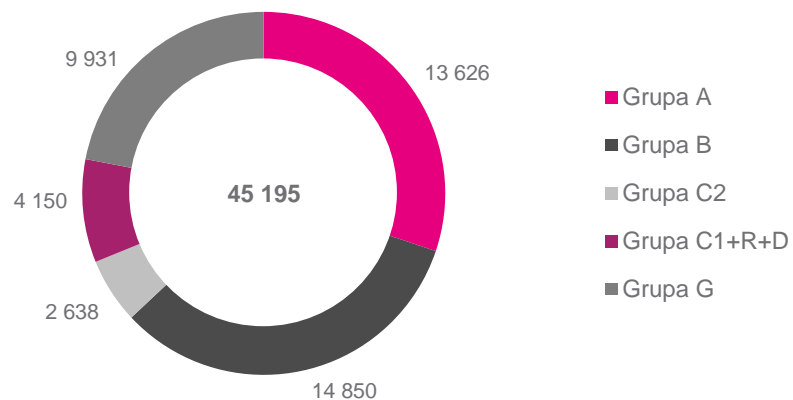


EBIT bridge IV kw. 2014 [mln zł]

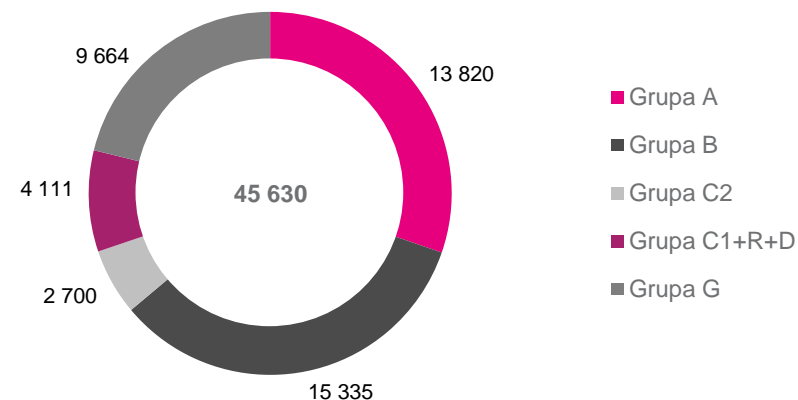


Segment Dystrybucja – wolumeny

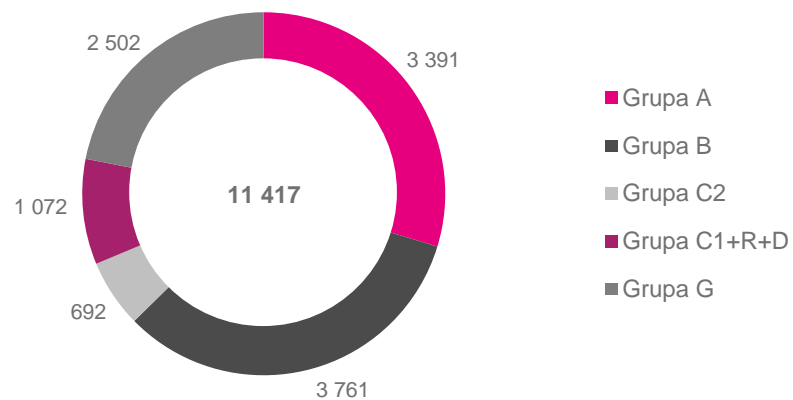
Dystrybucja energii elektrycznej [GWh] w 2013



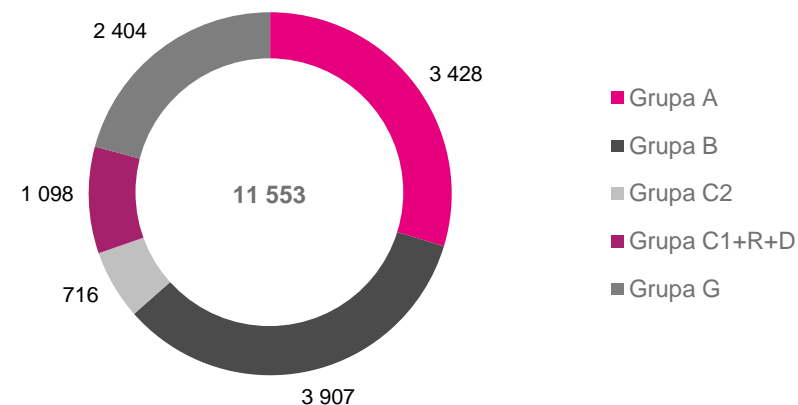
Dystrybucja energii elektrycznej [GWh] w 2014



Dystrybucja energii elektrycznej [GWh] w IV kw. 2013

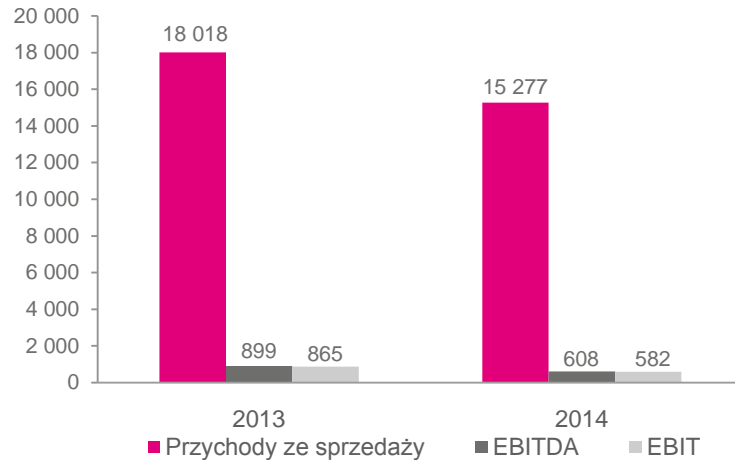


Dystrybucja energii elektrycznej [GWh] w IV kw. 2014

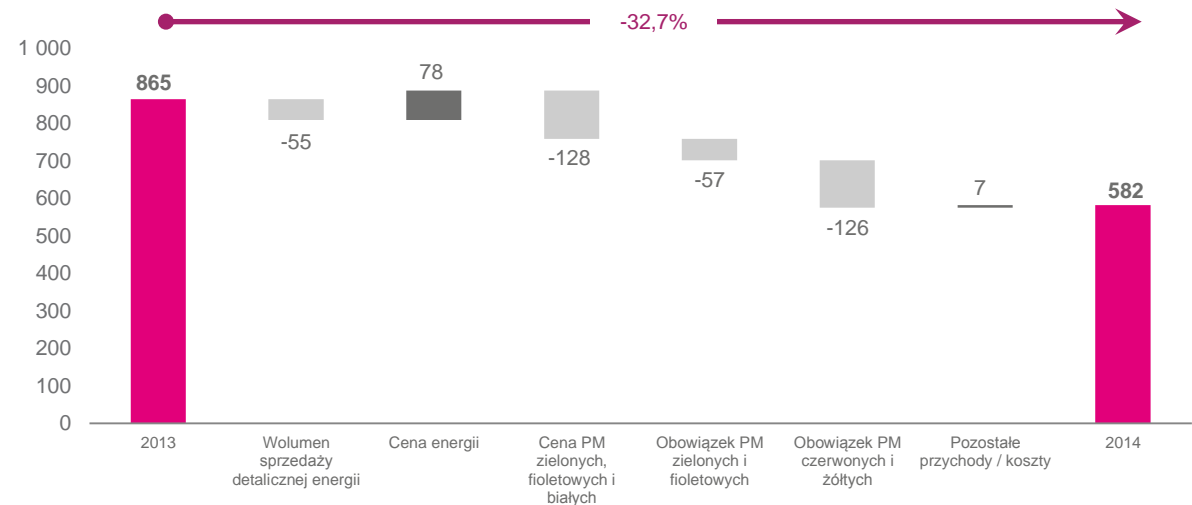


Segment Sprzedaż

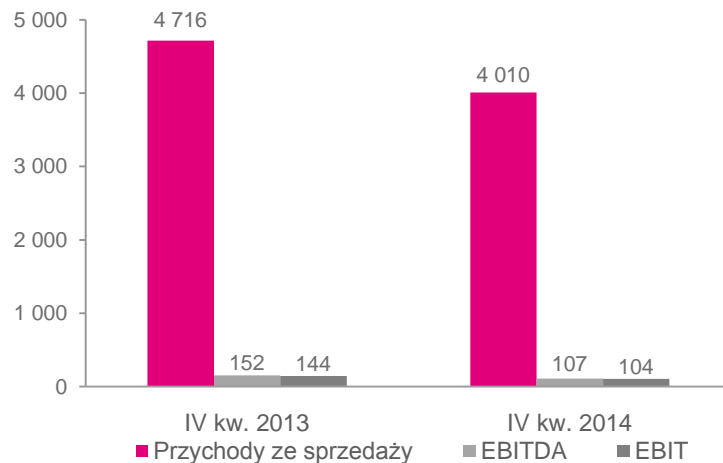
Dane finansowe 2014 [mln zł]



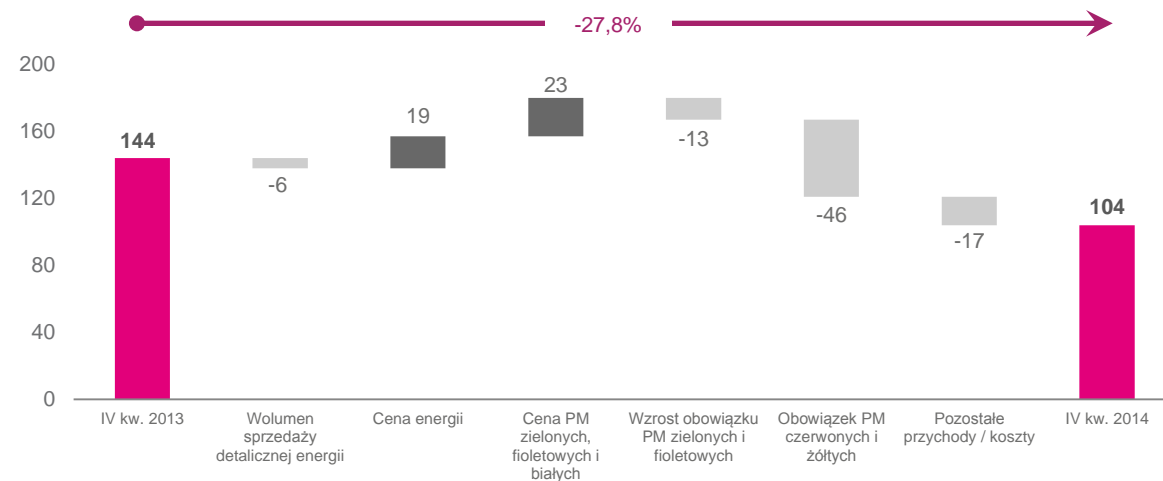
EBIT bridge 2014 [mln zł]



Dane finansowe IV kw. 2014 [mln zł]

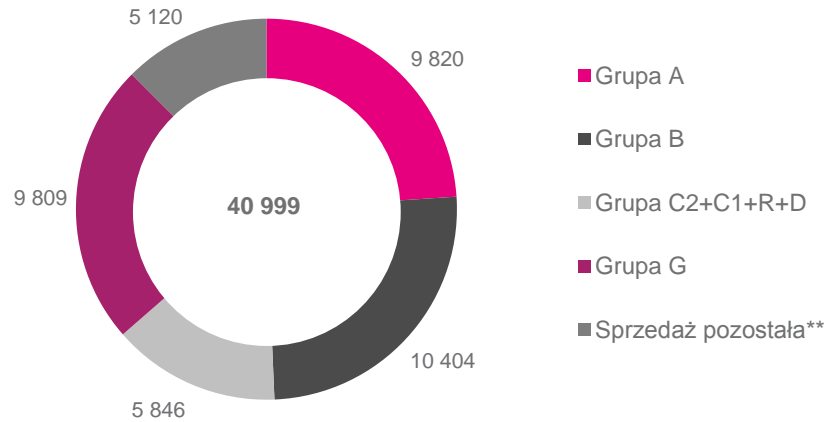


EBIT bridge IV kw. 2014 [mln zł]

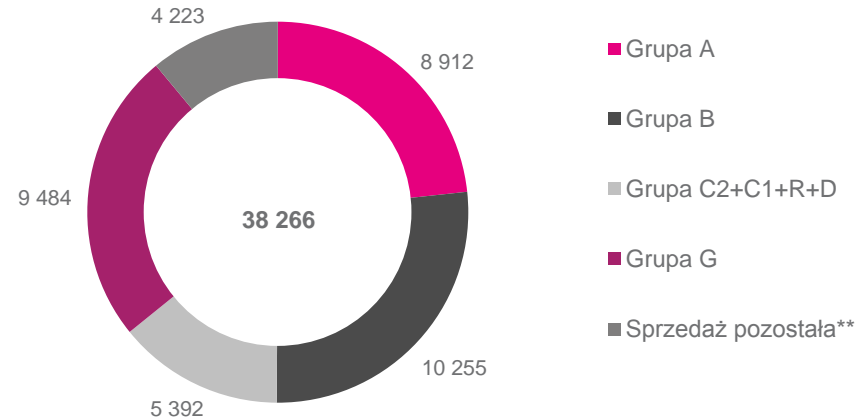


Segment Sprzedaż – wolumeny

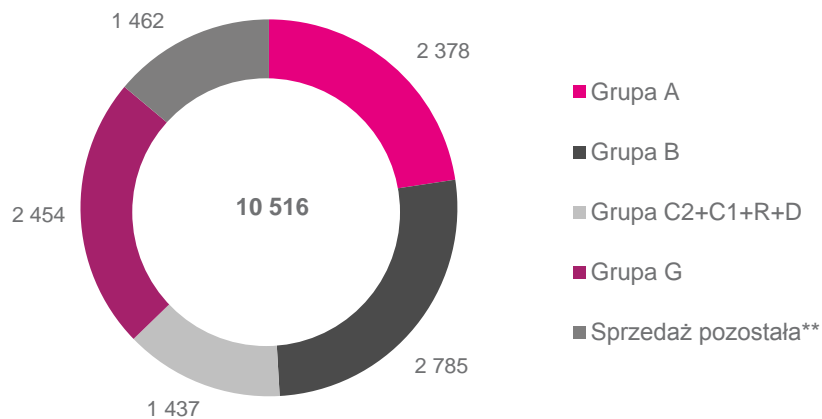
Sprzedaż energii elektrycznej* [GWh] w 2013 roku



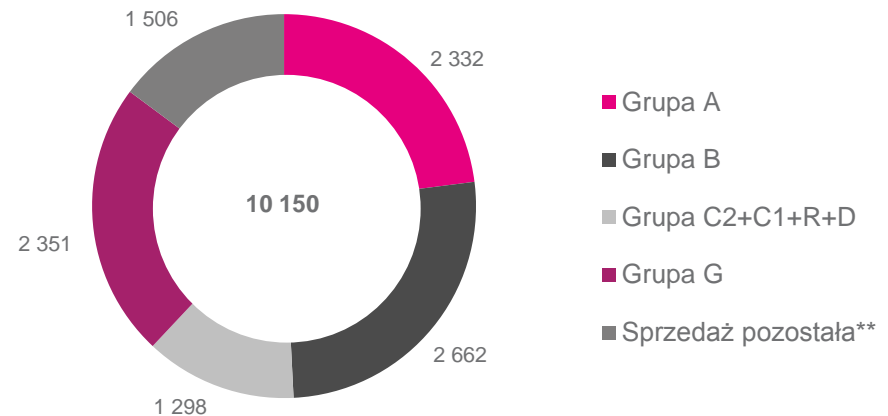
Sprzedaż energii elektrycznej* [GWh] w 2014 roku



Sprzedaż energii elektrycznej* [GWh] w IV kw. 2013



Sprzedaż energii elektrycznej* [GWh] w IV kw. 2014

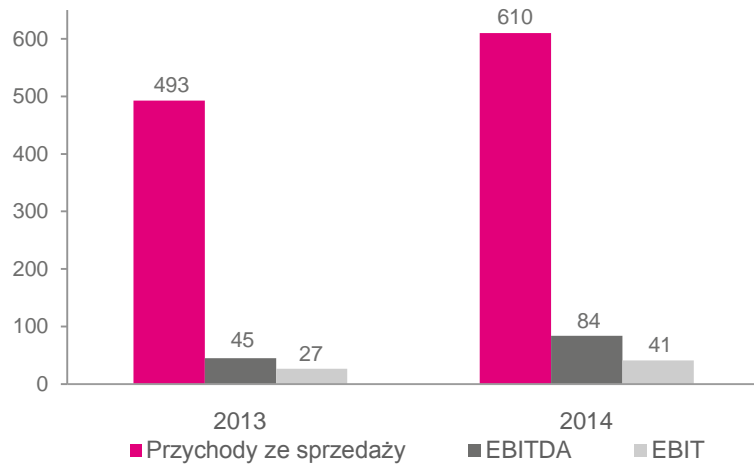


* Wielkości sprzedaży energii elektrycznej do klientów strategicznych TAURON Polska Energia S.A. ujęto w grupie A

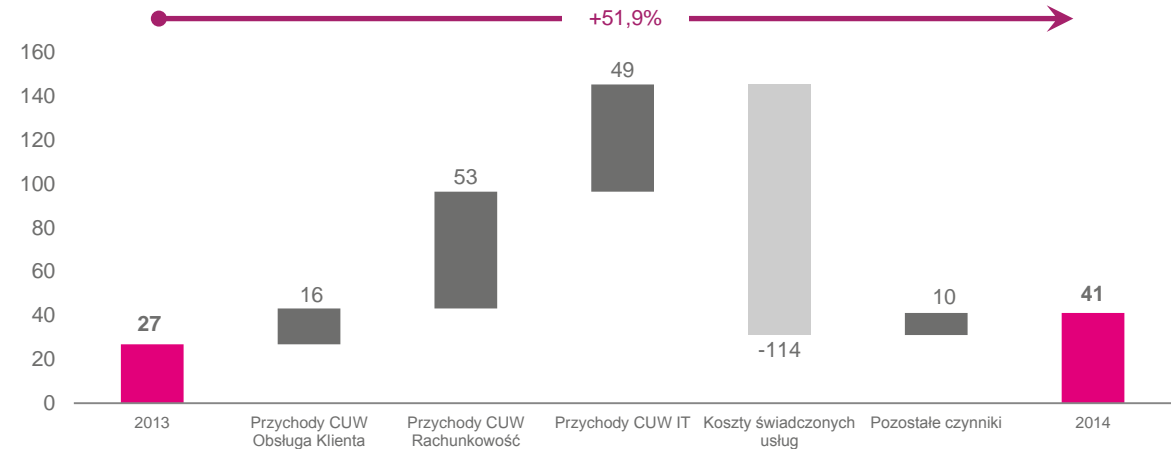
** Potrzeby własne i różnice bilansowe Spółek Grupy, różnice bilansowe do innych OSD, inne

Segment Obsługa Klienta

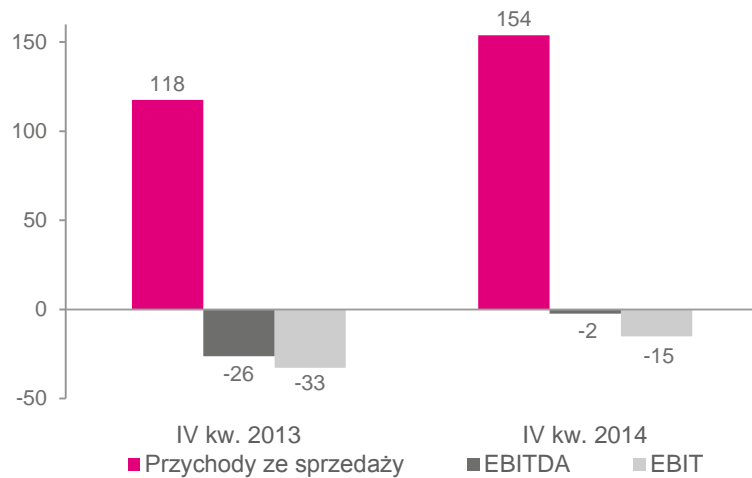
Dane finansowe 2014 [mln zł]



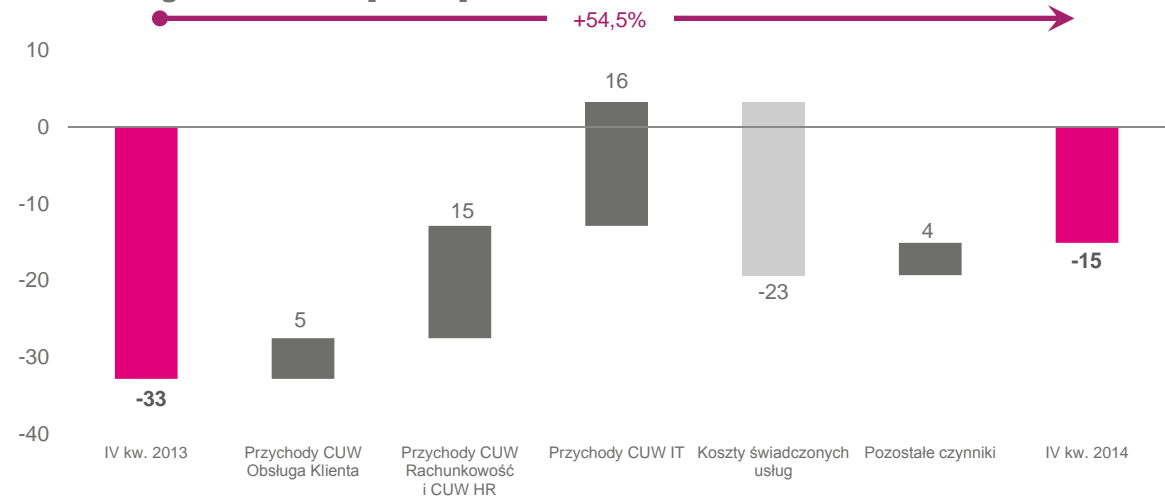
EBIT bridge 2014 [mln zł]



Dane finansowe IV kw. 2014 [mln zł]



EBIT bridge IV kw. 2014 [mln zł]



Trendy cenowe na rynku energii elektrycznej

Energia elektryczna						
Platformy: TGE, TFS, GFI, GPW-POEE	2014 r.		2015 r. (do 26.02.2015)		2015/2014 (do 26.02.2015)	
	Cena PLN/MWh	Wolumen GWh	Cena PLN/MWh	Wolumen GWh	Cena %	Wolumen %
Forward BASE (Y+Q+M)	161,10	189 112	168,60	173 174	+4,7%	-8,4%
Forward PEAK (Y+Q+M)	184,60	19 126	219,80	15 046	+19,1%	-21,3%
Forward (średnia ważona)	163,26	208 238	172,70	188 220	+5,8%	-9,6%
SPOT (TGE)	179,86	21 078	162,85 (Prognoza)	21 000	-9,5%	-0,4%
Średnia ważona razem	164,78	229 316	171,71	209 220	+4,2%	-8,8%

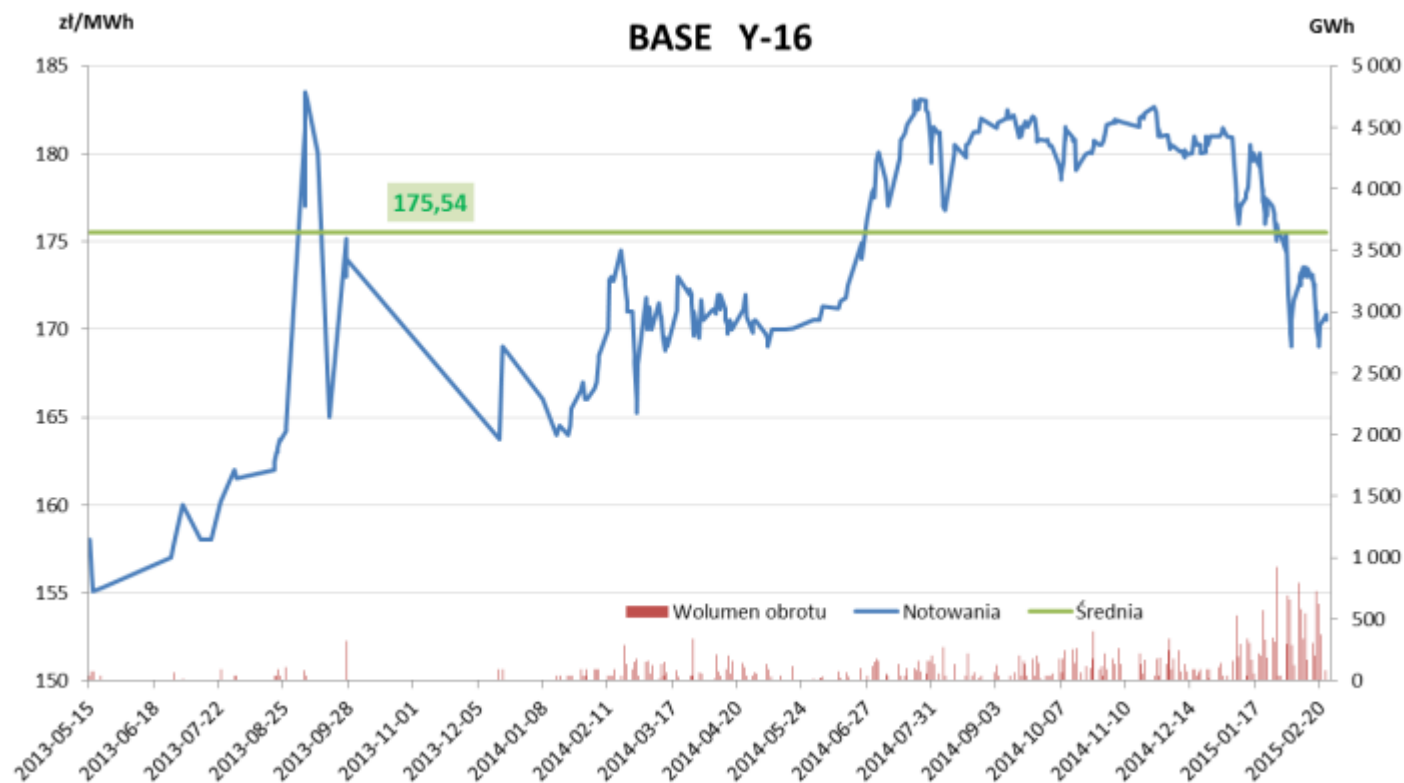
Uprawnienia do emisji CO ₂ (EUA/t)		Prawa majątkowe (PLN/MWh)			
Ankieta analityków rynku CO ₂ *	Cena (EUR/t)	Rodzaj certyfikatu	Ceny rynkowe (średnia w 2014 r.)	Opłata zastępcza i obowiązek za:	
				2014	2015
Średnia w 2014 r.	5,96 EUR/t	OZE (zielony)	186,53	300,03 (13,0%)	303,03 (14,0%)
Średnia w 2015 r.	7,70 EUR/t	Kogeneracja węglowa (czerwony)	10,48	11,00 (23,2%)	11,00 (23,2%)
Średnia w 2016 r.	11,80 EUR/t	Kogeneracja gazowa (żółty)	105,62	110,00 (3,9%)	121,63 (4,9%)
Prognozowana przez TAURON średnia cena EUA w 2015 r.	7,5 – 8,0 EUR/t	Metan (fioletowy)	59,66	63,26 (1,1%)	63,26 (1,3%)

Notowania kontraktów BASE na 2015 r.



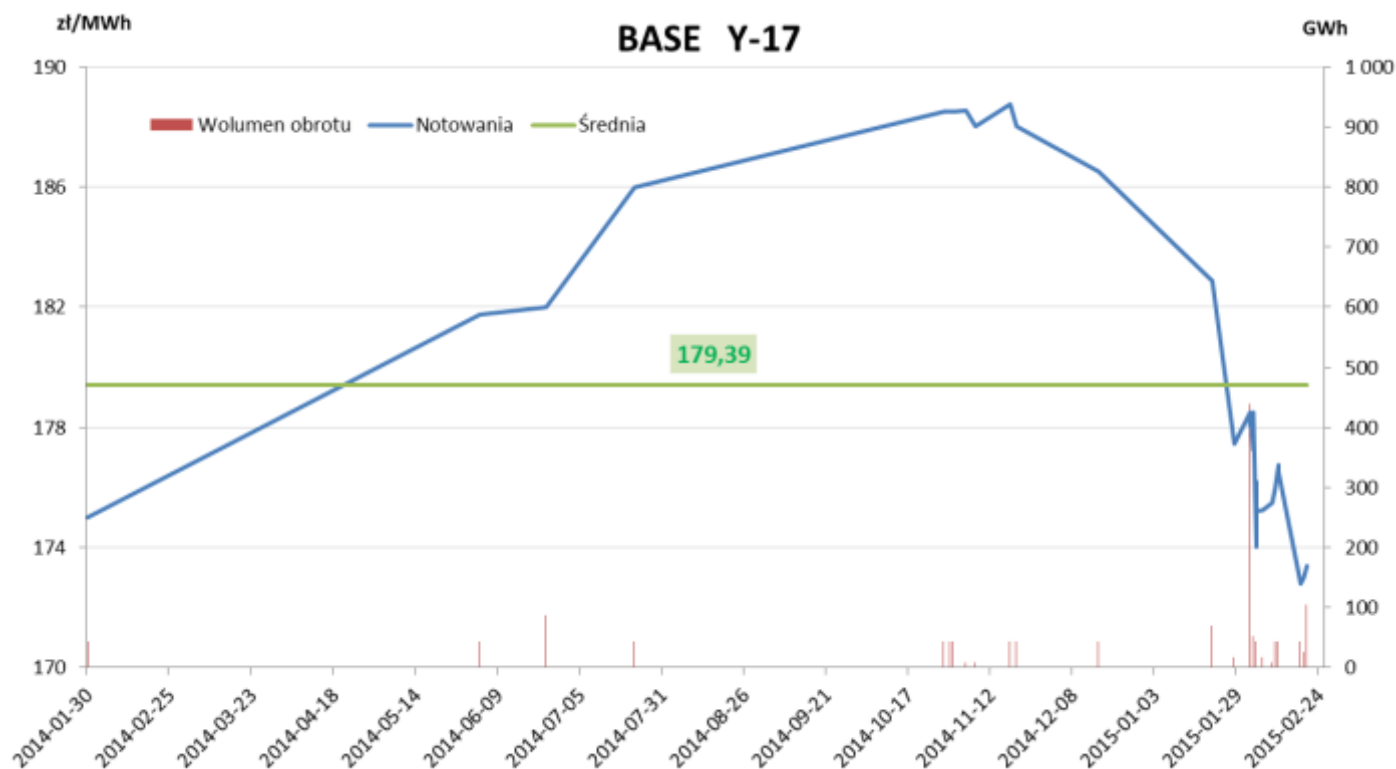
		Średnia cena [zł/MWh]	Wolumen [GWh]
Razem		168,11	146 932
w tym	na TGE	168,16	109 877
	poza TGE	167,96	37 055

Notowania kontraktów BASE na 2016 r.



		Średnia cena [zł/MWh]	Wolumen [GWh]
Razem		175,54	42 743
w tym	na TGE	175,73	29 075
	poza TGE	175,15	13 668

Notowania kontraktów BASE na 2017 r.



		Średnia cena [zł/MWh]	Wolumen [GWh]
Razem		179,39	2 024
w tym	na TGE	177,97	578
	poza TGE	179,96	1 445

Instytucja	Analityk
DB Securities	Tomasz Krukowski
Dom Maklerski mBanku	Kamil Kliszc
Dom Maklerski Banku Handlowego	Piotr Dzięciołowski
Dom Maklerski BZ WBK	Paweł Puchalski
Dom Maklerski PKO BP	Stanisław Ozga
J.P. Morgan Cazenove	Michał Kuzawiński
Erste Group	Tomasz Duda
Espirito Santo Investment Poland	Maria Mickiewicz
Goldman Sachs	Fred Barasi
HSBC	Dmytro Konovalov

Instytucja	Analityk
Ipopema Securities	Piotr Zielonka
Raiffeisen Centrobank	Teresa Schinwald
Renaissance Capital	Vladimir Sklyar
Societe Generale	Bartłomiej Kubicki
UBS Investment Research	Michał Potyra
	Patrick Hummel
	Tomasz Walkowicz
Pekao Investment Banking	Flawiusz Pawluk
WOOD & Company	Bram Buring
Dom Maklerski BOŚ	Michał Stalmach

DZIĘKUJEMY ZA UWAGĘ