



10 marca 2016 r.

Kluczowe parametry finansowe za 2015 r.



Wyniki Grupy TAURON za 2015 r.

[mln zł]

| | | |
|------------------------|---------|-------------------|
| Przychody ze sprzedaży | 18 375 | -1,1% r/r |
| EBITDA | 3 523 | -4,6% r/r |
| Wynik netto | (1 804) | - |
| CAPEX | 4 175 | 35,1% r/r |
| Dług netto/EBITDA | 2,20x | wzrost o 0,40 r/r |

Wyniki kluczowych segmentów za 2015 r.

| [mln zł] | Dystrybucja | Sprzedaż | Wytwarzanie | Wydobycie |
|--------------------|-------------|----------|-------------|-----------|
| Przychody segmentu | 6 450 | 15 984 | 5 376 | 1 206 |
| EBITDA | 2 372 | 380 | 755 | 9 |
| EBIT | 1 372 | 370 | (3 477) | (104) |
| CAPEX | 1 925 | 5 | 1 934 | 211 |

Kluczowe parametry finansowe za IV kwartał 2015 r.



Wyniki Grupy TAURON za IV kwartał 2015 r.

[mln zł]

| | | |
|------------------------|---------|-------------------|
| Przychody ze sprzedaży | 4 741 | -2,4% r/r |
| EBITDA | 682 | -11,3% r/r |
| Wynik netto | (2 883) | - |
| CAPEX | 1 397 | 29,4% r/r |
| Dług netto/EBITDA | 2,20x | wzrost o 0,40 r/r |

Wyniki kluczowych segmentów za IV kwartał 2015 r.

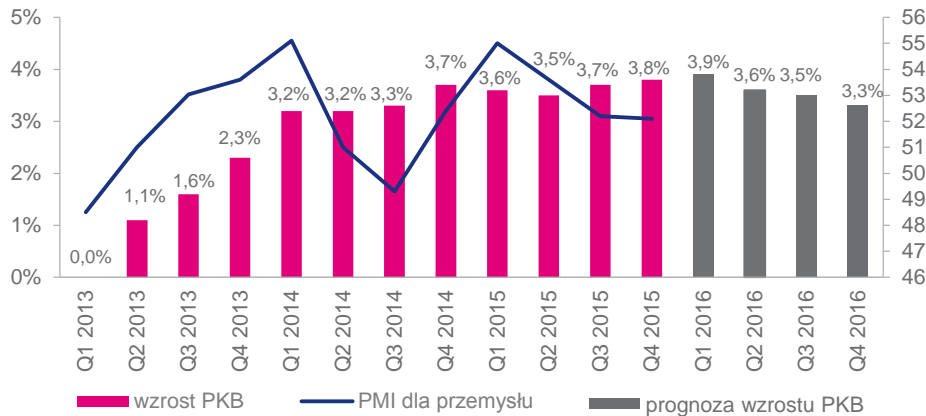
| [mln zł] | Dystrybucja | Sprzedaż | Wytwarzanie | Wydobycie |
|--------------------|-------------|----------|-------------|-----------|
| Przychody segmentu | 1 657 | 4 171 | 1 465 | 331 |
| EBITDA | 533 | (71) | 191 | 32 |
| EBIT | 265 | (74) | (3 608) | 3 |
| CAPEX | 791 | 1 | 526 | 34 |

Podsumowanie kluczowych wydarzeń

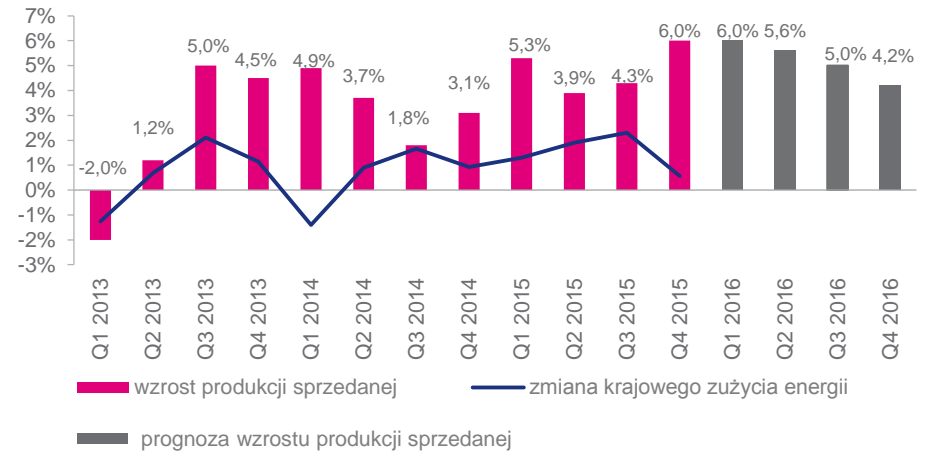
| | |
|-----------------------------------|---|
| 16 stycznia | Wyrażenie wstępnego zainteresowania nabyciem całości lub części aktywów KWK Brzeszcze |
| 10 lipca | Zawarcie aneksu do umowy z Bankiem Gospodarstwa Krajowego w sprawie podwyższenia wartości programu emisji obligacji o 700 mln zł. Łączna wartość programu: 1,7 mld zł |
| 13 lipca | Zawarcie umowy z Polskimi Inwestycjami Rozwojowymi w sprawie budowy bloku parowo-gazowego o mocy 413 MW _e w Elektrowni Łagisza |
| 12 sierpnia | Wypłata dywidendy w wysokości 263 mln zł (0,15 zł na akcję) |
| 27 października | Podtrzymanie przez agencję ratingową Fitch ratingów TAURON na poziomie „BBB” i zmiana perspektywy ze stabilnej na negatywną |
| 24 listopada | Podpisanie z bankami umów ustanawiających program emisji obligacji o łącznej wartości 6,27 mld zł |
| 8 grudnia, 29 stycznia 2016 r. | Powołanie w skład zarządu: Remigiusza Nowakowskiego, Jarosława Brody, Kamila Kamińskiego, Piotra Zawistowskiego i Marka Wadowskiego |
| 31 grudnia | Zawarcie przyrzeczonej umowy nabycia części aktywów KWK Brzeszcze |
| 29 stycznia 2016 r. | EC Stalowa Wola odstępuje od umowy z Abener Energia – generalnym wykonawcą bloku parowo-gazowego w Stalowej Woli. Przyczyny odstąpienia: naruszenie harmonogramu i istotnych warunków technicznych kontraktu |
| 15 lutego 2016 r. | Informacja o zamiarze ujęcia w sprawozdaniach finansowych za rok 2015 odpisu aktualizującego wartość jednostek wytwórczych segmentu Wytwarzanie i odpisu z tytułu utraty wartości bilansowej akcji/udziałów w TAURON Wytwarzanie oraz TAURON Ciepło (ok. 3,6 mld zł odpisu w sprawozdaniu skonsolidowanym i 4,9 mld zł w jednostkowym) |
| 3 marca 2016 r. | Na Zgromadzeniu Obligatariuszy stawili się obligatariusze reprezentujący 91,44 proc. głosów, w konsekwencji czego zgromadzenie obligatariuszy było niezdolne do podjęcia uchwały dotyczącej zmiany warunków emisji obligacji (kwestia podwyższenia kowenantu dług netto/EBITDA z 3x do 3,5x). Spółka zaproponuje obligatariuszom zawarcie odrębnych porozumień dotyczących uczestnictwa i głosowania na zgromadzeniach obligatariuszy |

Sytuacja makroekonomiczna i rynkowa

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



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



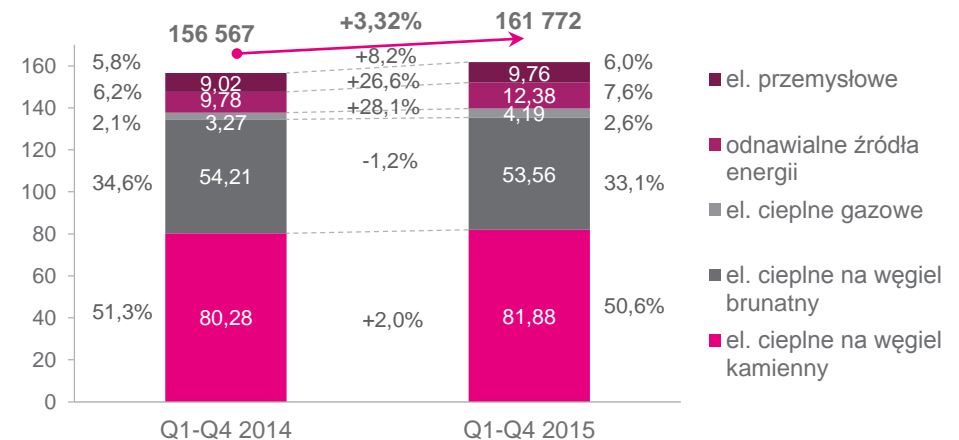
Ceny energii w rocznych kontraktach BASE

| | Średnia cena [zł/MWh] | Wolumen [GWh] |
|------|-----------------------|---------------|
| Y-13 | 191,60 | 108 861 |
| Y-14 | 160,40 | 142 841 |
| Y-15 | 168,11 | 146 932 |
| Y-16 | 166,47 | 147 923 |
| Y-17 | 162,24 | 23 389 |
| Y-18 | 159,34 | 1 121 |

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

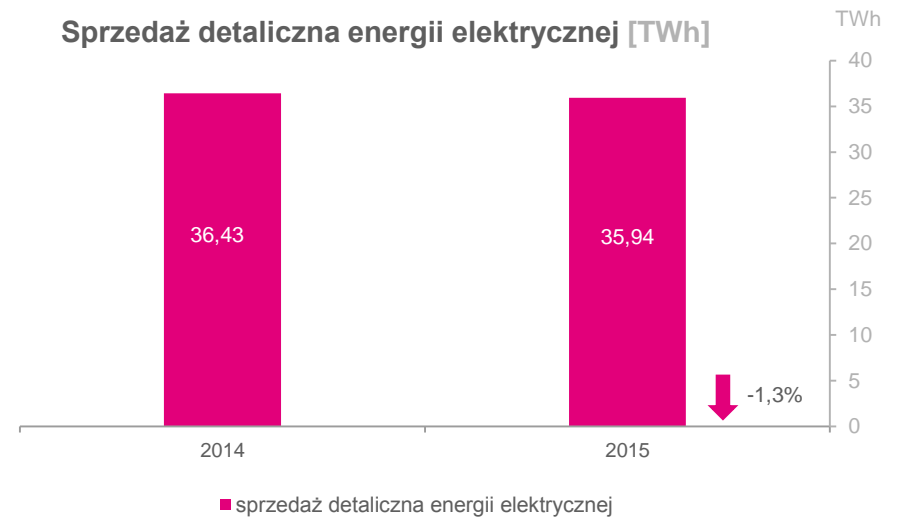
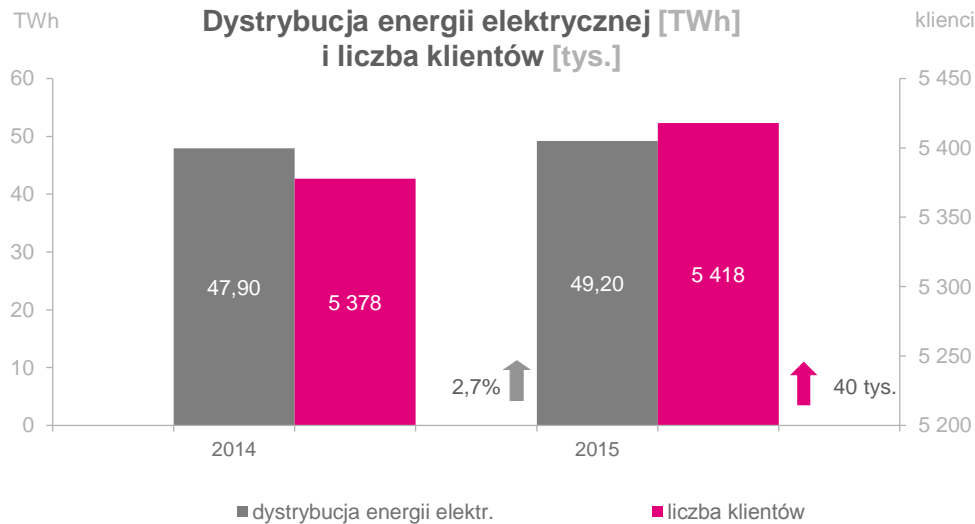
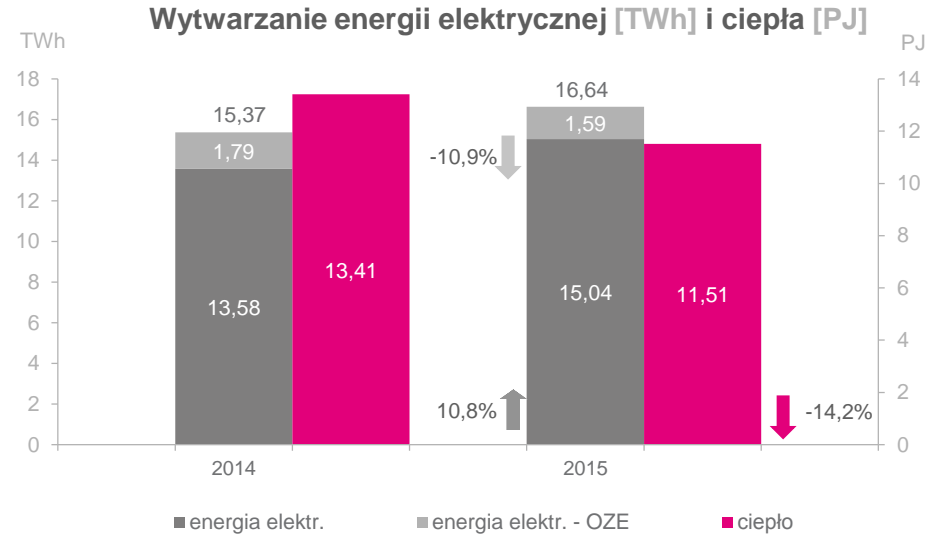
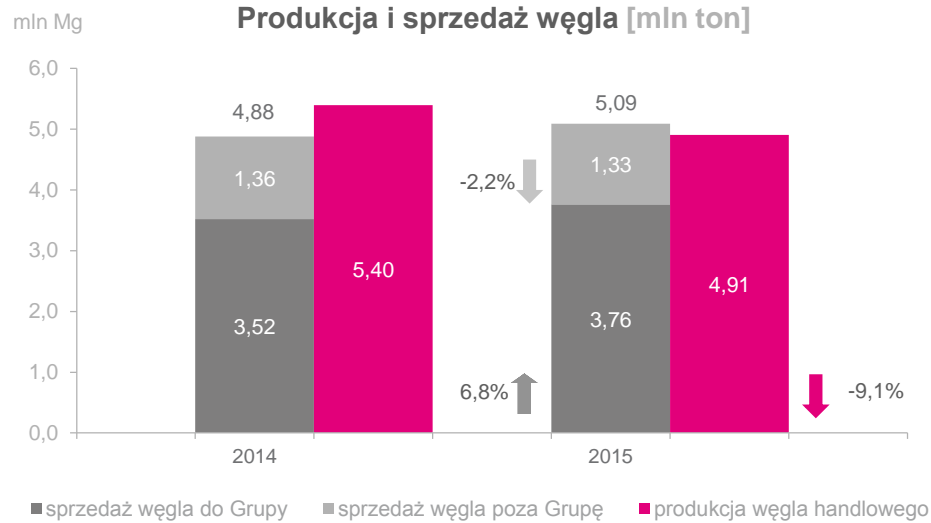
- 2011 r.: 198,90 zł/MWh
- 2012 r.: 201,36 zł/MWh
- 2013 r.: 181,55 zł/MWh
- 2014 r.: 163,58 zł/MWh

Struktura produkcji energii elektrycznej w Polsce [TWh]

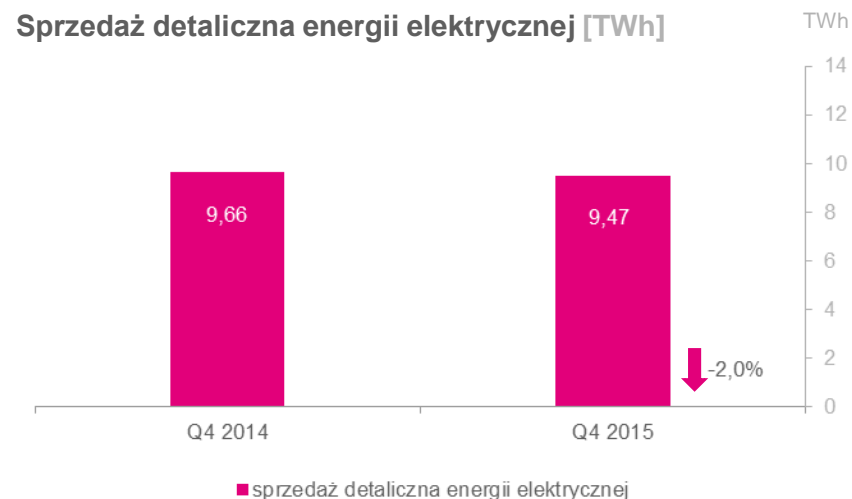
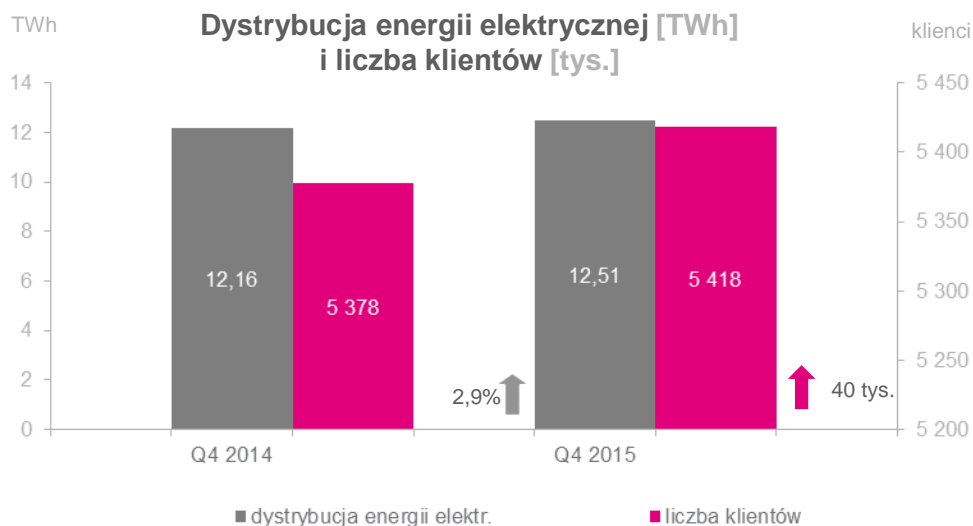
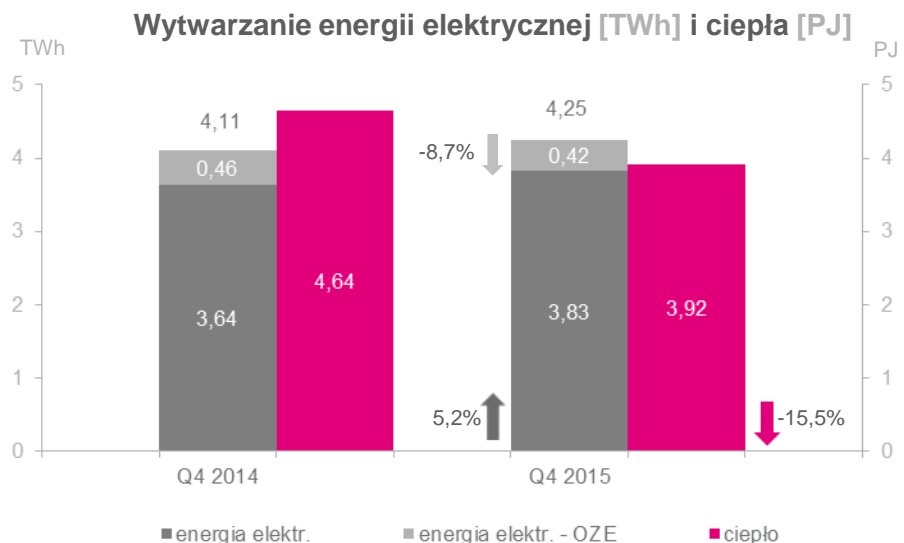
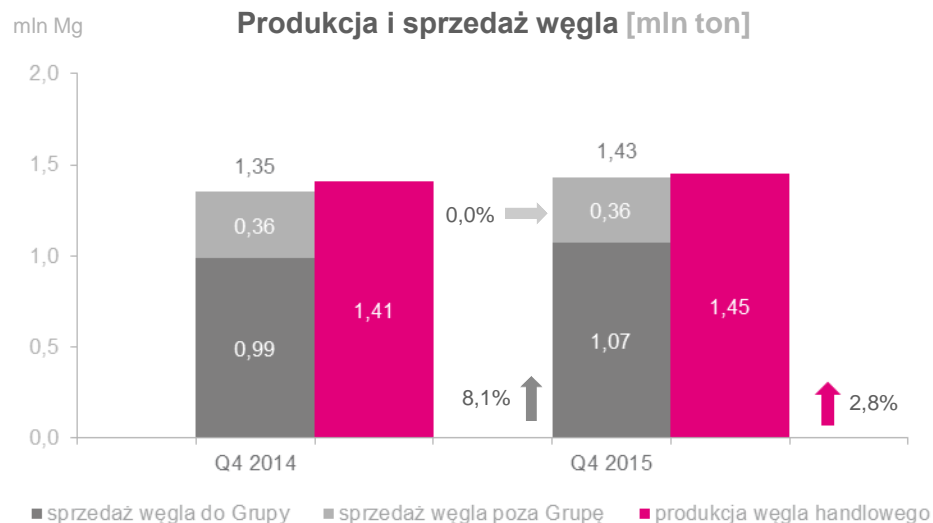


* Źródło: GUS, IBnGR, PSE

Kluczowe dane operacyjne za 2015 r.

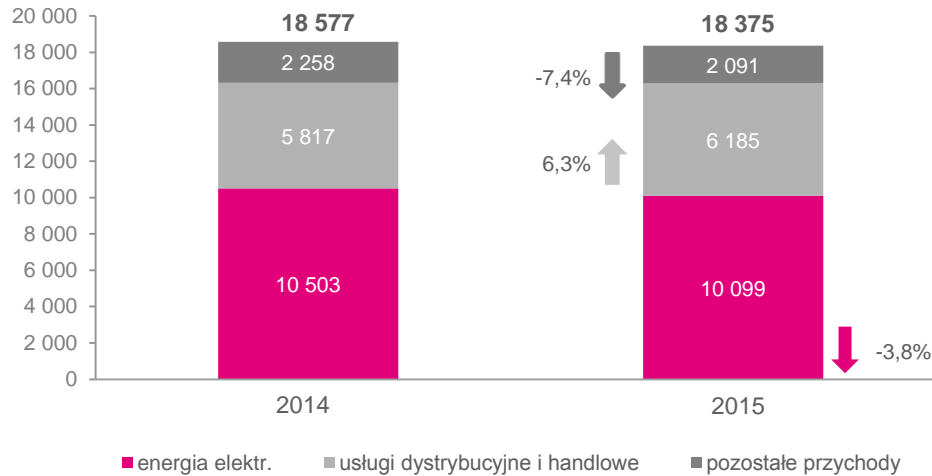


Kluczowe dane operacyjne za IV kwartał 2015 r.

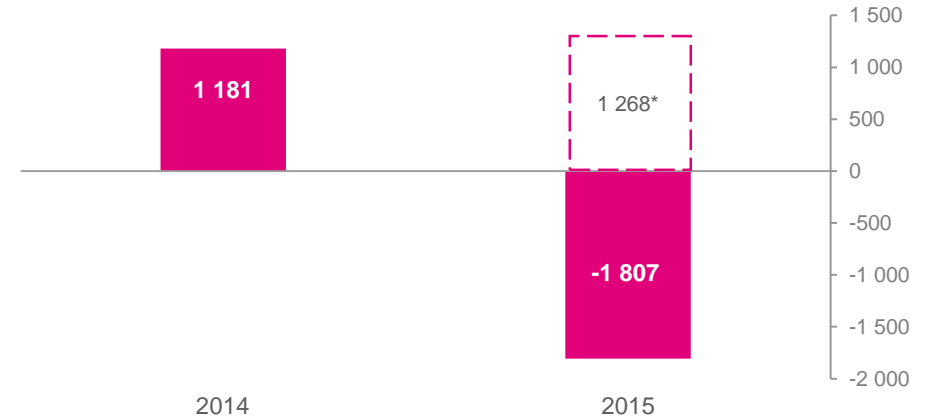


Podstawowe dane finansowe za 2015 r.

Przychody ze sprzedaży [mln zł]

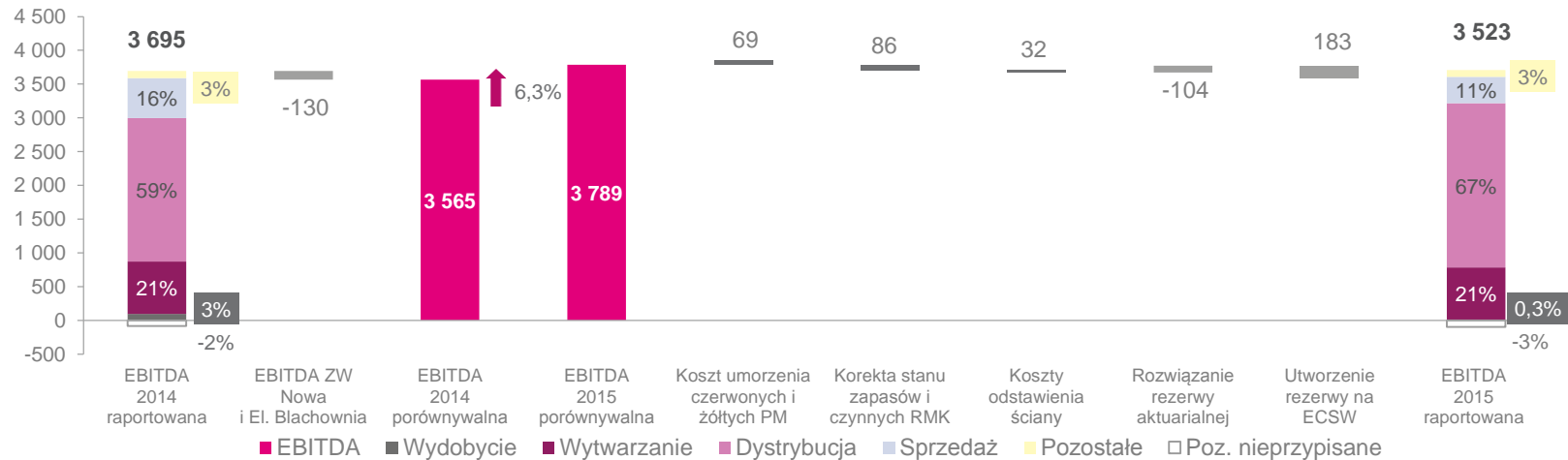


Zysk netto przypadający akcjonariuszom jednostki dominującej [mln zł]

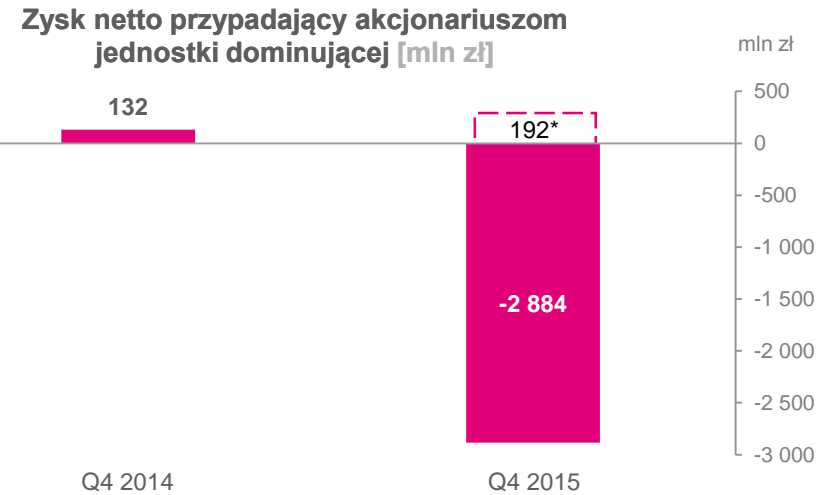
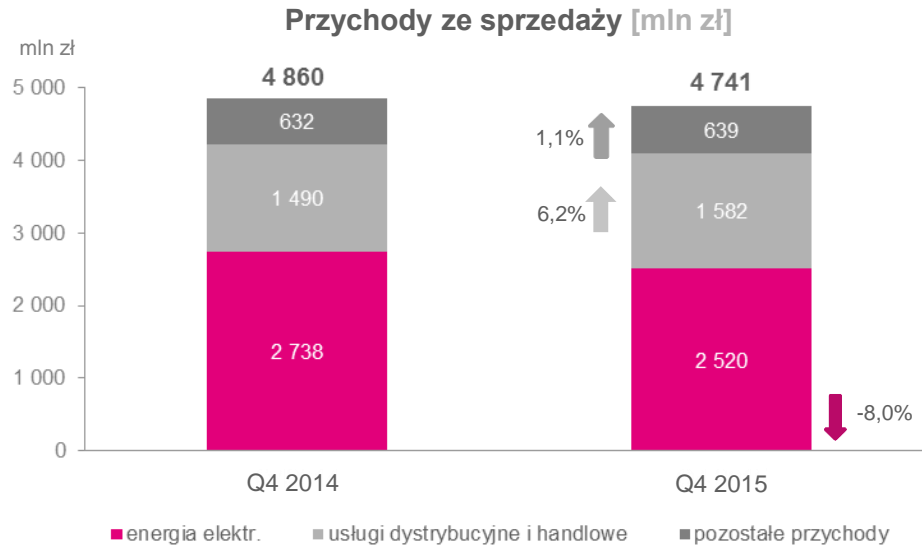


* Bez uwzględnienia odpisów aktualizujących oraz rezerwy na umowy z ECSW

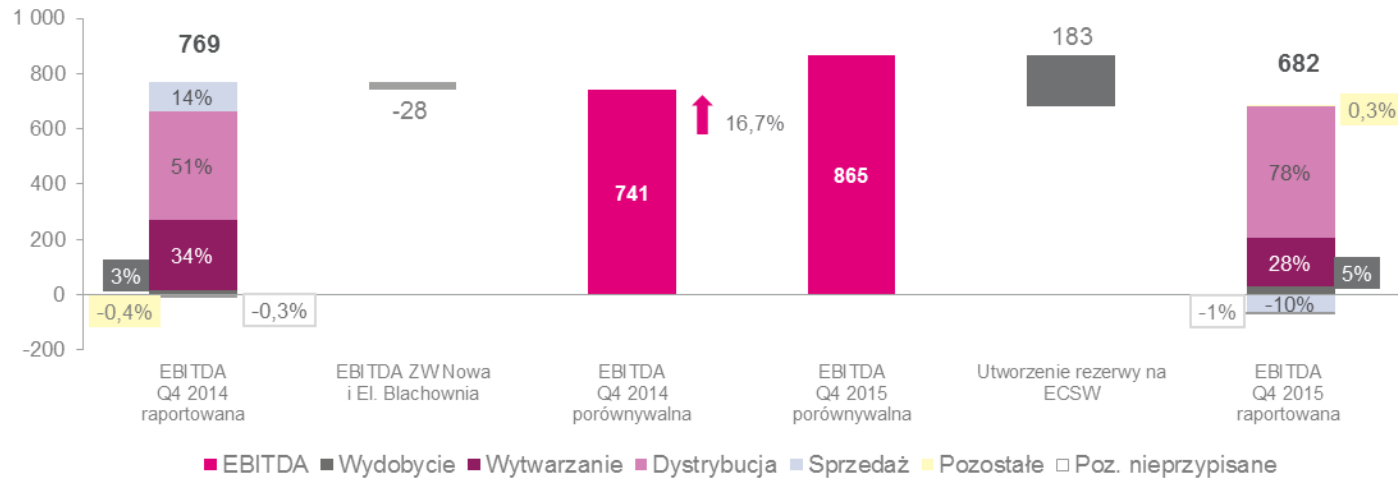
EBITDA 2015 vs 2014 [mln zł]



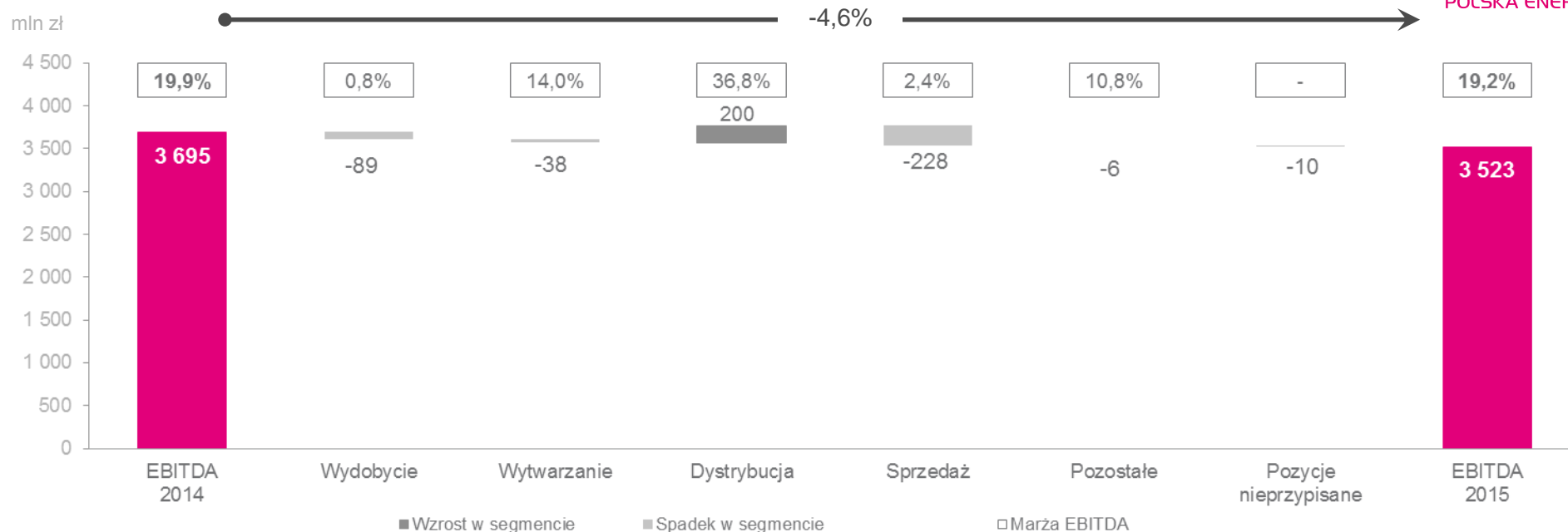
Podstawowe dane finansowe za IV kwartał 2015 r.



EBITDA Q4 2015 vs Q4 2014 [mln zł]



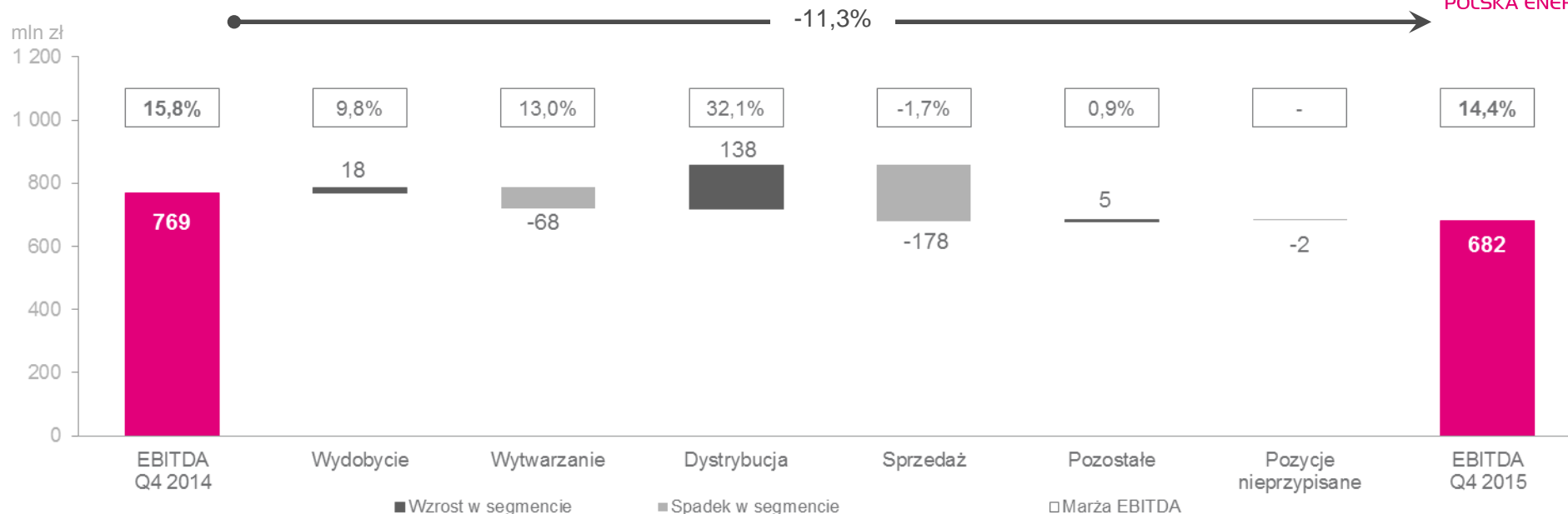
EBITDA za 2015 r.



Najważniejsze czynniki wpływające na wynik EBITDA w 2015 r.:

- Wydobycie – mniejsza produkcja węgla handlowego przy realizacji większego wolumenu sprzedaży, niższe ceny sprzedaży węgla handlowego, korekty z tytułu inwentaryzacji zapasów, rozliczeń międzyokresowych kosztów, odstawienia ściany, rozwiązanie rezerwy aktuarialnej
- Wytwarzanie – wyższa produkcja i sprzedaż energii elektrycznej, wyższa marża na obrocie energią, niższe jednostkowe koszty zmienne wytwarzania, niższe koszty stałe, niższe przychody z Operacyjnej Rezerwy Mocy, wyższe koszty CO₂
- Dystrybucja – wyższy wolumen sprzedaży usługi dystrybucyjnej, wzrost WRA, spadek WACC, spadek kosztów
- Sprzedaż – wyższe koszty obowiązku umarzania praw majątkowych przy niższej cenie zakupu praw majątkowych, zmiana struktury odbiorców oraz utworzenie rezerwy na umowy rodzące obciążenia ze wspólnym przedsięwzięciem – Elektrociepłownią Stalowa Wola S.A. łącznie na wartość 182,8 mln zł

EBITDA za IV kwartał 2015 r.

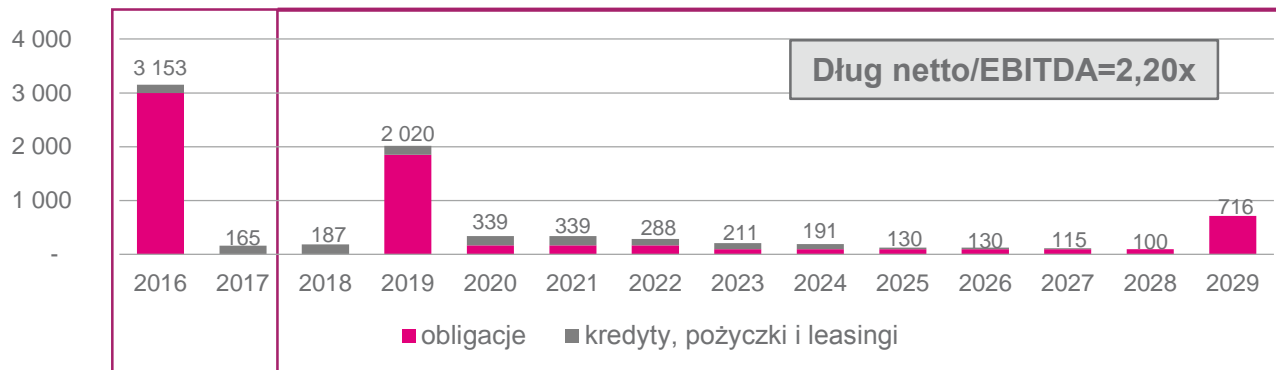


Najważniejsze czynniki wpływające na wynik EBITDA w IV kwartale 2015 r.:

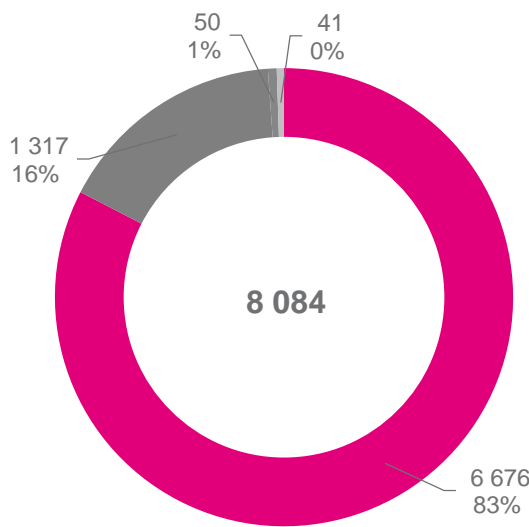
- Wydobycie – niższe koszty stałe, rozliczenie kosztu odstawienia ściany, niższe ceny sprzedaży węgla handlowego, sprzedaż wyższego wolumenu węgla, w tym z zapasów
- Wytwarzanie – wyższa produkcja i sprzedaż energii elektrycznej, niższe jednostkowe koszty zmienne wytwarzania, niższa cena sprzedaży energii, wyższa marża na obrocie energią, wyższe koszty CO₂, niższe przychody z Operacyjnej Rezerwy Mocy
- Dystrybucja – wyższy wolumen sprzedaży usługi dystrybucyjnej, wzrost WRA, spadek WACC, spadek kosztów
- Sprzedaż – wyższe koszty obowiązku umarzania praw majątkowych przy niższej cenie zakupu praw majątkowych, zmiana struktury odbiorców oraz utworzenie rezerwy na umowy rodzące obciążenia ze wspólnym przedsięwzięciem – Elektrociepłownią Stalowa Wola S.A. łącznie na wartość 182,8 mln zł

Zadłużenie i finansowanie

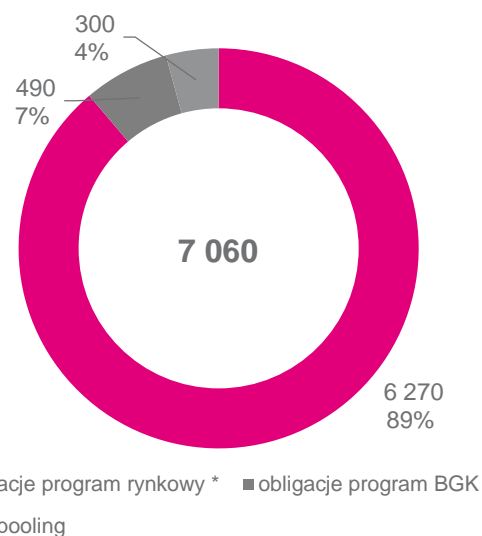
Zapadalność długu Grupy TAURON zaciągniętego na 31.12.2015 r.



Struktura zadłużenia finansowego Grupy TAURON [mln zł]



Kwoty dostępnego finansowania Grupy TAURON [mln zł]



* umowy finansowania do kwoty 6.270 mln zostały zawarte w XI.2015 z zastrzeżeniem spełnienia przez TAURON warunków zawieszających do dnia 29.02.2016 r.

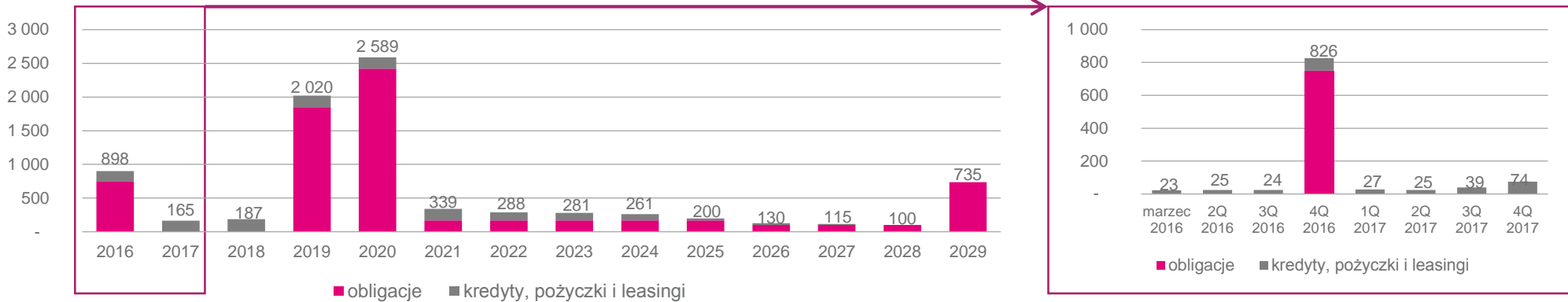
- zadłużenie finansowe (wartość nominalna zadłużenia z tytułu kredytów inwestycyjnych, pożyczek, leasingu oraz obligacji) na 31 grudnia 2015 roku wynosi 8 084 mln zł
- średnioważona zapadalność długu wg stanu na 31 grudnia 2015 roku wynosi 51 miesięcy
- dług denominowany w EUR (emisja obligacji NSV) stanowi 8,86% długu ogółem

Struktura długu ze względu na stopę oprocentowania:

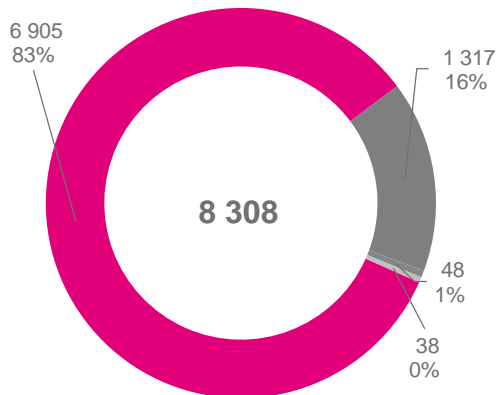
| Instrument | Kwota długu [mln zł] | Oprocentowanie | Zabezpieczenie |
|-------------------|----------------------|----------------|----------------|
| obligacje, w tym: | 6 676 | | |
| program bankowy | 3 000 | zmienne | IRS |
| program rynkowy | 1 750 | zmienne | brak |
| program BGK | 1 210 | zmienne | brak |
| NSV | 716 | stałe | CIRS |
| kredyty EBI | 1 317 | stałe | brak |
| pożyczki | 50 | zmienne | brak |
| leasingi | 41 | zmienne | brak |

Zadłużenie i finansowanie

Zapadalność długu Grupy TAURON zaciągniętego na dzień 29.02.2016 r.

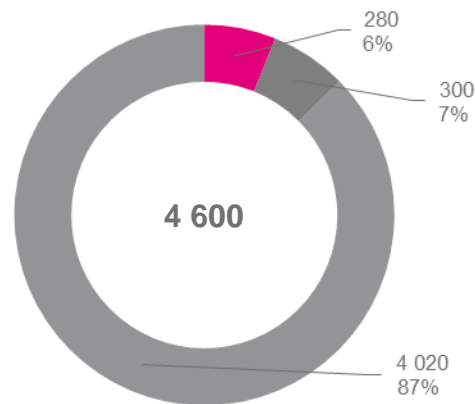


Struktura zadłużenia finansowego Grupy TAURON na dzień 29.02.2016 r. [młn zł]



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

Kwoty dostępnego finansowania Grupy TAURON na dzień 29.02.2016 r. [młn zł]



- obligacje program BGK
- cashpooling
- obligacje program bankowy

- zadłużenie finansowe (wartość nominalna zadłużenia z tytułu kredytów inwestycyjnych, pożyczek, leasingu oraz obligacji) na 29 lutego 2016 roku wynosi 8 308 mln zł
- średnioważona zapadalność długu wg stanu na 29 lutego 2016 roku wynosi 63 miesięcy
- dług denominowany w EUR (emisja obligacji NSV) stanowi 8,85% długu ogółem

Struktura długu ze względu na stopę oprocentowania:

| Instrument | Kwota długu [młn zł] | Oprocentowanie | Zabezpieczenie |
|-------------------|----------------------|----------------|----------------|
| obligacje, w tym: | 6 905 | | |
| programy bankowe | 3 000 | zmienne | IRS |
| program rynkowy | 1 750 | zmienne | brak |
| program BGK | 1 420 | zmienne | brak |
| NSV | 735 | stałe | brak |
| kredyty EBI | 1 317 | stałe | brak |
| pożyczki | 48 | zmienne | brak |
| leasingi | 38 | zmienne | brak |

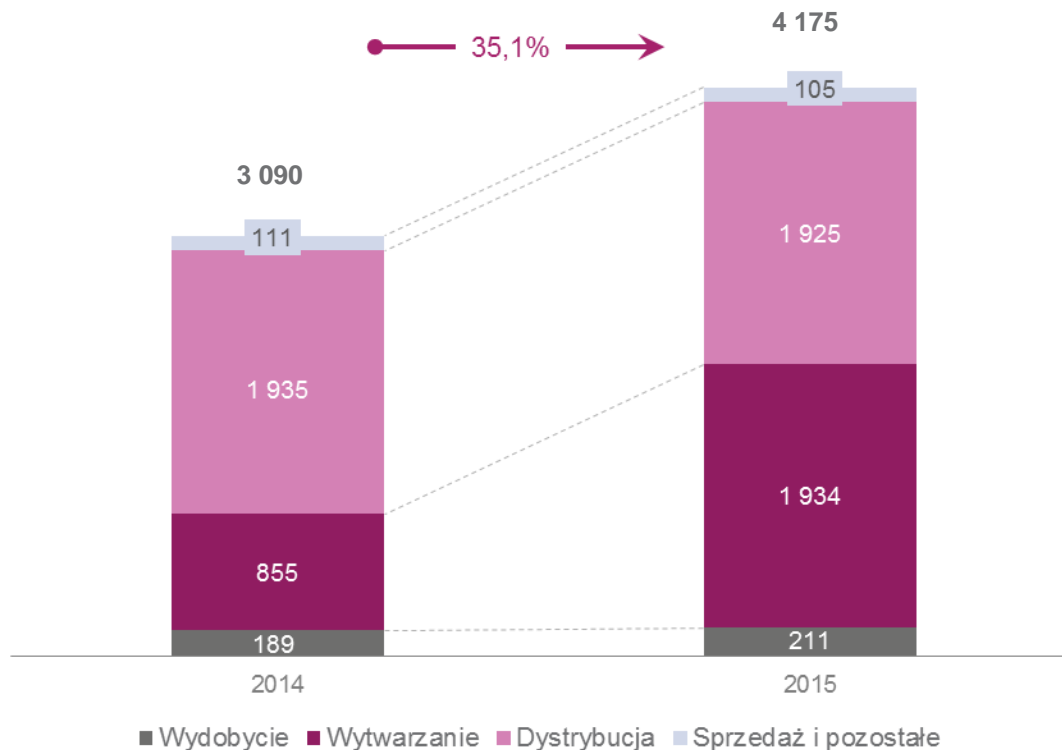
CAPEX – status prac przy projektach

| Inwestycja | Moc (MW _e) | Moc (MW _t) | Zaawansowanie prac (proc.) | Planowany termin zakończenia |
|---|------------------------|------------------------|----------------------------|------------------------------|
| Budowa bloku węglowego w Elektrowni Jaworzno III | 910 | - | 14 | 2019 |
| Budowa bloku parowo-gazowego w Elektrociepłowni Stalowa Wola | 450 | 240 | 85 | 2018/2019* |
| Budowa węglowego bloku kogeneracyjnego w ZW Tychy | 50 | 86 | 93 | 2016 |
| Elektrownia Jaworzno III – budowa instalacji odazotowania spalin i modernizacja bloków 200 MW | - | - | 91 | 2016 |
| Elektrownia Łaziska – budowa instalacji odazotowania spalin i modernizacja bloków 200 MW | - | - | 100 | 2015 |
| Budowa bloku parowo-gazowego w Elektrowni Łaziska | 413 | 250 | 5 | 2019 |
| Budowa poziomu 800 m w Zakładzie Górniczym Janina | - | - | 36 | 2020 |
| Budowa szybu Grzegorz w Zakładzie Górniczym Sobieski | - | - | 20 | 2023 |

* Termin dokończenia zostanie oszacowany po przeprowadzeniu inwentaryzacji i zaakceptowaniu kompleksowej koncepcji zakończenia projektu

CAPEX – podział na segmenty



Nakłady inwestycyjne wg segmentów [mln zł]



Główne inwestycje realizowane w 2015 roku:

- **Wydobycie:**
 - budowa poziomu 800 m w ZG Janina (67 mln zł)
 - zakup dodatkowego kompletu obudowy i wyposażenia dla ZG Janina (71 mln zł)
- **Wytwarzanie:**
 - budowa bloku 910 MW w Elektrowni Jaworzno III (643 mln zł), budowa instalacji do obniżenia emisji NOx (248 mln zł)
 - budowa farmy wiatrowej Marszewo II etap (94 mln zł), modernizacja elektrowni wodnych (40 mln zł)
 - odbudowa mocy w ZW Tychy (352 mln zł), budowa i modernizacja sieci ciepłowniczych (62 mln zł), wykonanie zasilania Magistrali Wschodniej oraz Południowej ze źródła Łągisza (59 mln zł), wykonanie zasilania Magistrali Zachodniej oraz Południowej ze źródła ELCHO (28 mln zł), dostosowanie źródła ZW Katowice do potrzeb rynku ciepła po roku 2015 (37 mln zł)
- **Dystrybucja:**
 - budowa nowych przyłączy (591 mln zł)
 - modernizacja i odtworzenie majątku sieciowego (1 033 mln zł)

Program poprawy efektywności

| Segment | Oszczędności zrealizowane w latach 2013-2015 | Oszczędności zaplanowane na lata 2013-2015 | % realizacji | Główne inicjatywy |
|----------------------------------|--|--|--|--|
| Dystrybucja | 474 mln zł | 416 mln zł |  114% | <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 i Ciepło) | 640 mln zł | 420 mln zł |  152% | <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 Ograniczenie strat sprężonego powietrza Restrukturyzacja majątku Optymalizacja polityki zakupowej |
| Wydobycie | 28 mln zł | 28 mln zł |  100% | <ul style="list-style-type: none"> Budowa instalacji wytwarzania azotu Rozbudowa stacji odwadniania mulów Uzdatnianie wody pitnej Aukcje elektroniczne w zamówieniach publicznych Stosowanie wykładki mechanicznej przy drażeniu wyrobisk |
| Pozostałe Segmenty | 56 mln zł | | | <ul style="list-style-type: none"> Restrukturyzacja zatrudnienia, ograniczenie kosztów usług obcych |
| Razem | 1 198 mln zł | 864 mln zł | 139% | |

- W latach 2013-2015 do programu dobrowolnych odejść (PDO) przystąpiły 1 392 osoby. W tym okresie rozwiązano umowę o pracę z 1 905 osobami (razem 4 399 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
- Struktura oszczędności za lata 2013-2015 r.: 58 proc. przypada na restrukturyzację zatrudnienia, 42 proc. przypada na pozostałe inicjatywy
- Na lata 2016-2018 przyjęty został nowy Program poprawy efektywności, zakładający oszczędności na poziomie o ok. 100 mln zł wyższym niż zrealizowany Program. Około 75 proc. oszczędności przełoży się na wynik operacyjny Grupy

Czynniki pozytywne



Dystrybucja

- wzrost WRA o ok. **720** mln zł (w tym AMI)
- stabilny wolumen dostarczanej energii
- kontynuacja programów poprawy efektywności

Sprzedaż

- nieznaczny spadek wolumenów sprzedaży detalicznej, przy wzroście wolumenu sprzedaży hurtowej

Wytwarzanie

- niższe ceny zakupu węgla
- znacznie wyższe przychody z ORM w związku z niższymi planowanymi wolumenami produkcji
- przychody z interwencyjnej rezerwy zimnej
- kontynuacja programów poprawy efektywności

Wydobycie

- wyższy wolumen wydobycia
- wzrost wolumenu wydobycia wysokomarżowych sortymentów grubych i średnich (efekt KWK Brzeszcze)
- optymalizacja capexu w ramach segmentu

Czynniki negatywne



- spadek WACC z 7,197 proc. do **5,675** proc.
- spadek średniej stawki usługi dystrybucyjnej o **2,5 proc.**

- zmniejszenie marż na sprzedaży energii
- spadek cen w taryfie G o ok. 0,9 proc.

- spadek ceny sprzedaży energii
- wyższe koszty CO₂
- brak wsparcia dla elektrowni wodnych (>5 MW), obniżenie współczynnika wsparcia dla współspalania biomasy (z 1,0 do 0,5)

- wysokie stany zapasów węgla w sektorze
- niskie ceny węgla
- planowana strata na działalności spółki Nowe Brzeszcze Grupa TAURON – negatywny wpływ na wynik segmentu





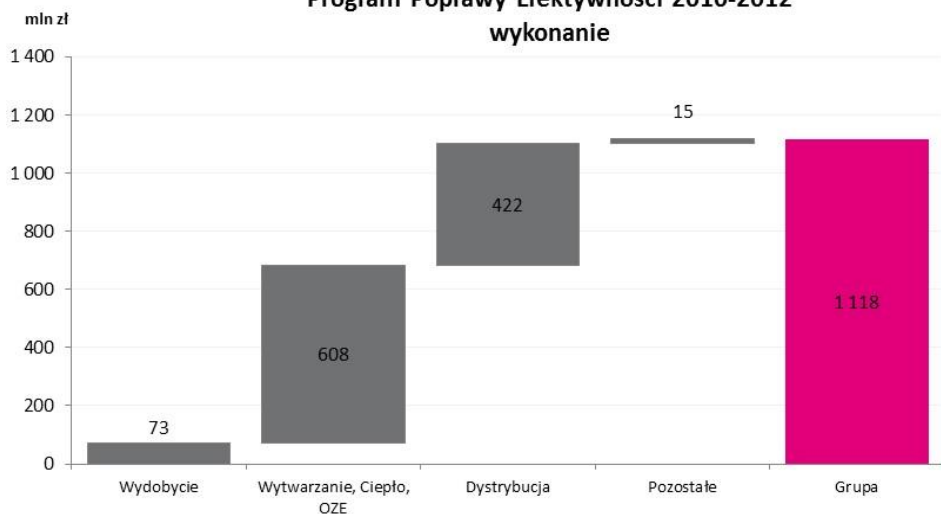
Program Poprawy Efektywności

w Grupie TAURON na lata 2016-2018

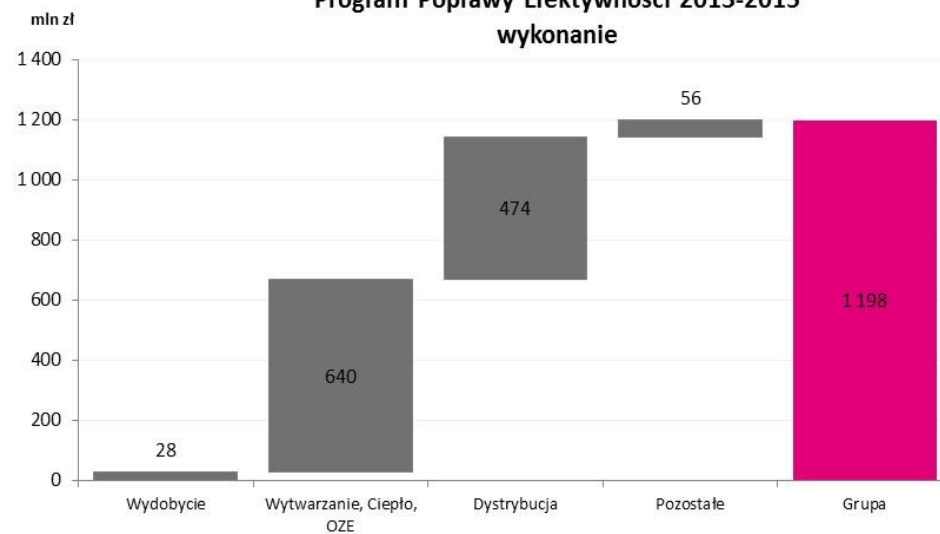
Dotychczasowe programy poprawy efektywności w Grupie TAURON

Oszczędności o ok. 300 mln zł przewyższyły kwotę ogłoszoną przy publikacji Programu

**Program Poprawy Efektywności 2010-2012
wykonanie**



**Program Poprawy Efektywności 2013-2015
wykonanie**



Uwarunkowania nowego Programu



W ciągu ostatnich kilku lat zauważalne jest pogorszenie się ogólnej sytuacji zarówno całego sektora energetycznego, jak i poszczególnych spółek, które go tworzą

TRENDY RYNKOWE I REGULACYJNE

- zaostrzająca się polityka klimatyczna Unii Europejskiej – zwiększanie obowiązków zakupu uprawnień do emisji CO₂, odwrót od węgla na rzecz źródeł odnawialnych
- spadek cen węgla kamiennego, skutkujący co prawda zmniejszeniem kosztów wytwarzania energii, ale również spadkiem marż na sprzedaży węgla poza Grupę
- spadek cen energii elektrycznej – brak pokrycia wszystkich kosztów u wytwórców oraz zwiększona konkurencja wśród sprzedawców
- zmiana zasad wynagradzania w obszarze dystrybucji – model jakościowy (istotna poprawa wskaźników SAIDI, SAIFI i czasu przyłączenia będzie wymagała ponoszenia dużych nakładów inwestycyjnych)
- zmiana strategii europejskich grup energetycznych – wycofywanie się z działalności w części aktywów wytwórczych

Uwzględniając czynniki rynkowe i regulacyjne, a także wewnętrzne uwarunkowania Grupy TAURON, jednym z istotnych działań jest wprowadzenie kolejnego programu poprawy efektywności

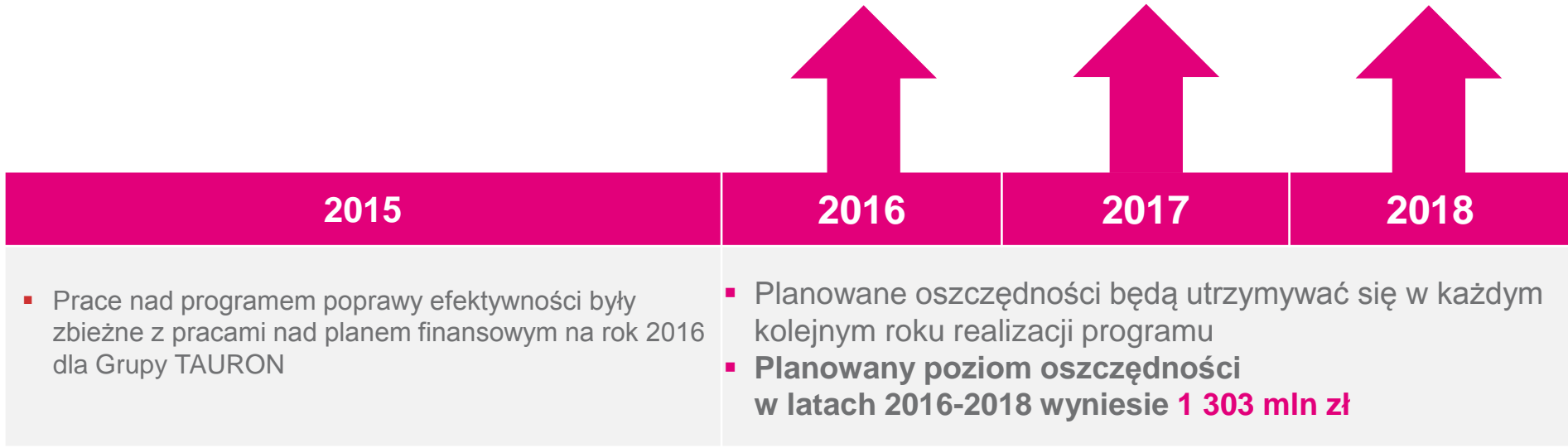
Program poprawy efektywności – perspektywa 2016-2018



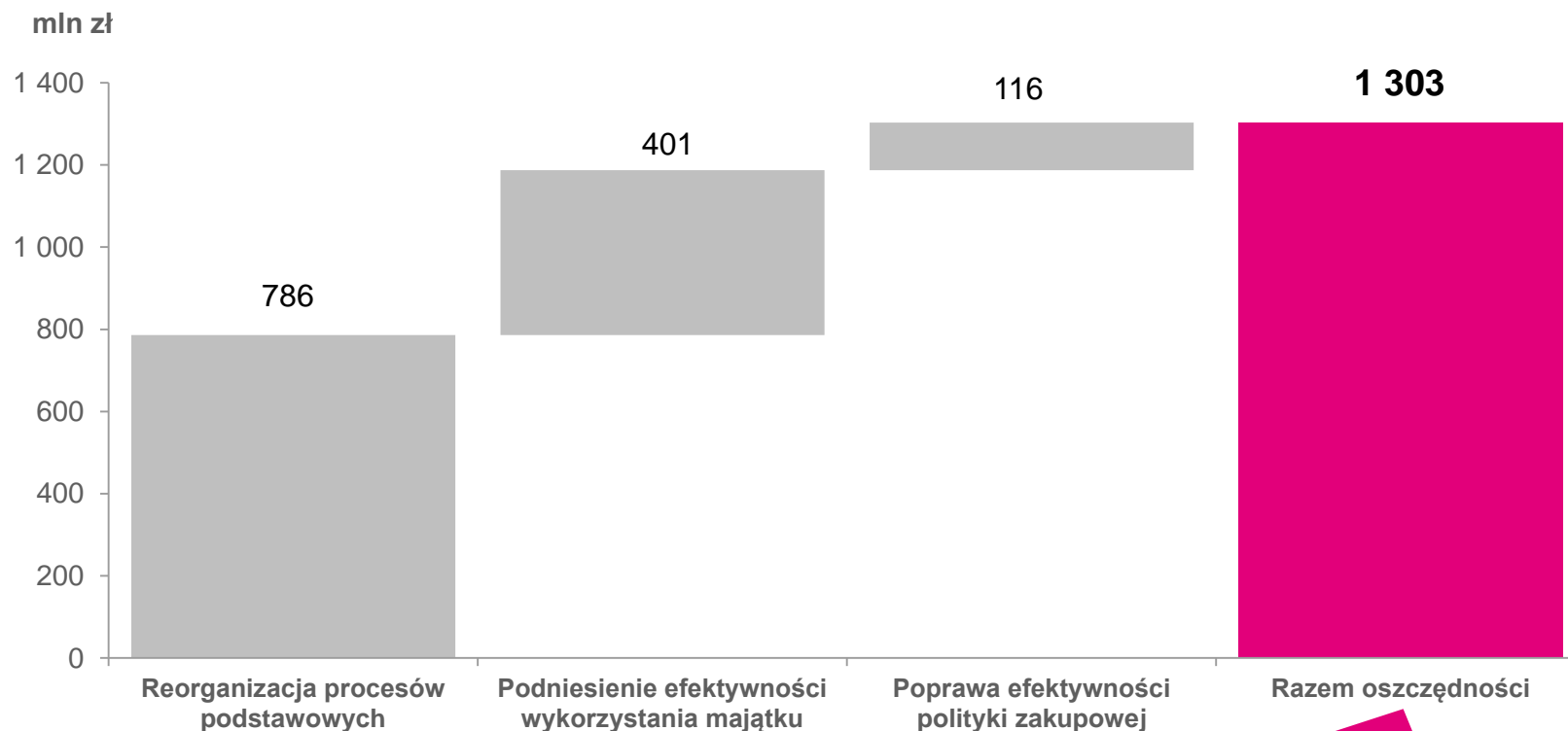
Rozkład planowanych oszczędności w nowym programie poprawy efektywności

| | | |
|-------------------|---|--|
| Okolo 80% | ➔ | Obszary Dystrybucji, Wytwarzania i Wydobywania |
| Prawie 60% | ➔ | Obszar Dystrybucji i Wytwarzania |

- Oszczędności rozłożą się równomiernie w latach 2016-2018
- Docelowy wpływ na EBIT zostanie osiągnięty w roku 2018



ZAKRES OSZCZĘDNOŚCI



Okolo 75% oszczędności przełoży się wprost na wynik operacyjny Grupy.
Pozostałe oszczędności związane są z obniżeniem wydatków inwestycyjnych w zakresie wykorzystania posiadanego majątku oraz poprawy efektywności polityki zakupowej

GRUPA TAURON PLANUJE REALIZOWAĆ KOLEJNY PLAN POPRAWY EFEKTYWNOŚCI, GŁÓWNIIE POPRZEZ OPTYMALIZACJĘ KOSZTÓW OPERACYJNYCH ORAZ WYDATKÓW CAPEX

Wydobycie (255 mln zł)

- Restrukturyzacja zatrudnienia, obniżenie i zwiększenie elastyczności kosztów pracy, działania reorganizacyjne
- Wykorzystanie aukcji elektronicznych w procesie zakupów
- Optymalizacja planu inwestycyjnego

Dystrybucja (390 mln zł)

- Reorganizacja, restrukturyzacja zatrudnienia
- Ograniczenie kosztów utrzymania majątku
- Poprawa efektywności zakupów
- Outsourcing usług magazynowych
- Sprzedaż zbędnych nieruchomości

Wytwarzanie (367 mln zł)

- Optymalizacja remontów i innych kosztów utrzymania majątku
- Restrukturyzacja zatrudnienia
- Poprawa efektywności zakupów
- Optymalizacja usług eksploatacyjnych układu nawęglania i odpopielania
- Ograniczenie kosztów usług serwisowych
- Optymalizacja planu inwestycyjnego

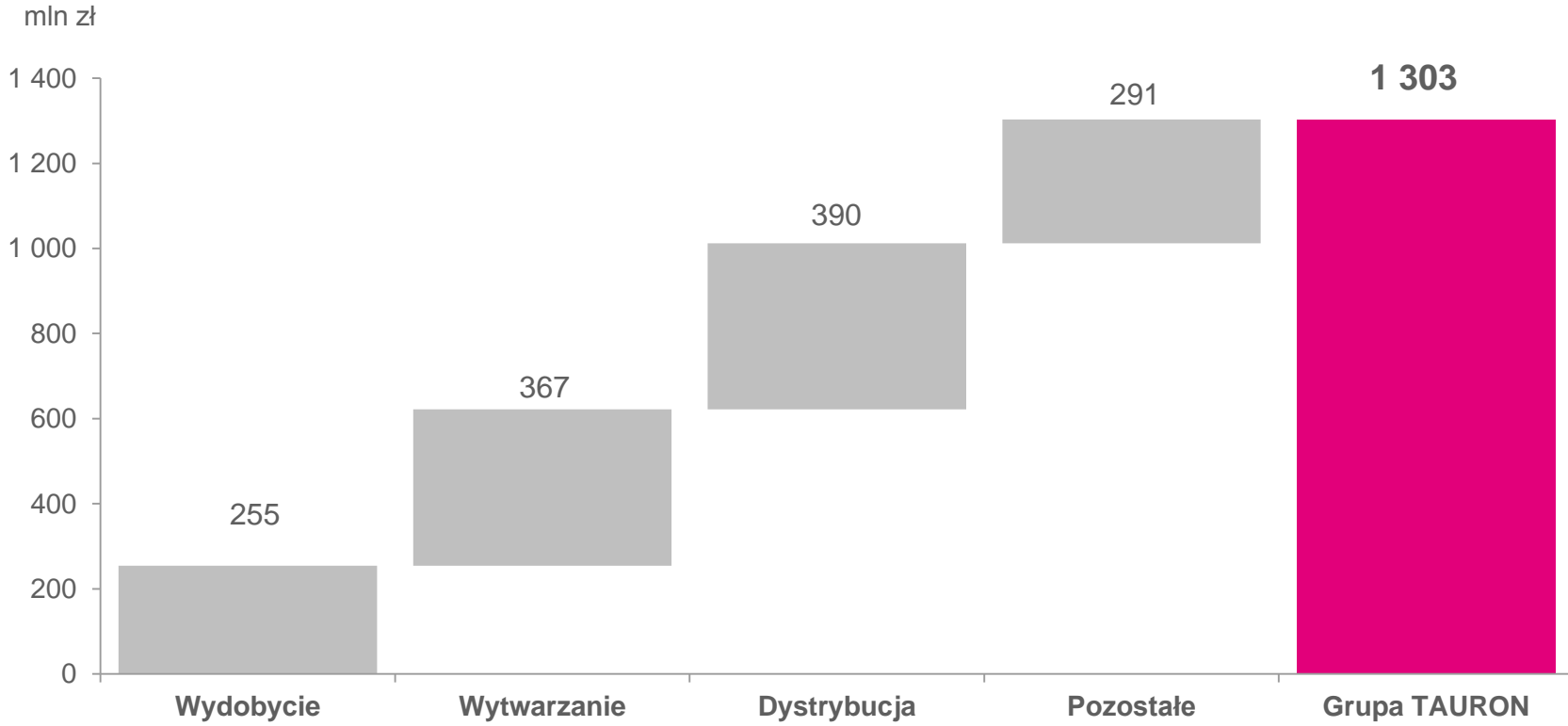
Pozostałe (291 mln zł)

- Restrukturyzacja zatrudnienia
- Ograniczenie zakresu usług IT
- Zmiana procesu obsługi wydruków i monitów windykacyjnych
- Ograniczenie kosztów obsługi klienta
- Optymalizacja kosztów działań promocyjnych, sponsoringowych
- Ograniczenie kosztów administracyjnych

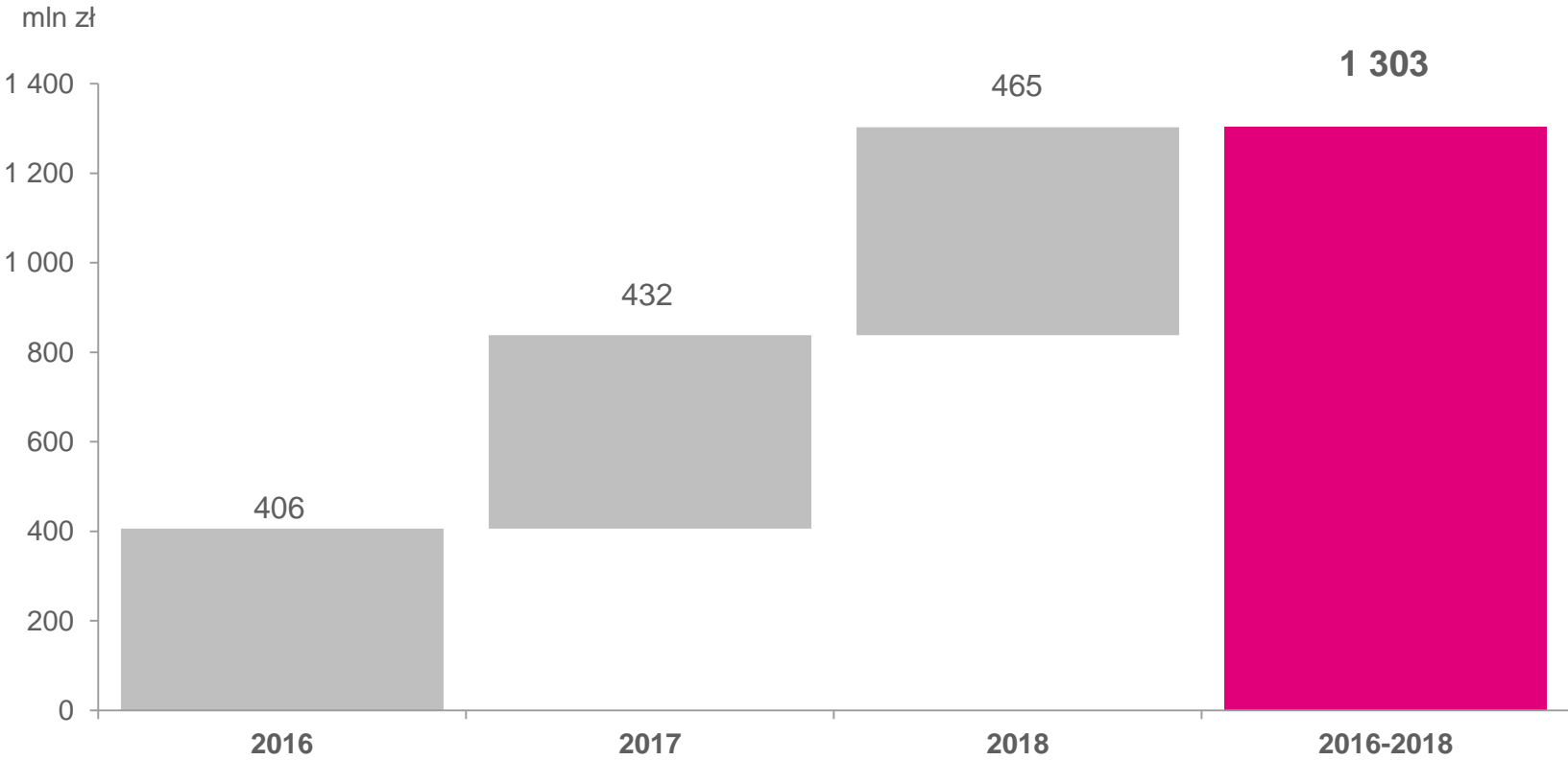
Oczekuje się, że dzięki wyżej wymienionym działaniom Grupa TAURON osiągnie dodatkową poprawę efektywności działalności, co przełoży się na polepszenie wskaźników będących kowenantami w umowach z instytucjami finansującymi

Pozwoli to na zwiększenie EBITDA Grupy o około 400 mln zł w 2018 roku (trwały, powtarzalny efekt począwszy od 2018 r.) . Łączny skumulowany wzrost EBITDA z tytułu Programu Poprawy Efektywności w latach 2016-2018 szacowany jest na ok. 1 mld zł

OSZCZĘDNOŚCI W OBSZARACH BIZNESOWYCH



OSZCZĘDNOŚCI W LATACH



PROGRAM POPRAWY EFEKTYWNOŚCI ZOSTAŁ ZAPLANOWANY, FORMALNIE PRZYJĘTY I BĘDZIE PODLEGAŁ BIEŻĄCEMU MONITOROWANIU

- Program poprawy efektywności na lata 2016-2018 w Grupie TAURON został przyjęty uchwałą Zarządu TAURON Polska Energia
- Oszczędności zostały uwzględnione w planach rzeczowo-finansowych Spółek oraz Grupy. Plany te są na bieżąco monitorowane
- Co kwartał Grupa TAURON podaje do publicznej wiadomości zaawansowanie realizacji tego programu



Dziękujemy – Q & A



Departament Komunikacji Rynkowej i PR Biuro Relacji Inwestorskich

Marcin Lauer

marcin.lauer@tauron.pl

tel. + 48 32 774 27 06

Paweł Gaworzyński

pawel.gaworzynski@tauron.pl

tel. + 48 32 774 25 34

Magdalena Wilczek

magdalena.wilczek@tauron.pl

tel. + 48 32 774 25 38

Zastrzeżenie prawne



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 jakiejkolwiek 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.

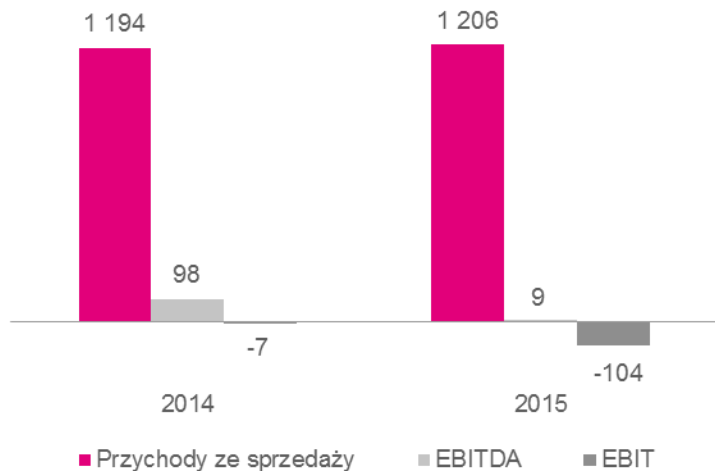
W zakresie, w jakim niniejsza prezentacja zawiera stwierdzenia dotyczące przyszłości, a w szczególności słowa „projektowany”, „planowany”, „przewidywany” i podobne wyrażenia (łącznie z ich zaprzeczeniami), stwierdzenia te wiążą się ze znanym i nieznanym ryzykiem, niepewnością oraz innymi czynnikami, 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.

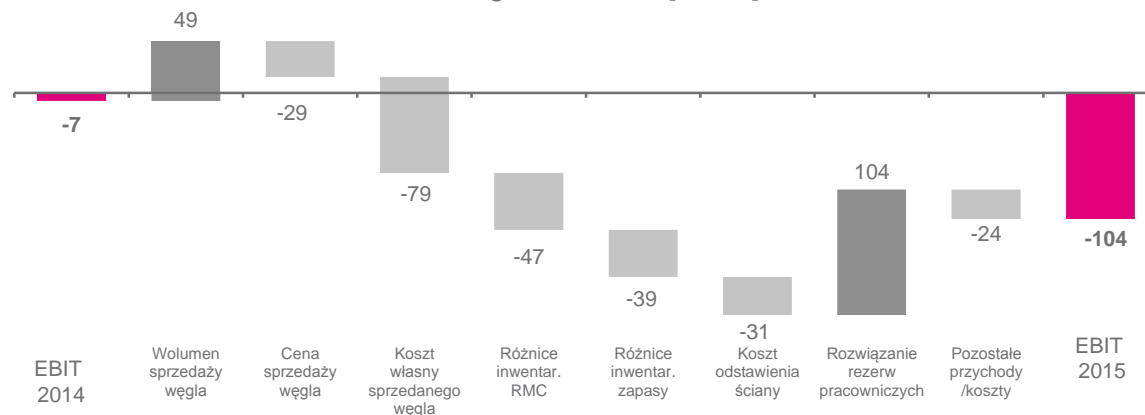
Segment Wydobyćcie



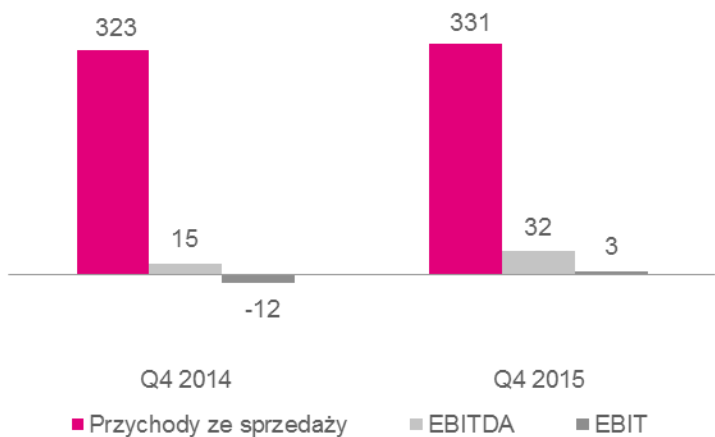
Dane finansowe za 2015 r. [mln zł]



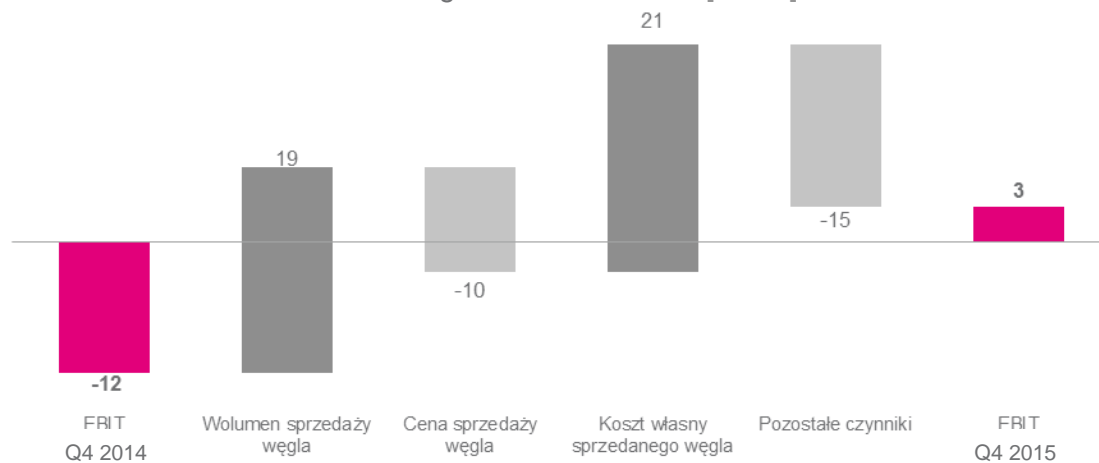
EBIT bridge za 2015 r. [mln zł]



Dane finansowe za IV kw. 2015 r. [mln zł]

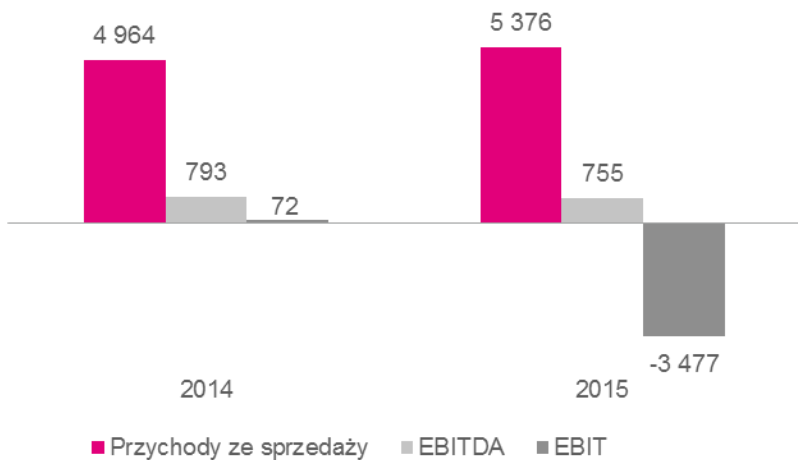


EBIT bridge za IV kw. 2015 r. [mln zł]

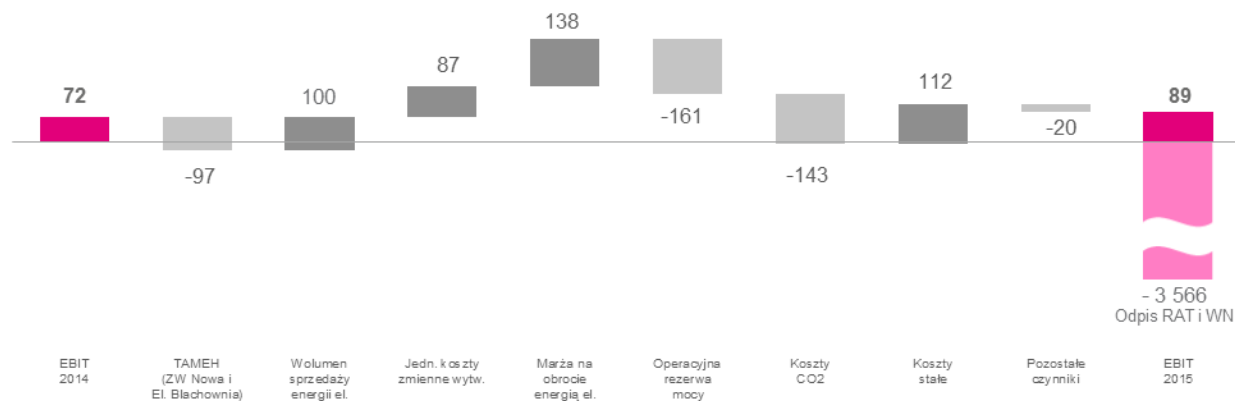


Segment Wytwarzanie

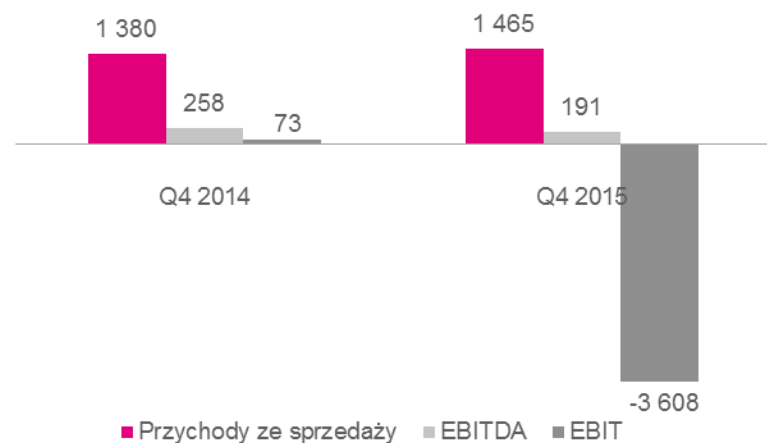
Dane finansowe za 2015 r. [mln zł]



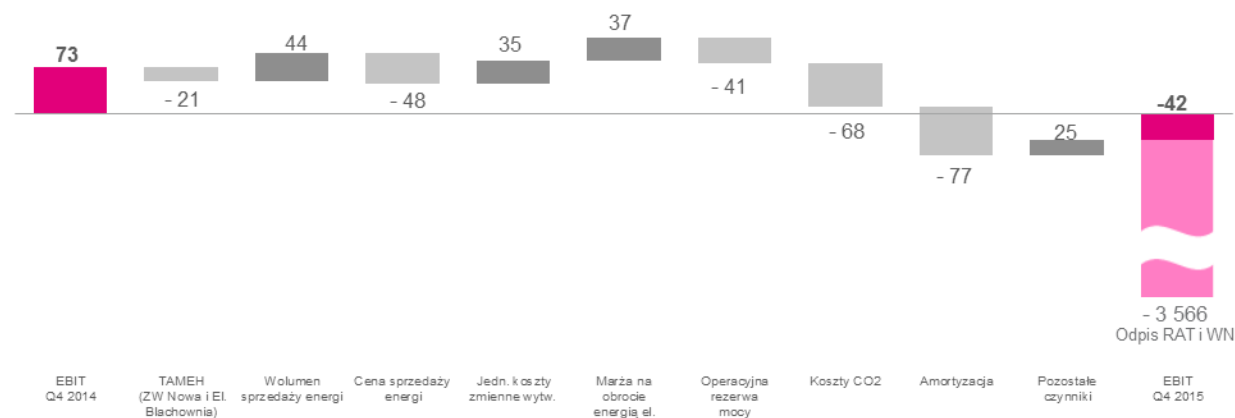
EBIT bridge za 2015 r. [mln zł]



Dane finansowe za IV kw. 2015 r. [mln zł]

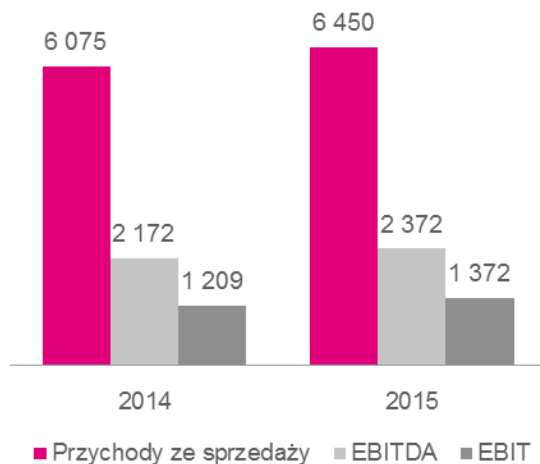


EBIT bridge za IV kw. 2015 r. [mln zł]

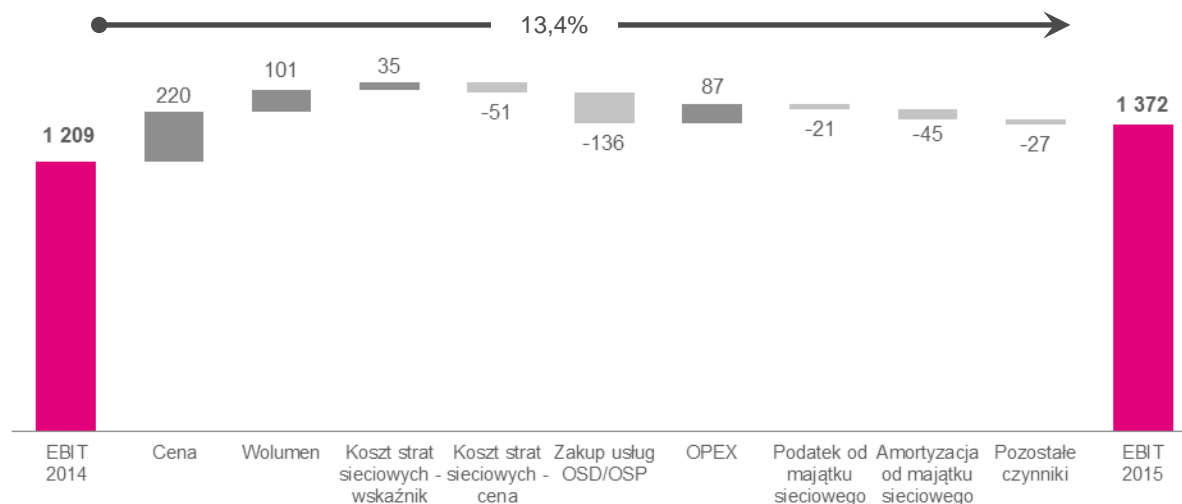


Segment Dystrybucja

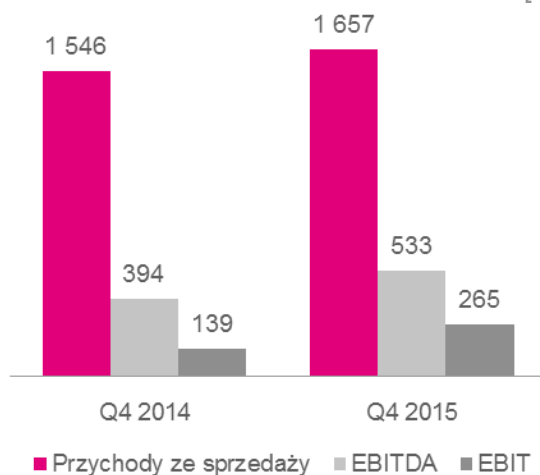
Dane finansowe za 2015 r. [mln zł]



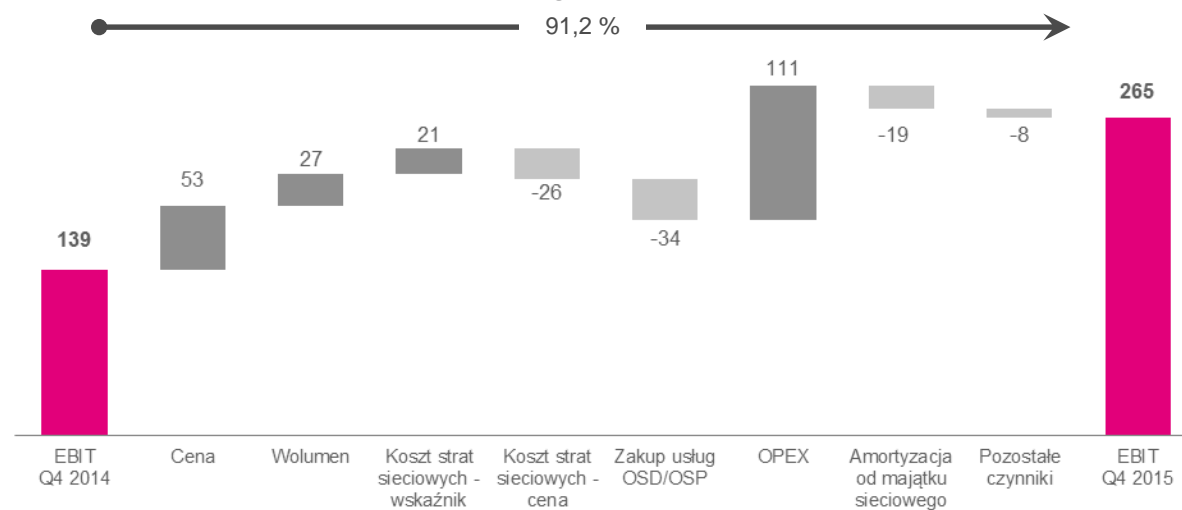
EBIT bridge za 2015 r. [mln zł]



Dane finansowe za IV kw. 2015 r. [mln zł]

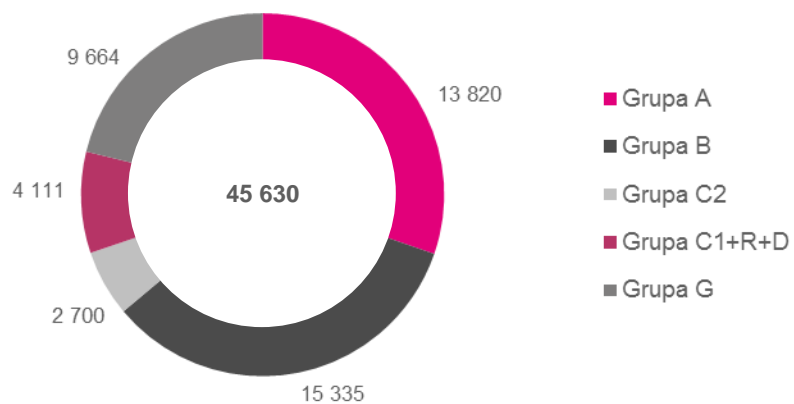


EBIT bridge za IV kw. 2015 r. [mln zł]

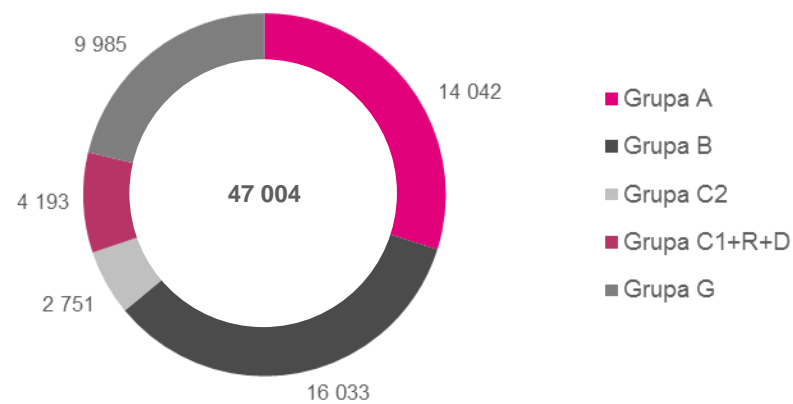


Segment Dystrybucja – wolumeny

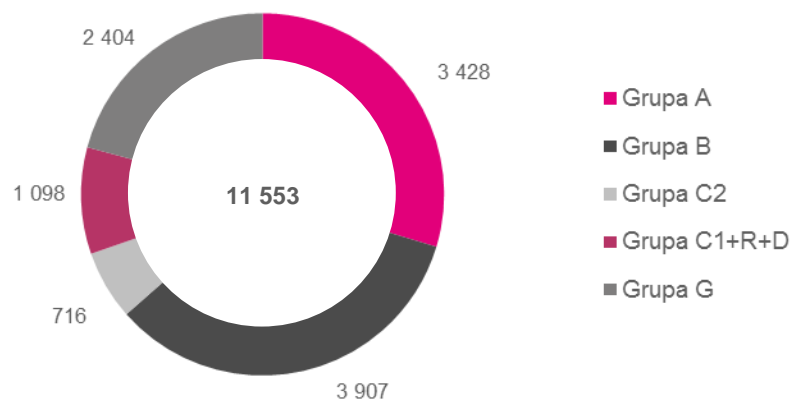
Dystrybucja energii elektrycznej [GWh] w 2014 r.



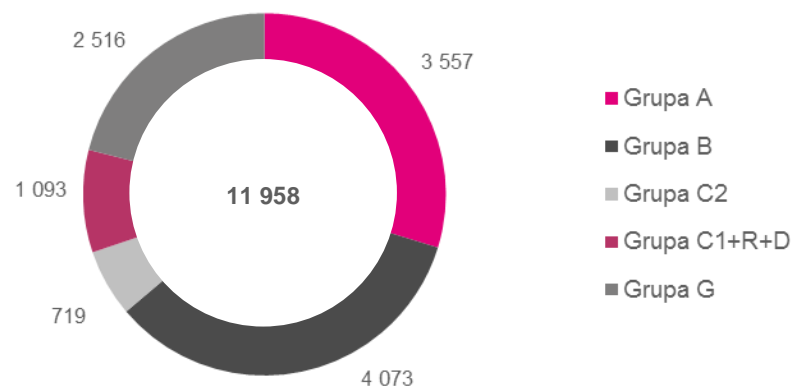
Dystrybucja energii elektrycznej [GWh] w 2015 r.



Dystrybucja energii elektrycznej [GWh] w IV kw. 2014 r.

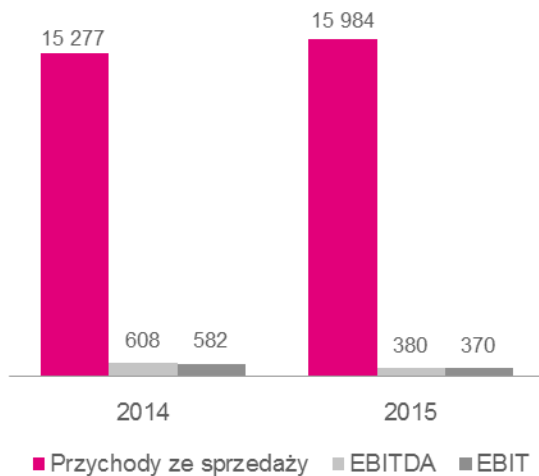


Dystrybucja energii elektrycznej [GWh] w IV kw. 2015 r.

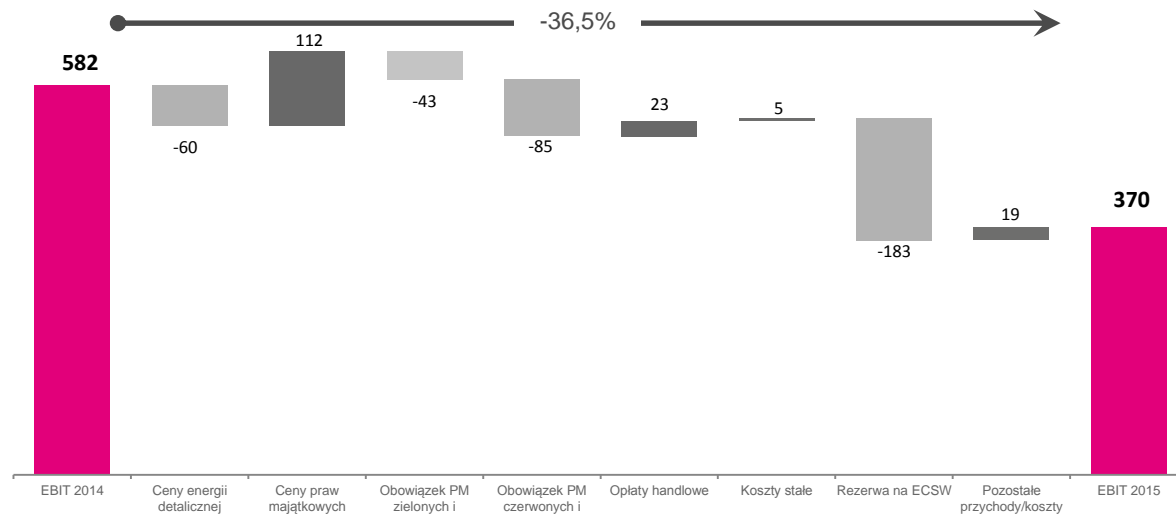


Segment Sprzedaż

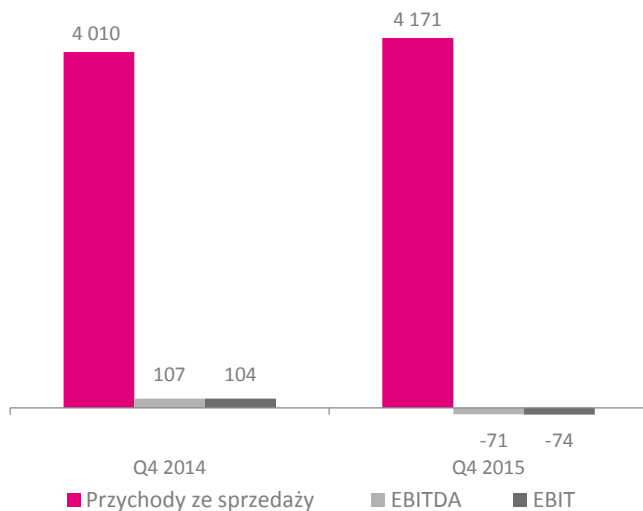
Dane finansowe za 2015 r. [mln zł]



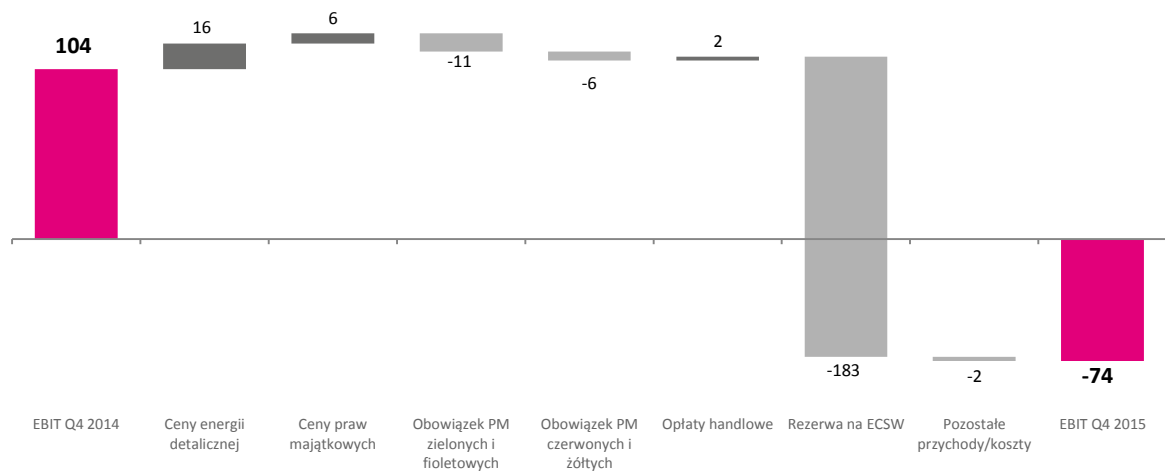
EBIT bridge za 2015 r. [mln zł]



Dane finansowe za IV kw. 2015 r. [mln zł]

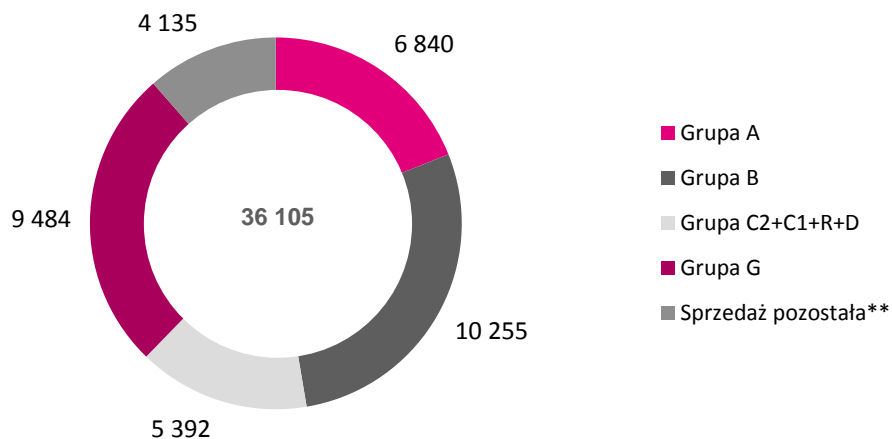


EBIT bridge za IV kw. 2015 r. [mln zł]

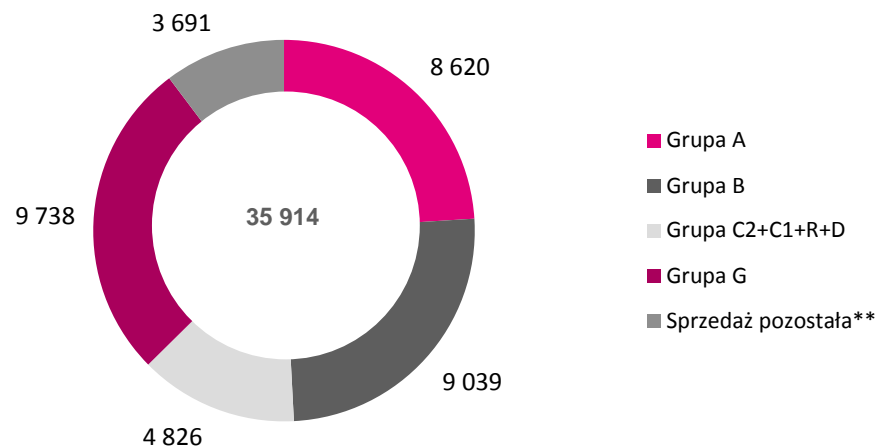


Segment Sprzedaż – wolumeny

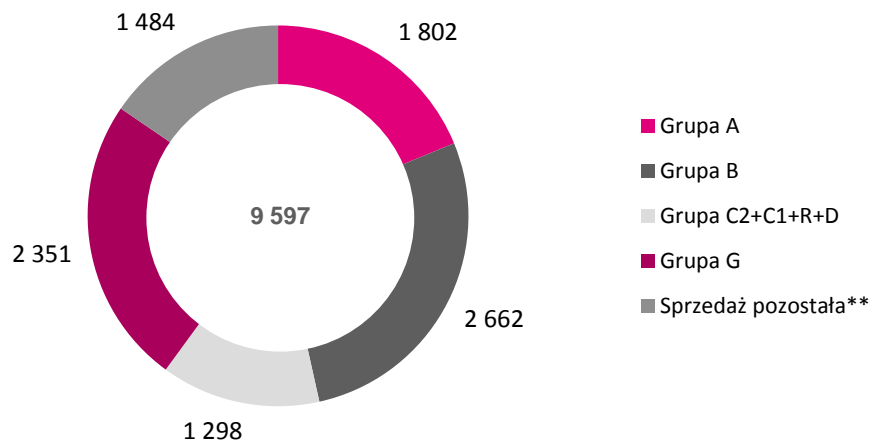
Sprzedaż detaliczna energii elektrycznej [GWh]
w 2014*



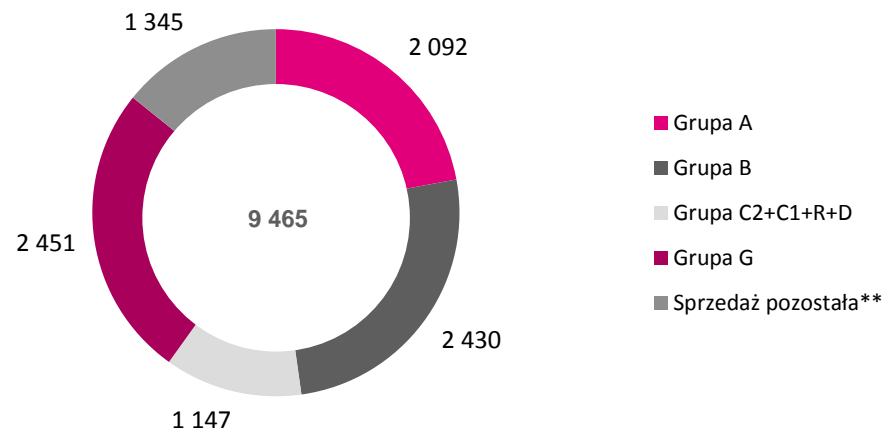
Sprzedaż detaliczna energii elektrycznej [GWh]
w 2015



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



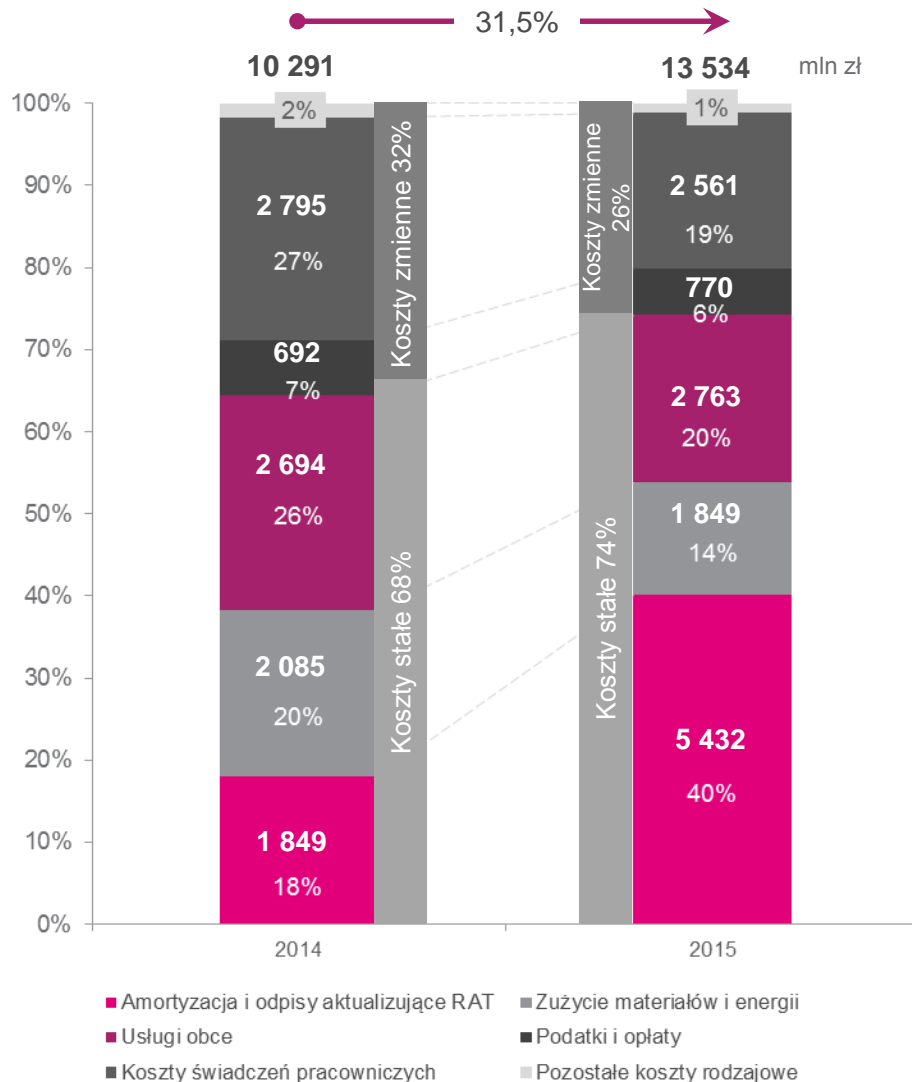
Sprzedaż detaliczna energii elektrycznej [GWh]
w IV kw. 2015



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

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

Struktura kosztów rodzajowych w 2015 r.



Wzrost kosztów w 2015 r. dotyczy głównie:

- odpisów aktualizacyjnych (ujętych łącznie z amortyzacją) w związku z przeprowadzonym testem na trwałą utratę wartości aktywów,
- podatków i opłat (wyższe koszty rezerwy CO₂).

Niższe koszty dotyczyły:

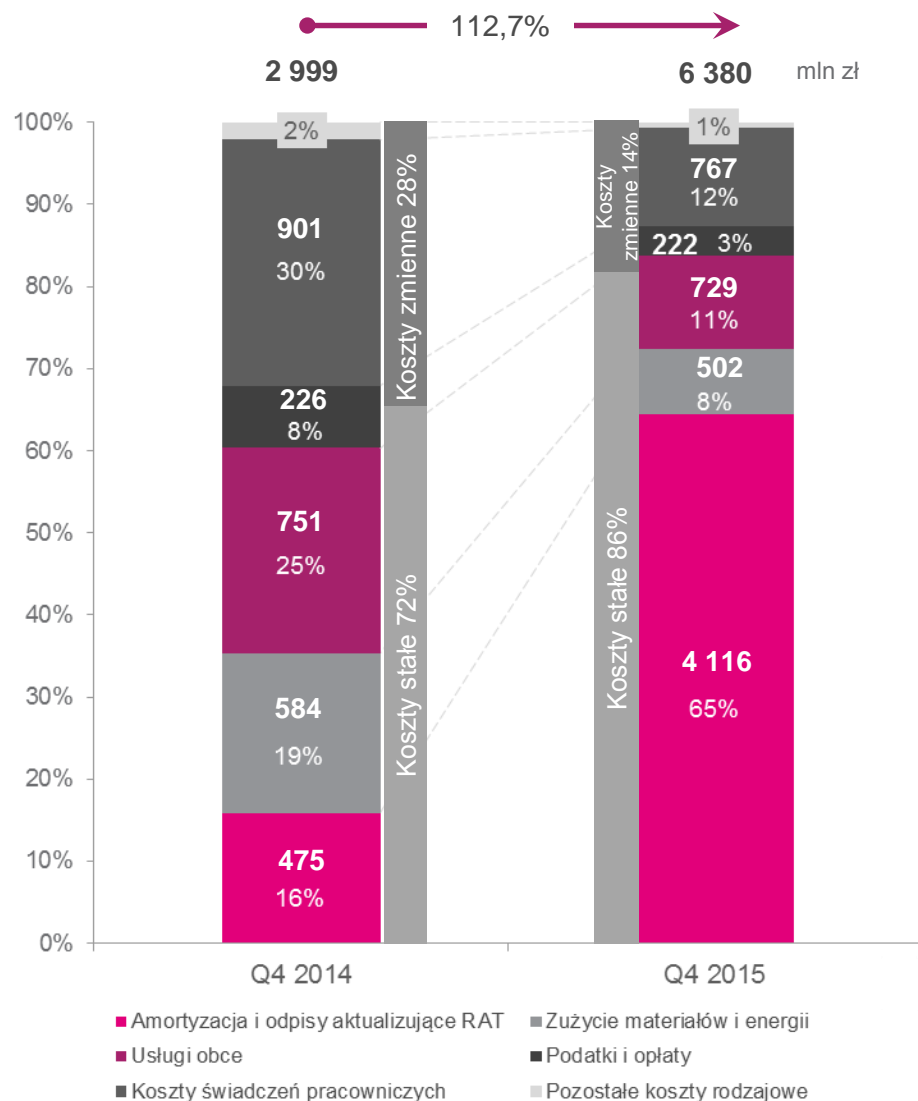
- zużycia materiałów i energii,
- kosztów świadczeń pracowniczych (głównie efekt niższego stanu zatrudnienia w roku 2015 oraz wzrostu kosztów rezerw aktuarialnych w roku 2014 (zmiana stopy dyskonta).

Struktura kosztów:

- w 2015 r.: koszty zmienne (bez wartości sprzedanych towarów i materiałów) ok. 26%, koszty stałe ok. 74%
- w 2014 r.: koszty zmienne ok. 32%, koszty stałe ok. 68%

Przyczyną zmiany struktury kosztów jest dokonanie odpisów aktualizujących wartość aktywów.

Struktura kosztów rodzajowych w IV kwartale 2015 r.



Wzrost kosztów w IV kwartale 2015 r. wynika z przeprowadzonych testów na trwałą utratę wartości i ujęcia odpisów aktualizujących wartość aktywów Segmentu Wytwarzanie.

Spadek kosztów w IV kwartale 2015 r. dotyczy głównie:

- kosztów świadczeń pracowniczych – z uwagi na niższe przeciętne zatrudnienie w 2015 r. oraz wzrost kosztów rezerwy aktuarialnej w roku 2014 (zmiana stopy dyskonta), a także wzrost rezerwy na PDO,
- kosztów zużycia materiałów i energii – z uwagi na niższe koszty zakupu en. el. na różnicę bilansową, niższe koszty zbrojenia ścian.

Struktura kosztów:

- w IV kwartale 2015 r.: koszty zmienne (bez wartości sprzedanych towarów i materiałów) ok. 14%, koszty stałe ok. 86%
- w IV kwartale 2014 r.: koszty zmienne ok. 28%, koszty stałe ok. 72%

Przyczyną zmiany struktury kosztów jest dokonanie odpisu aktualizującego wartość aktywów Segmentu Wytwarzanie.

Trendy cenowe na rynku energii elektrycznej

| Energia elektryczna | | | | | | |
|------------------------------------|---------------|---------------|--------------------------------|----------------|----------------------------------|---------------|
| Platformy: TGE, TFS, GFI, GPW-POEE | 2015 r. | | 2016 r. (do 18 lutego 2016 r.) | | 2016/2015 (do 18 lutego 2016 r.) | |
| | Cena (zł/MWh) | Wolumen (GWh) | Cena (zł/MWh) | Wolumen (GWh) | Cena % | Wolumen % |
| Forward BASE (Y+Q+M) | 167,51 | 201 870 | 165,98 | 163 068 | -0,9% | -19,2% |
| Forward PEAK (Y+Q+M) | 215,96 | 17 866 | 211,13 | 18 160 | -2,2% | +1,6% |
| Forward (średnia ważona) | 171,45 | 219 737 | 170,51 | 181 228 | -0,5% | -17,5% |
| SPOT (TGE) | 156,40 | 25 102 | 169,20 (prognoza) | 25 000 | +8,2% | -0,4% |
| Średnia ważona razem | 169,90 | 244 839 | 170,35 | 206 228 | +0,3% | -15,8% |

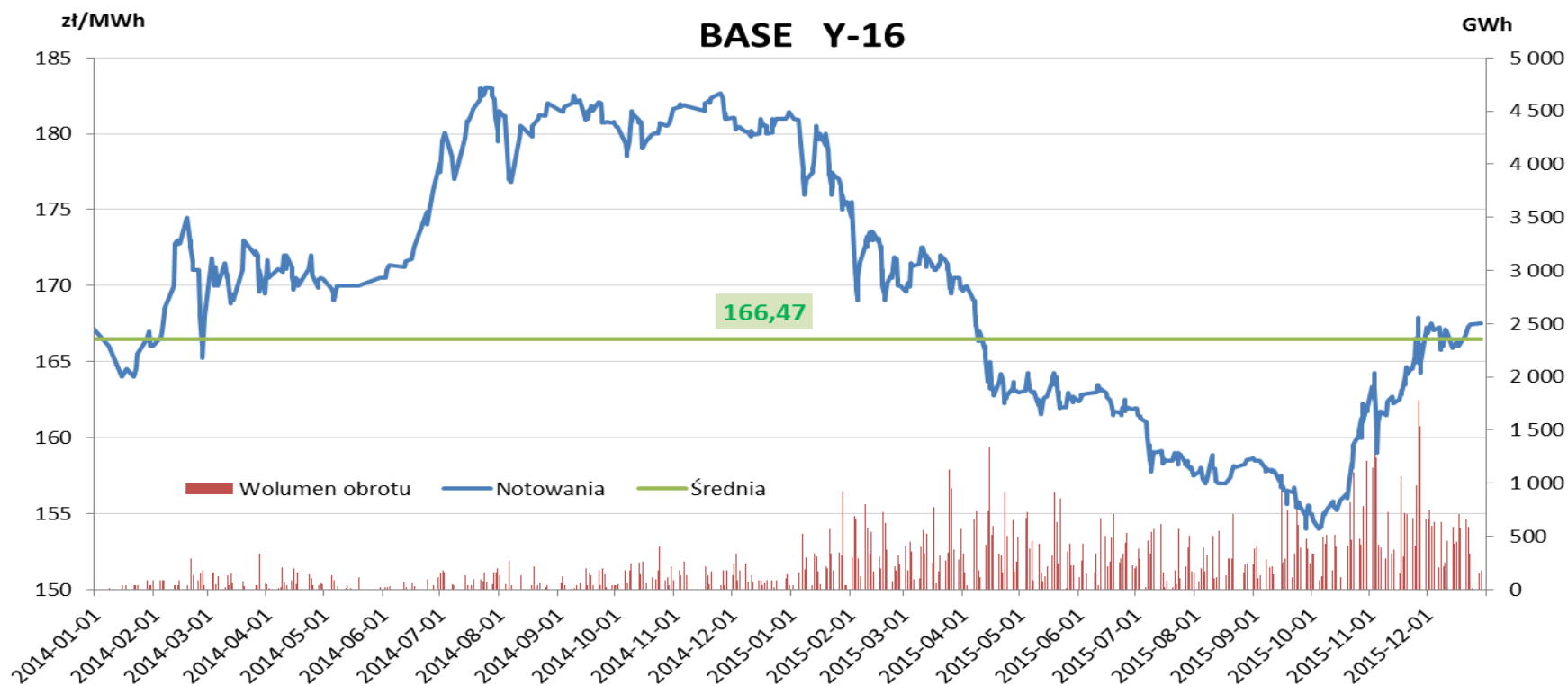
| Prawa majątkowe (zł/MWh) | | | |
|------------------------------------|-------------------------------------|----------------------------------|----------------|
| Rodzaj certyfikatu | Ceny rynkowe (średnia w 2015 r.) | Opłata zastępcza i obowiązek za: | |
| | | 2015 r. | 2016 r. |
| OZE (PMOZE_A) | 123,61 | 303,03 (14,0%) | 300,03 (15,0%) |
| Kogeneracja węglowa (PMEC-2015) | 10,68 | 11,00 (23,2%) | 11,00 (23,2%) |
| Kogeneracja gazowa (PMGM-2015) | 117,35 | 121,63 (4,9%) | 125,00 (6,0%) |
| Metan (PMMET-2015) | 61,76 | 63,26 (1,3%) | 63,00 (1,5%) |

| Uprawnienia do emisji CO ₂ (EUA/t) | |
|--|--------------------------|
| Ankieta analityków rynku CO ₂ * (aktualizacja luty 2016 r.) | Cena (EUR/t) |
| Średnia w 2016 r. | 7,15 EUR/t |
| Średnia w 2017 r. | 8,00 EUR/t |
| Średnia w 2018 r. | 9,20 EUR/t |
| Prognozowana przez TAURON średnia cena w 2016 r. (założenia wrzesień 2015 r.) | 9,49 EUR/t |
| Prognozowana przez TAURON średnia cena w 2016 r. (**aktualizacja luty 2016 r.) | 6,00 – 6,30 EUR/t |

* Źródła: Point Carbon, BNEF, Consus, GDF SUEZ Trading, HSE, Mkonline, Societe Generale, TAURON

** Średnia cena notowań w okresie styczeń - luty 2016 r. + korekta analityków TPE

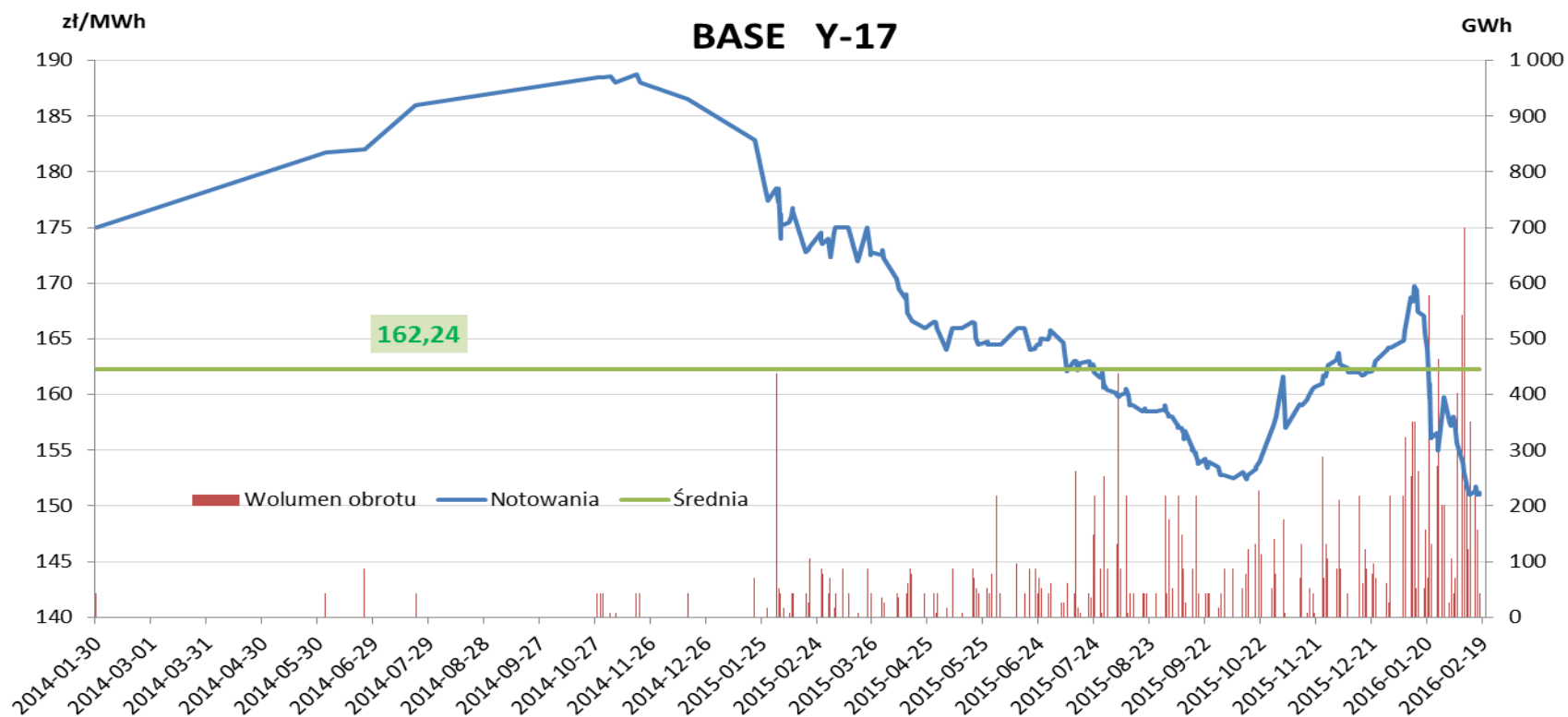
Notowania kontraktów BASE na 2016 r.



| | | Średnia cena [zł/MWh] | Wolumen [GWh] |
|-------|----------|-----------------------|---------------|
| Razem | | 166,47 | 147 923 |
| w tym | na TGE | 166,12 | 115 729 |
| | poza TGE | 167,70 | 32 193 |

Średnia cena energii elektr. uwzględniająca kontrakty roczne BASE i PEAK na 2016 r.: 171,06 zł/MWh, łączny wolumen BASE i PEAK na 2016 r.: 164 728 GWh

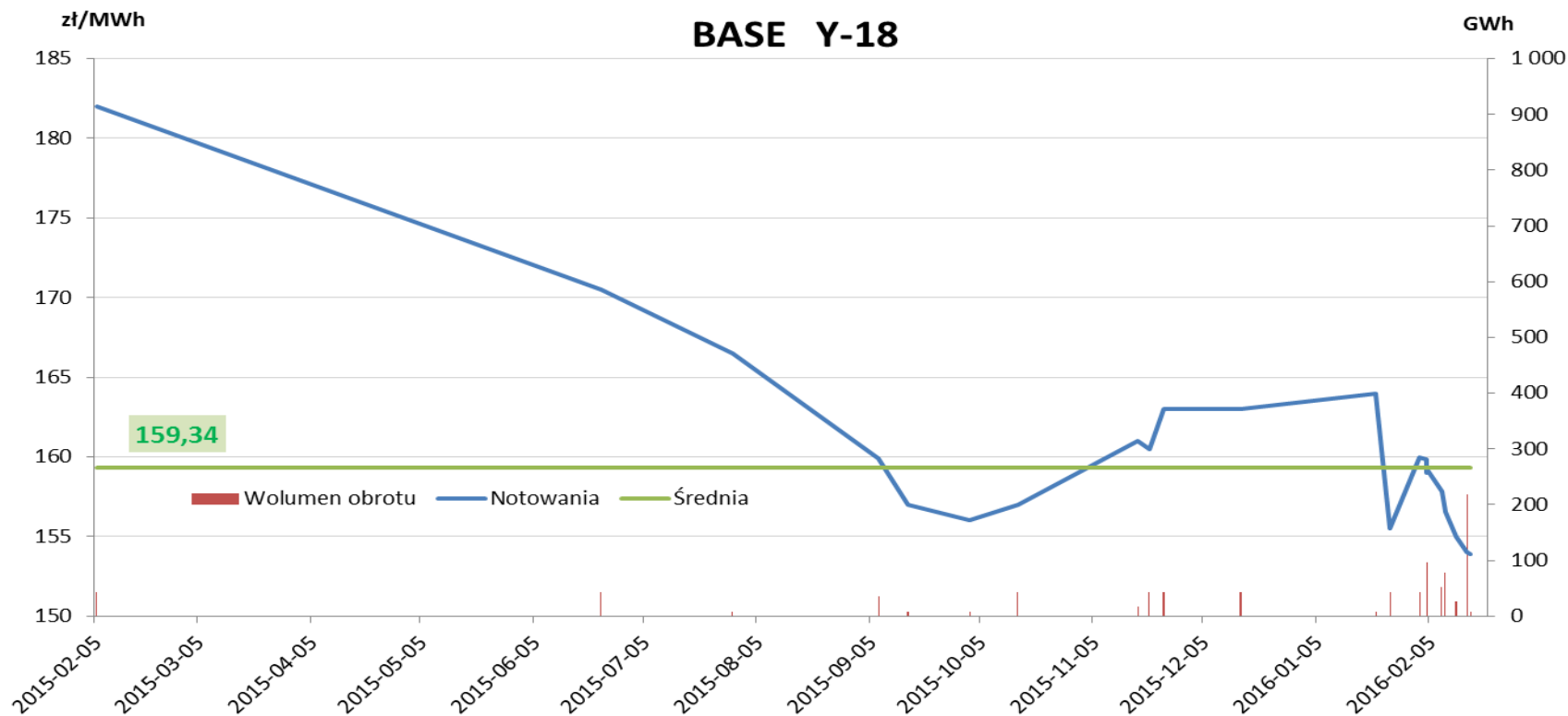
Notowania kontraktów BASE na 2017 r.



| | | Średnia cena [zł/MWh] | Wolumen [GWh] |
|-------|----------|-----------------------|---------------|
| Razem | | 162,24 | 23 389 |
| w tym | na TGE | 160,81 | 14 550 |
| | poza TGE | 164,59 | 8 839 |

Średnia cena energii elektr. uwzględniająca kontrakty roczne BASE i PEAK na 2017 r.: 164,51 zł/MWh, łączny wolumen BASE i PEAK na 2017 r.: 24 519 GWh

Notowania kontraktów BASE na 2018 r.



| | | Średnia cena [zł/MWh] | Wolumen [GWh] |
|-------|----------|-----------------------|---------------|
| Razem | | 159,34 | 1 121 |
| w tym | na TGE | 158,49 | 464 |
| | poza TGE | 159,93 | 657 |

Średnia cena energii elektr. uwzględniająca kontrakty roczne BASE i PEAK na 2018 r.: 160,17 zł/MWh, łączny wolumen BASE i PEAK na 2018 r.: 1 136 GWh

Pokrycie analityczne TAURON

| Instytucja | Analityk |
|--------------------------------|----------------------------|
| BAML | Denis Deruskhin |
| DB Securities | Tomasz Krukowski |
| Dom Maklerski BOŚ | Michał Stalmach |
| Dom Maklerski mBanku | Kamil Kliszczyk |
| Dom Maklerski Banku Handlowego | Piotr Dzięciołowski |
| Dom Maklerski BZ WBK | Paweł Puchalski |
| Dom Maklerski PKO BP | Stanisław Ozga |
| Erste Group | Tomasz Duda |
| Haitong Bank | Robert Maj |
| HSBC | Dmytro Kononov |

| Instytucja | Analityk |
|--------------------------|--|
| ING Securities | Maria Mickiewicz |
| J.P. Morgan Cazenove | Michał Kuzawiński |
| Pekao Investment Banking | Łukasz Jakubowski |
| Raiffeisen Centrobank | Teresa Schinwald |
| Renaissance Capital | Vladimir Sklyar |
| Societe Generale | Bartłomiej Kubicki |
| Trigon | Krzysztof Kubiszewski |
| UBS Investment Research | Michał Potyra Patrick Hummel Tomasz Walkowicz |
| WOOD & Company | Bram Buring |

Dziękujemy za uwagę