



16 marca 2017 r.

## Kluczowe parametry za 2016 r.

### Wyniki Grupy TAURON za 2016 r.

[mln zł]		2016 vs 2015	
Przychody ze sprzedaży	17 646	↓ (3)%	
EBITDA	3 337	↓ (5)%	
Wynik netto*	367	↑ wzrost o 2,2 mld zł	
CAPEX	3 817	(9)%	
Dług netto/EBITDA	2,32x	↑ wzrost o 0,12x (vs 31.12.2015)	↓ spadek o 0,32 vs 30.09.2016

### Dane operacyjne za 2016 r.

		2016 vs 2015
Produkcja węgla handlowego [mln ton]	6,37	↑ 30% bez NBT 6%
Produkcja energii elektrycznej [TWh]	16,80	↓ (9)%
Wytwarzanie ciepła [PJ]	11,52	↑ 0,1%
Dystrybucja energii el. [TWh]	49,68	↑ 1%
Sprzedaż detaliczna energii el. [TWh]	32,04	↓ (11)%

\* przynależny akcjonariuszom jednostki dominującej

## Kluczowe parametry za IV kwartał 2016 r.

### Wyniki Grupy TAURON za IV kwartał 2016 r.

[mln zł]		Q4 2016 vs Q4 2015	
Przychody ze sprzedaży	4 523	↓ (2)%	
EBITDA	879	↑ 29%	
Wynik netto*	93	↑ wzrost o 3,0 mld zł	
CAPEX	1 367	(2)%	
Dług netto/EBITDA	2,32x	↑ wzrost o 0,12x (vs 31.12.2015)	↓ spadek o 0,32 vs 30.09.2016

### Dane operacyjne za IV kwartał 2016 r.

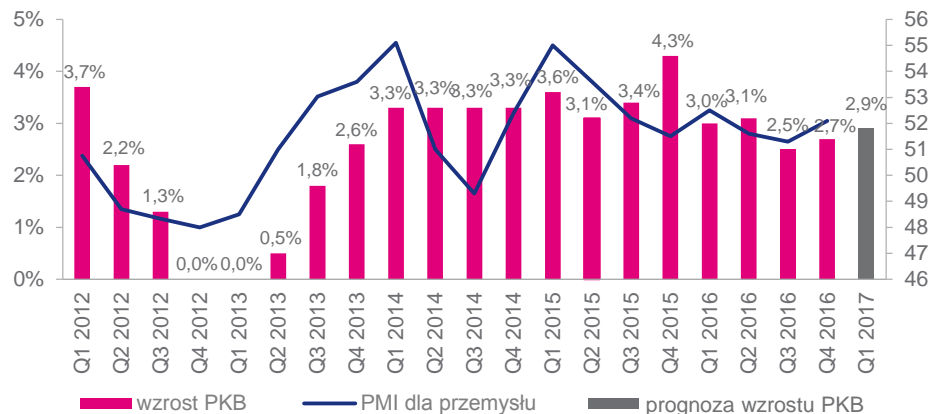
		Q4 2016 vs Q4 2015	
Produkcja węgla handlowego [mln ton]	2,16	↑ 48% bez NBGT 18%	
Produkcja energii elektrycznej [TWh]	4,36	↓ (8)%	
Wytwarzanie ciepła [PJ]	4,53	↑ 16%	
Dystrybucja energii el. [TWh]	12,86	↑ 3%	
Sprzedaż detaliczna energii el. [TWh]	8,85	↓ (7)%	

\* przynależny akcjonariuszom jednostki dominującej

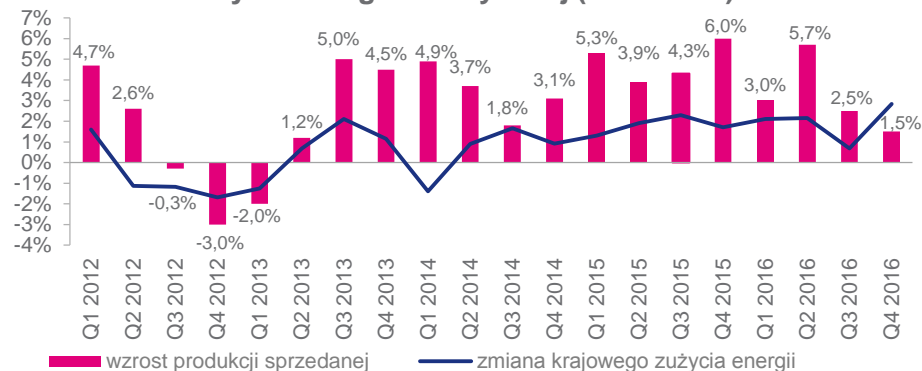
## Podsumowanie kluczowych wydarzeń

29 stycznia	EC Stalowa Wola odstępuje od umowy z Abener Energia – generalnym wykonawcą bloku gazowo-parowego w Stalowej Woli. Przyczyny odstąpienia: naruszenie harmonogramu i istotnych warunków technicznych kontraktu
9 marca	Przyjęcie Programu poprawy efektywności na lata 2016-2018 o łącznej, planowanej wartości 1,3 mld zł. Realizacja Programu pozwoli na zwiększenie EBITDA Grupy o około 400 mln zł w 2018 r. (trwały, powtarzalny efekt na tym poziomie w kolejnych latach)
22 marca	Podpisanie porozumień z obligatariuszami, na mocy których podwyższono dopuszczalną wysokość wskaźnika (dług netto/EBITDA) z 3,0x do 3,5x
25 kwietnia	Przyjęcie przez Zarząd nowego Modelu Biznesowego Grupy TAURON
26 lipca 14 lutego 2017 r.	Podjęcie decyzji o utworzeniu odpisów z tytułu utraty wartości aktywów wiatrowych i konwencjonalnych na łączną kwotę netto ponad 735 mln zł
28 lipca	Odstąpienie od realizacji projektu budowy bloku gazowo-parowego w Elektrowni Blachownia
2 września	Przyjęcie Strategii Grupy TAURON na lata 2016-2025 Wstrzymanie realizacji projektu budowy bloku gazowo-parowego w Elektrowni Łagisza
27 października	Zawarcie porozumień w sprawie warunków dalszej realizacji projektu „Budowa bloku gazowo-parowego w Stalowej Woli”
14 listopada	Potwierdzenie przez agencję ratingową Fitch długoterminowego ratingu spółki w walucie krajowej i zagranicznej na poziomie „BBB” oraz zmiana perspektywy ratingu z negatywnej na stabilną
16 grudnia	Emisja obligacji hybrydowych o wartości 190 mln euro, objętych przez Europejski Bank Inwestycyjny w ramach tzw. planu Junckera. Dzięki emisji wskaźnik długu netto/EBITDA uległ obniżeniu z 2,6x (koniec września 2016 r.) do 2,3x (na koniec grudnia 2016 r.)
28 lutego 2017 r.	Wypowiedzenie umów długoterminowych na zakup zielonych certyfikatów przez TAURON Sprzedaż
1 marca 2017 r.	Podpisanie aneksu z konsorcjum RAFAKO-MOSTOSTAL WARSZAWA do umowy na budowę bloku o mocy 910 MW w Elektrowni Jaworzno III – wydłużenie terminu realizacji bloku o 8 miesięcy, wzrost wartości umowy o 71 mln zł

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



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



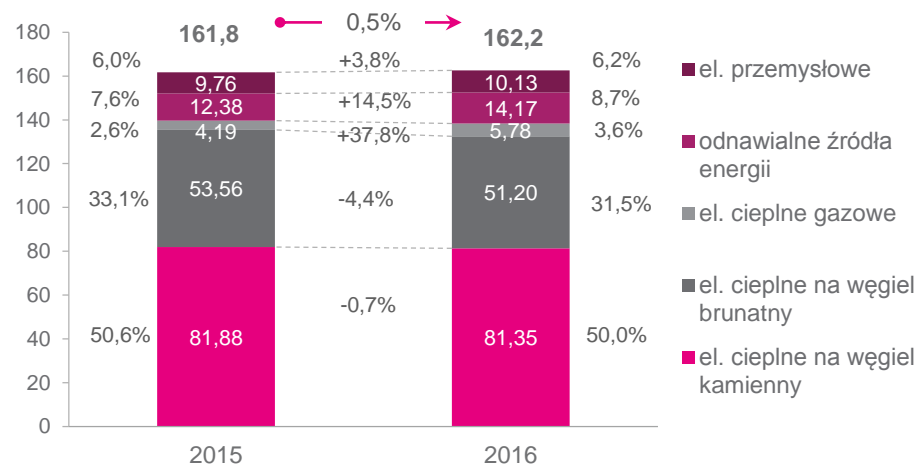
### Ceny energii w rocznych kontraktach BASE

	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	160,27	76 729
Y-18	159,74	14 778
Y-19	164,73	1 743
Y-20	170,22	97

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

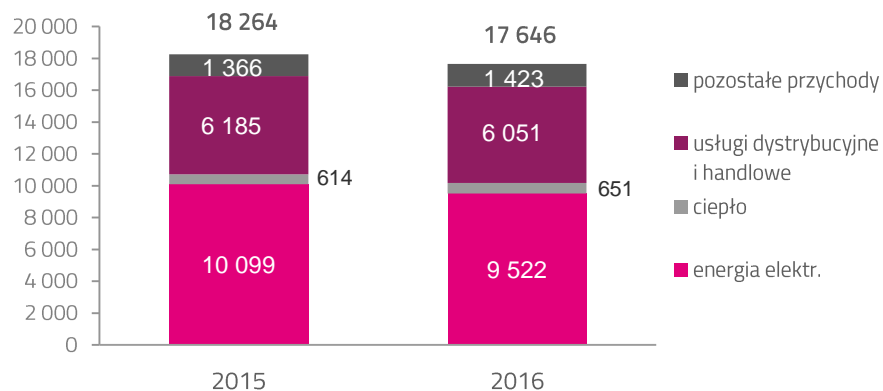
- 2012 r.: 201,36 zł/MWh
- 2013 r.: 181,55 zł/MWh
- 2014 r.: 163,58 zł/MWh
- 2015 r.: 169,99 zł/MWh
- 2016 r.: 169,53 zł/MWh\* estymacja

### Struktura produkcji energii elektrycznej w Polsce\*\*\* [TWh]

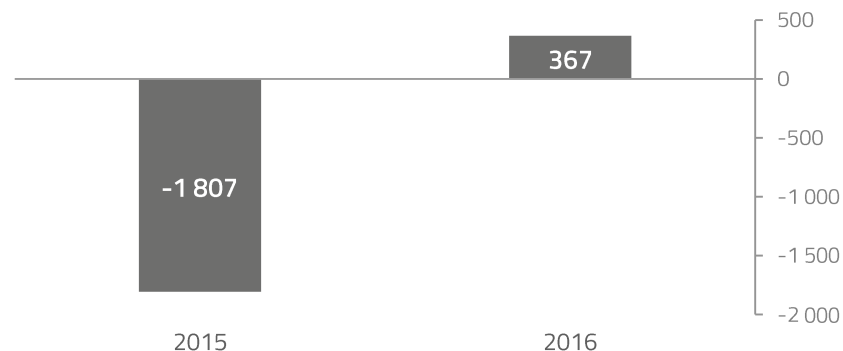


# Podstawowe dane finansowe za 2016 r.

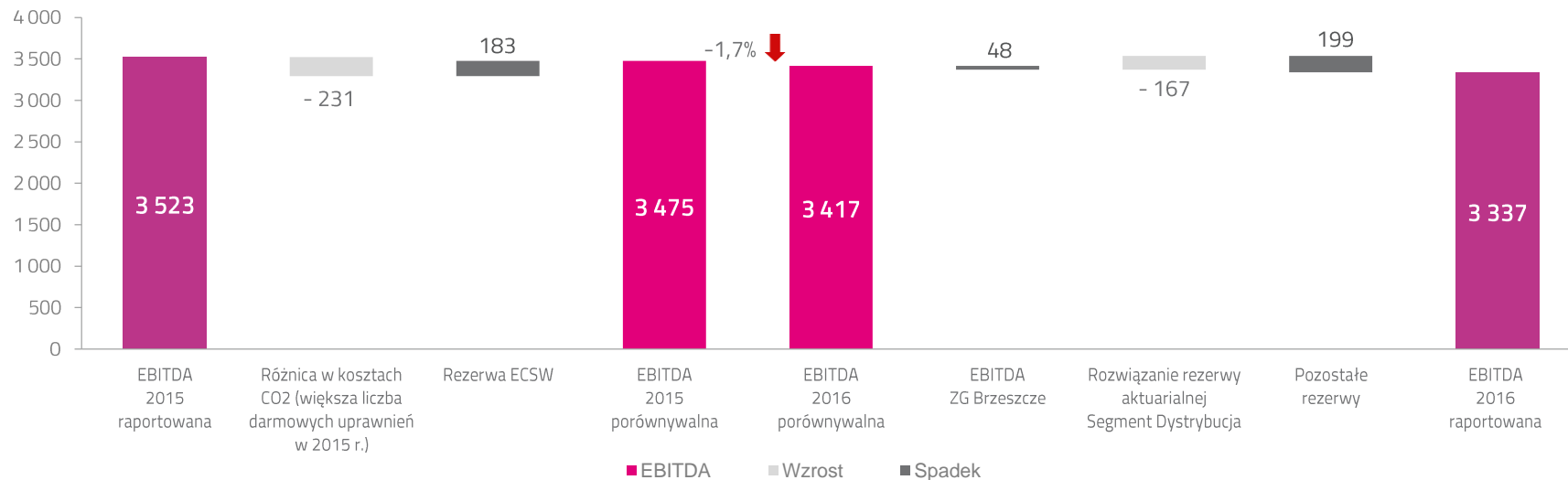
Przychody ze sprzedaży [mln zł]



Zysk netto przypadający akcjonariuszom jednostki dominującej [mln zł]

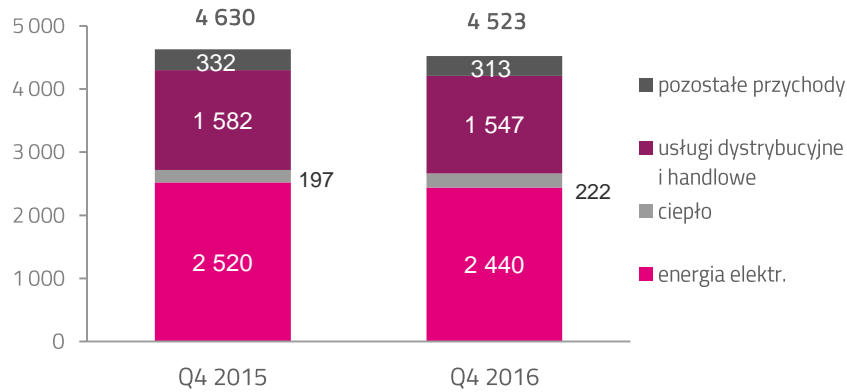


EBITDA 2016 vs 2015 [mln zł]

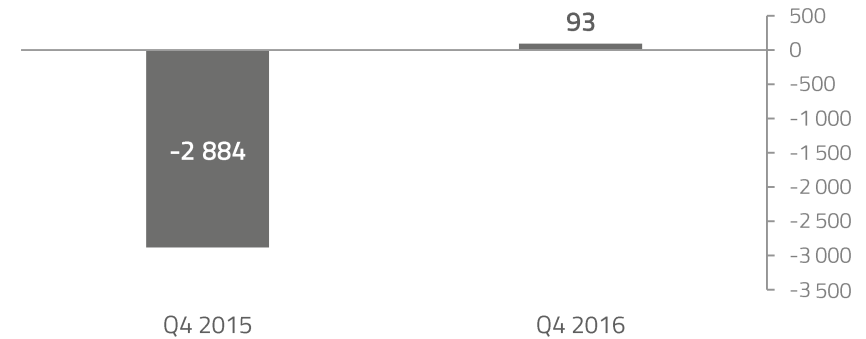


# Podstawowe dane finansowe za IV kwartał 2016 r.

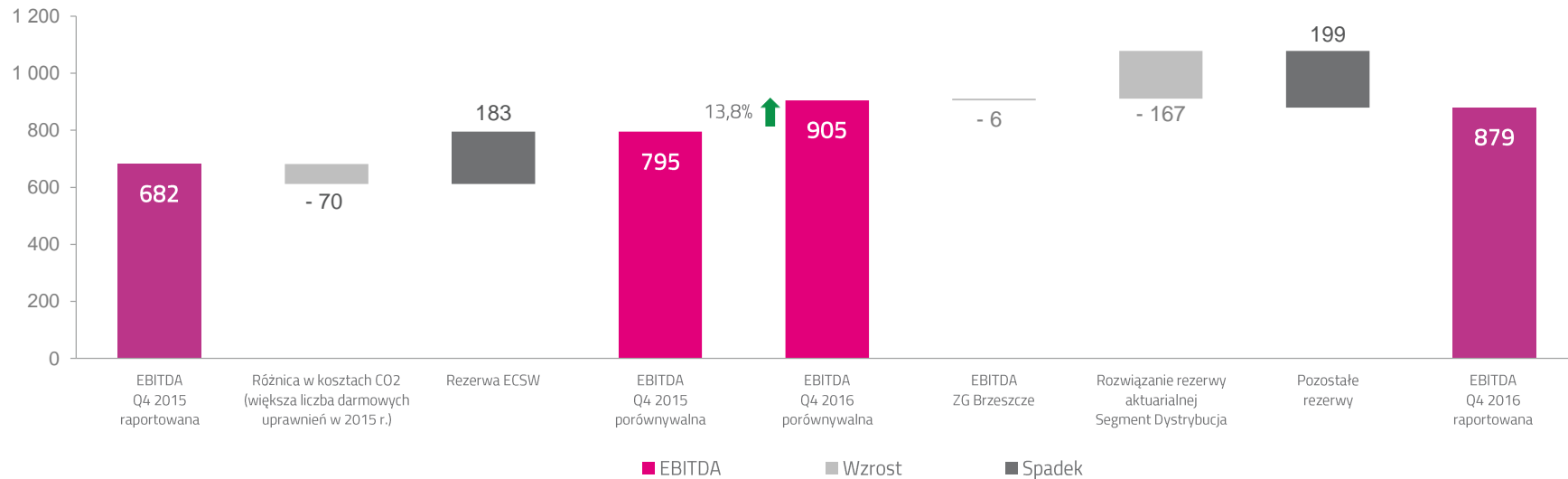
Przychody ze sprzedaży [mln zł]



Zysk netto przypadający akcjonariuszom jednostki dominującej [mln zł]

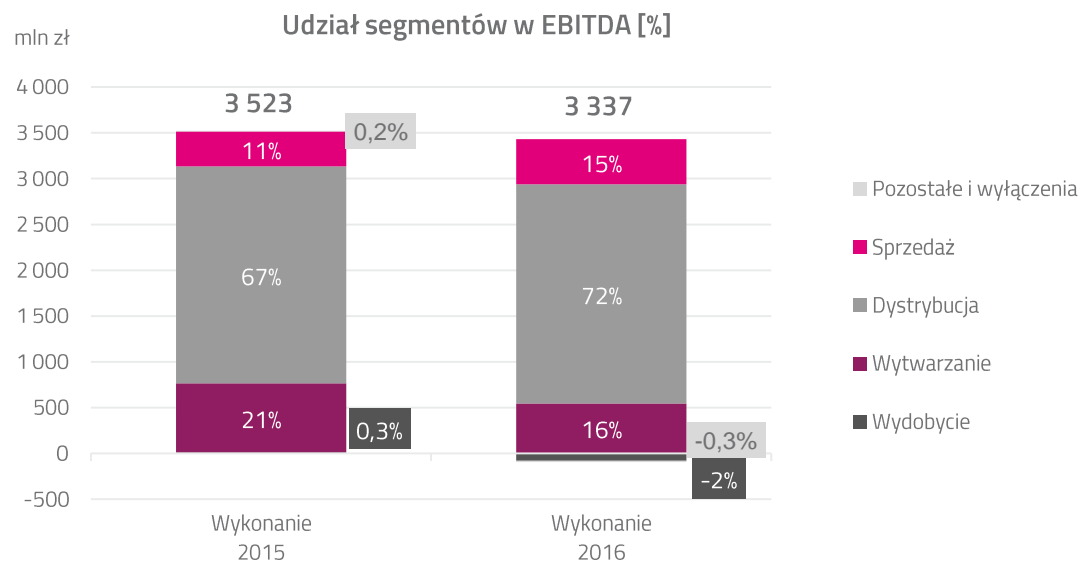


EBITDA Q4 2016 vs Q4 2015 [mln zł]



# Wyniki kluczowych segmentów za 2016 r.

[mln zł] 1 414	Wydobycie	Wytwarzanie	Dystrybucja	Sprzedaż	Pozostałe i wyłączenia
Przychody segmentu	1 311	4 356	6 310	14 016	828*
EBITDA	(82)	545	2 395	490	(11)
EBIT	(205)	(753)	1 363	479	(83)
CAPEX	283	1 661	1 806	1	66

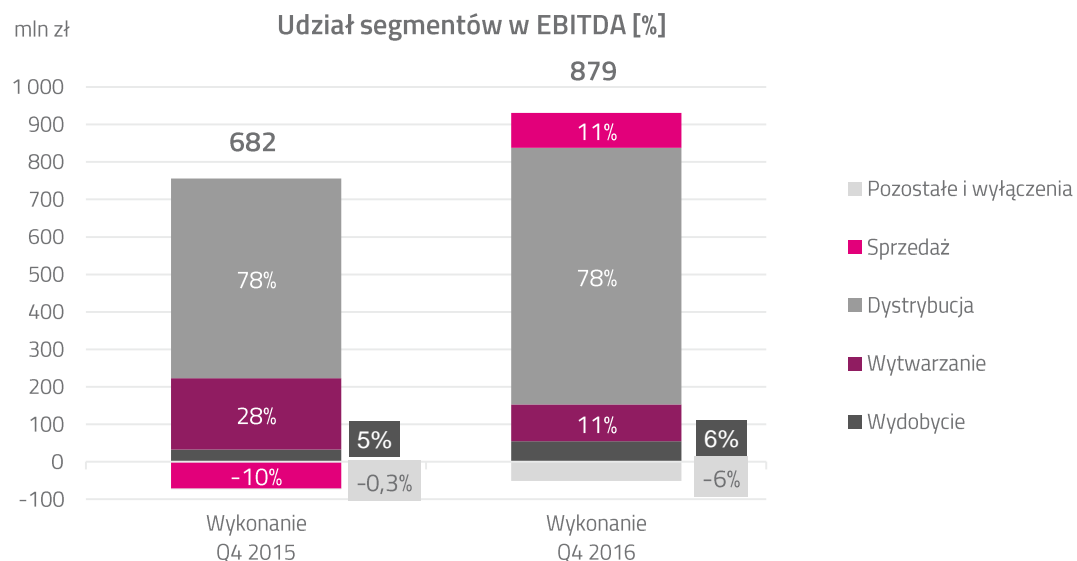


\* wartość przychodów Segmentu Pozostałe bez wyłączeń



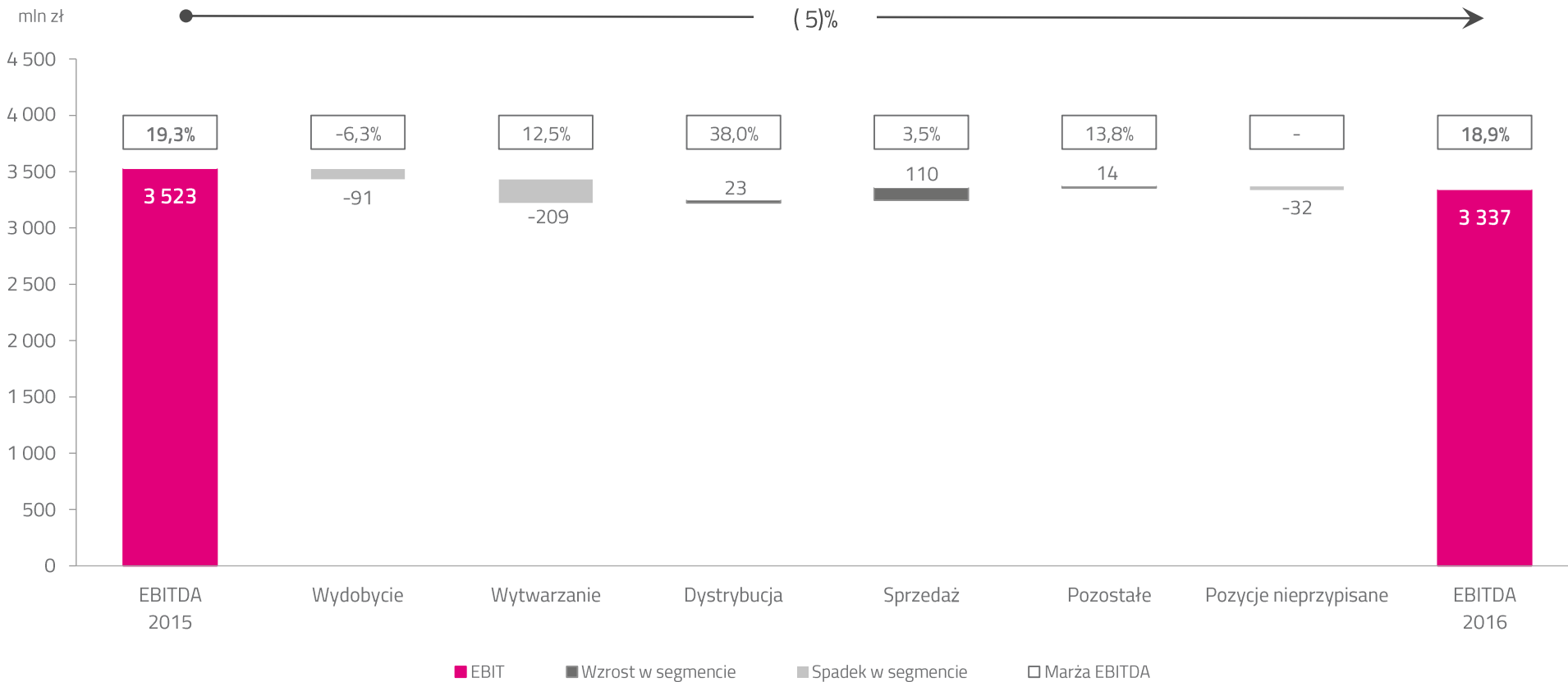
# Wyniki kluczowych segmentów za IV kwartał 2016 r.

[mln zł]	Wydobycie	Wytwarzanie	Dystrybucja	Sprzedaż	Pozostałe i wyłączenia
Przychody segmentu	424	1 112	1 634	3 729	211*
EBITDA	55	98	685	93	(51)
EBIT	24	(183)	417	91	(69)
CAPEX	151	551	635	0,3	30

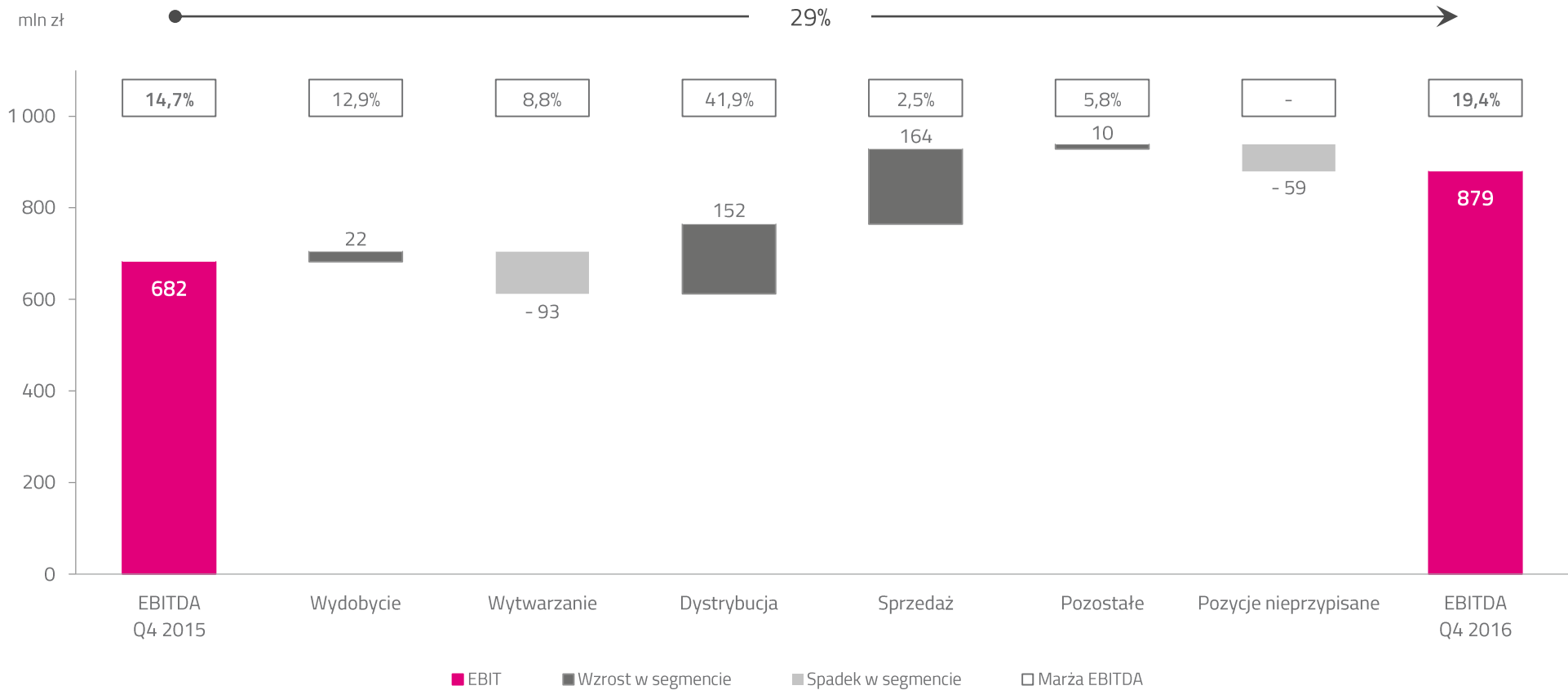


\* wartość przychodów Segmentu Pozostałe bez wyłączeń

# EBITDA za 2016 r.

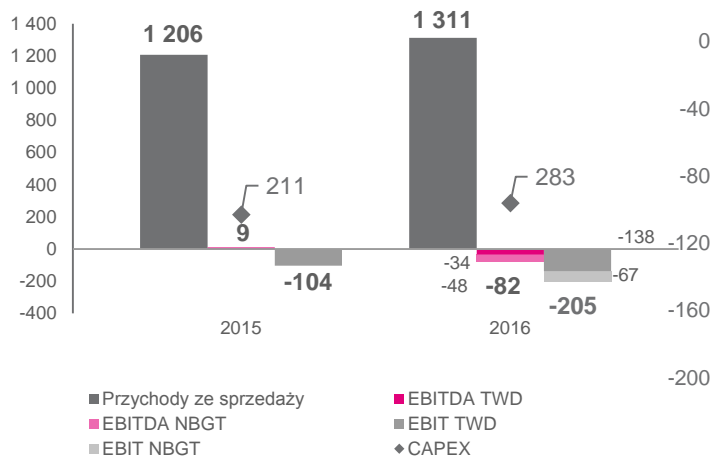


# EBITDA za IV kwartał 2016 r.

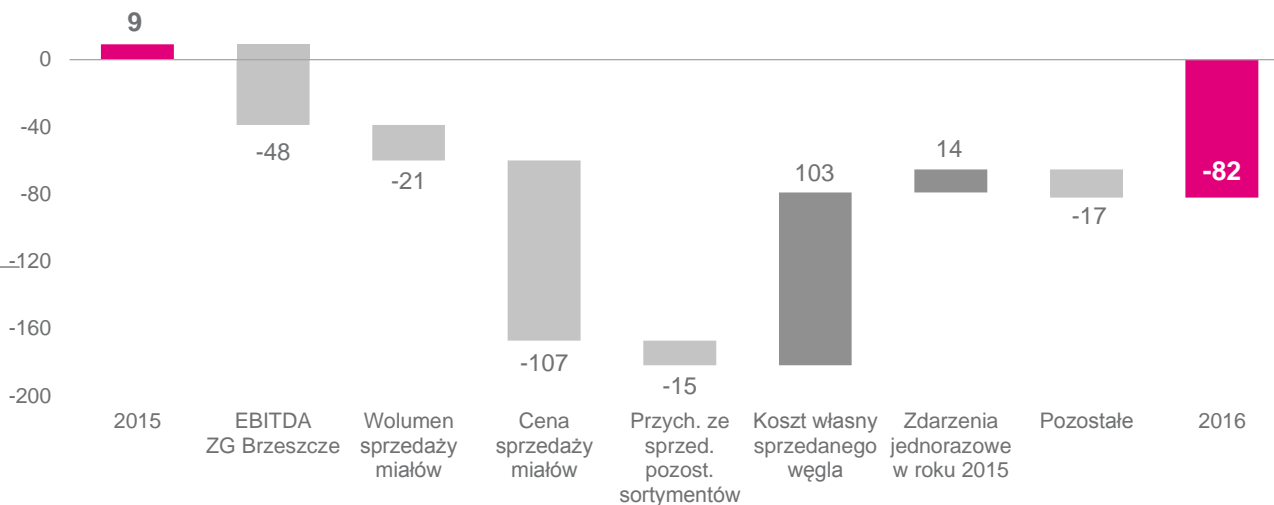


# Segment Wydobycie – 2016 r.

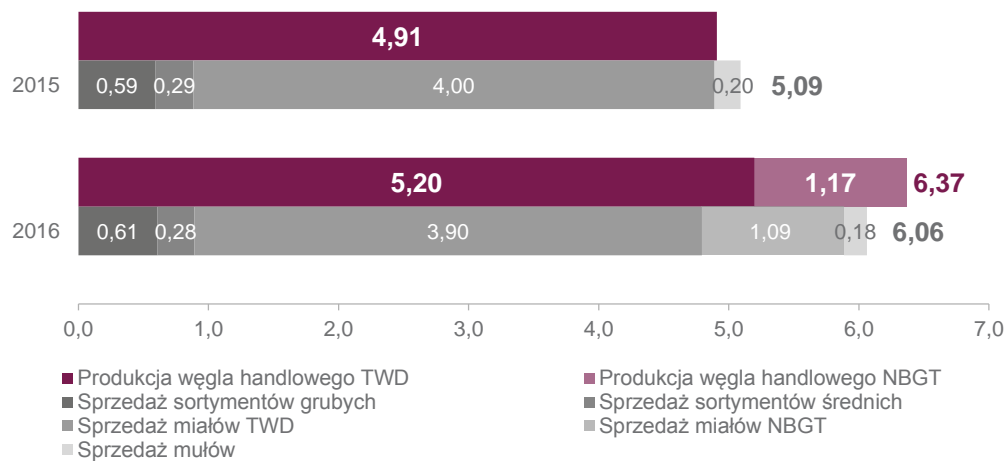
Dane finansowe [mln zł]



Zmiana EBITDA [mln zł]



Wolumen produkcji węgla handlowego vs sprzedaż wg sortymentów [mln Mg]



▪ Spadek cen mialów\* o 13,4%



▪ Wzrost wolumenu produkcji\* o 5,9%



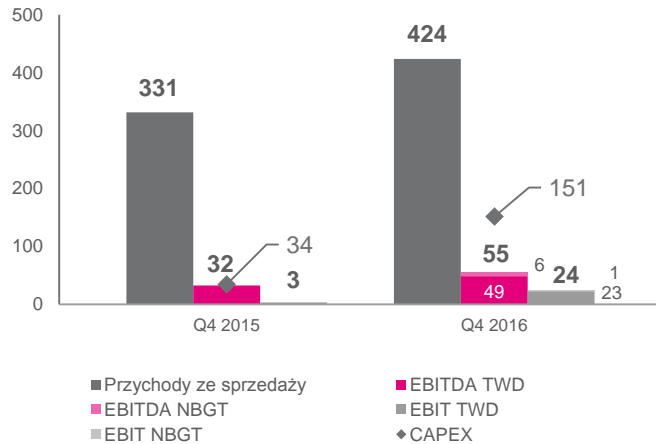
▪ Niższe zatrudnienie\* (przeciętnie o 522 etaty)



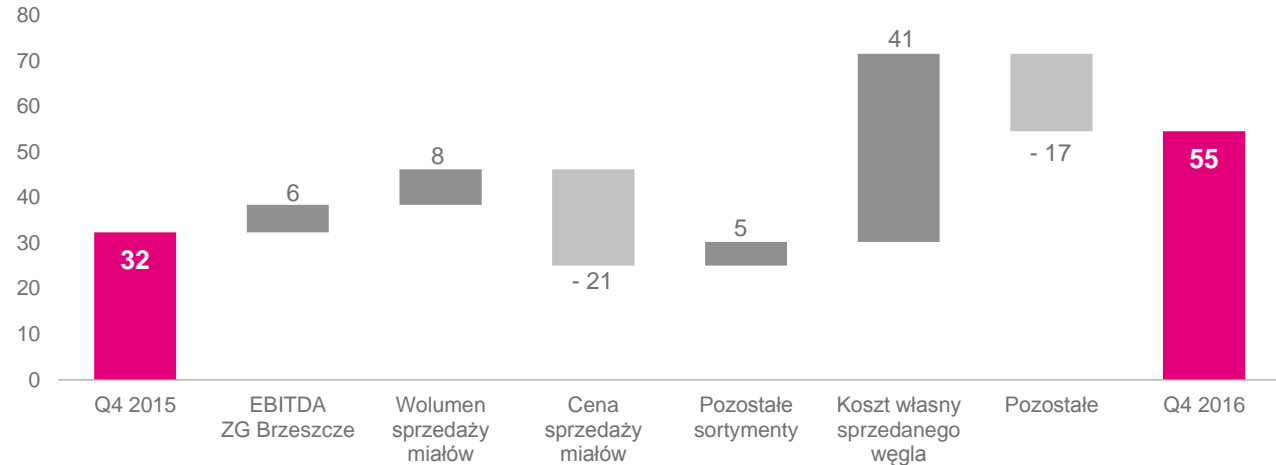
\*bez uwzględnienia ZG Brzeszcze (NBGT)

# Segment Wydobycie – IV kwartał 2016 r.

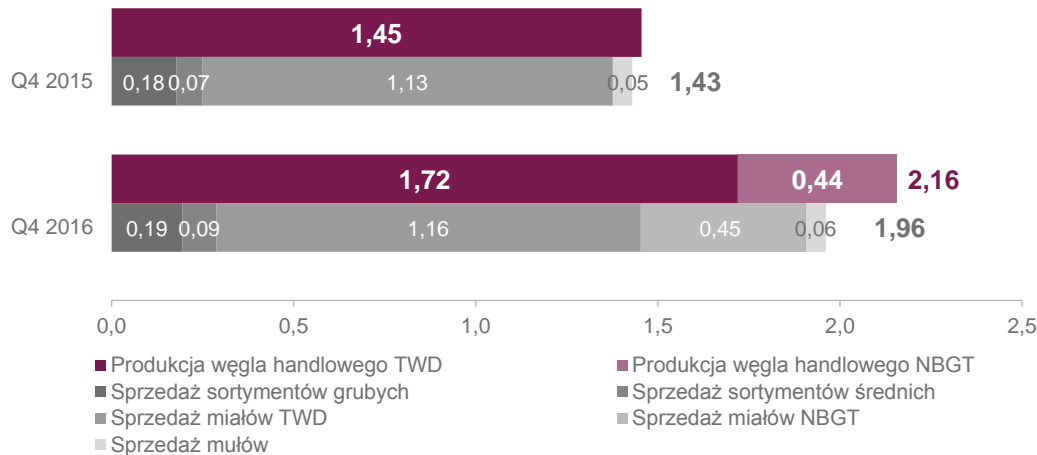
Dane finansowe [mln zł]



Zmiana EBITDA [mln zł]



Wolumen produkcji węgla handlowego vs sprzedaż wg sortymentów [mln Mg]



▪ Spadek cen miał\* o 9,8%



▪ Wzrost wolumenu produkcji\* o 18,2%



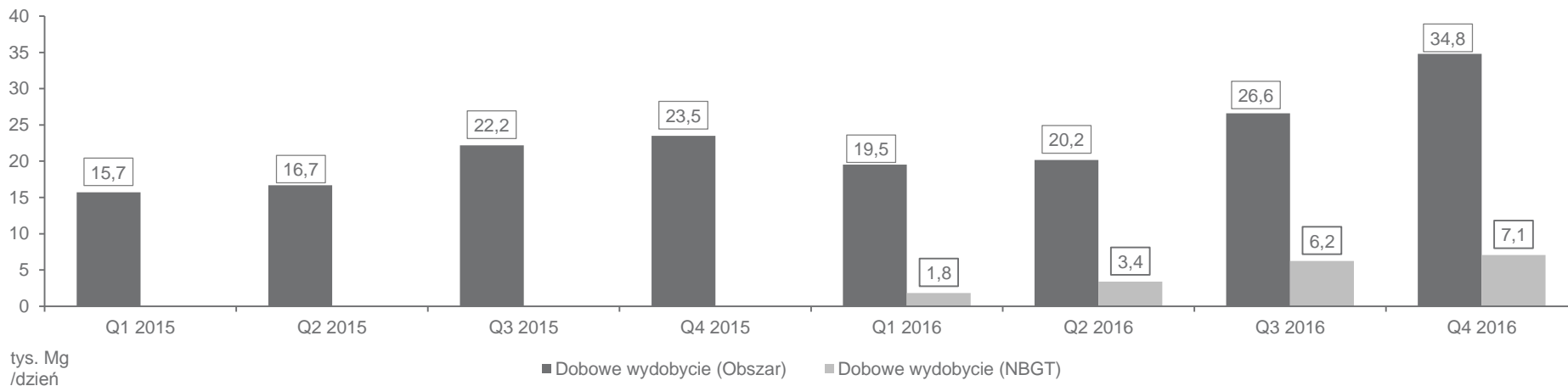
▪ Niższe zatrudnienie\* (przeciętnie o 429 etaty)



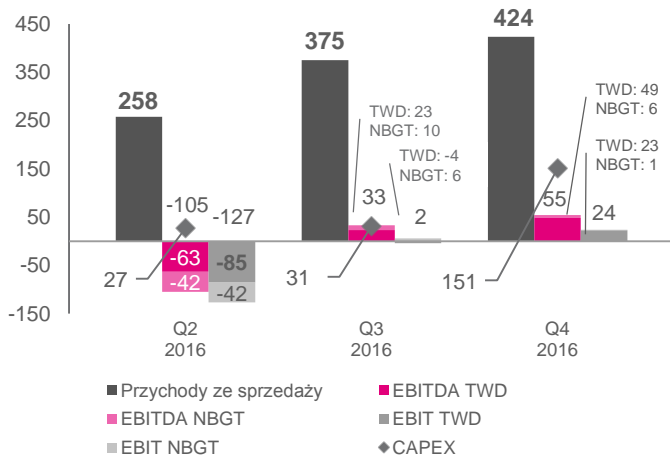
\*bez uwzględnienia ZG Brzeszcze (NBGT)

# Segment Wydobycie – IV kwartał 2016 r.

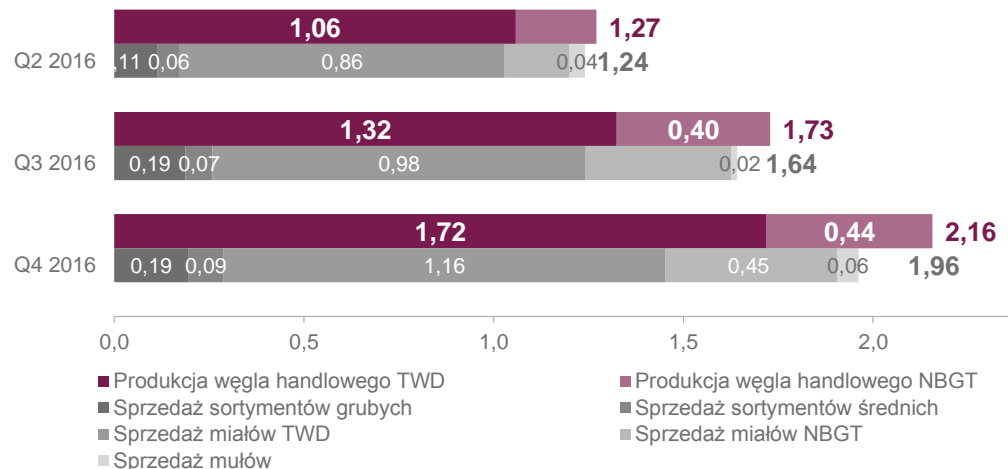
Dobowa produkcja węgla handlowego w latach 2015-2016



Dane finansowe [mln zł]

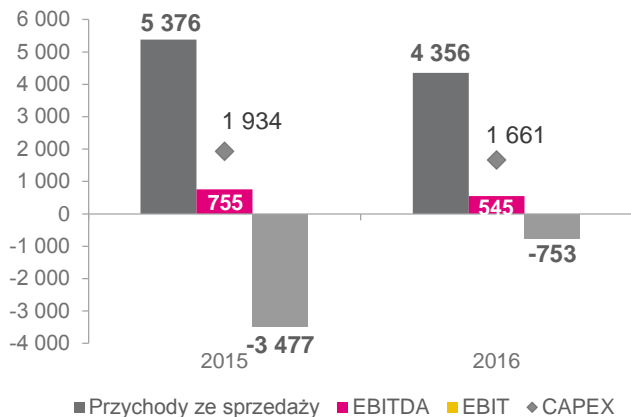


Wolumen produkcji węgla handlowego vs sprzedaż wg sortymentów [mln Mg]

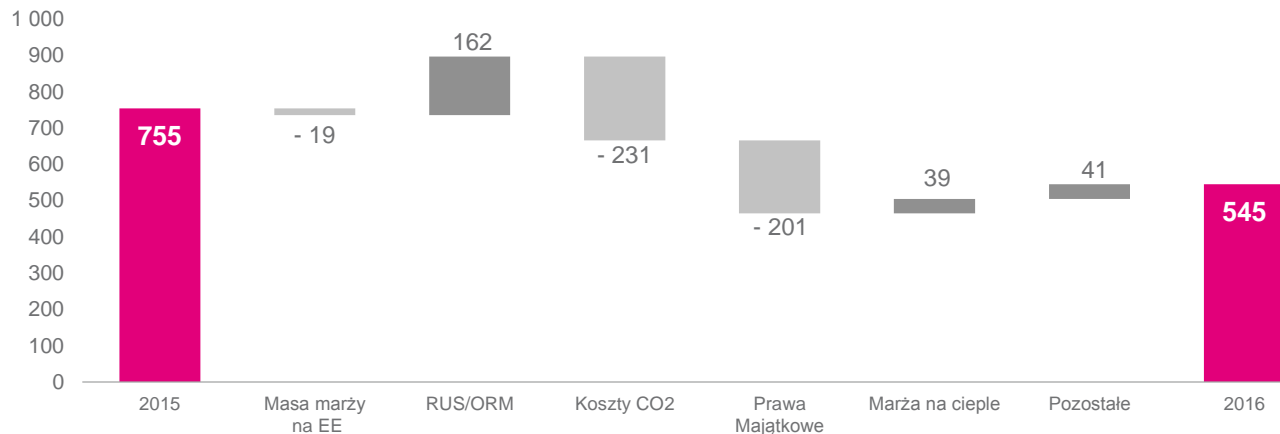


# Segment Wytwarzanie – 2016 r.

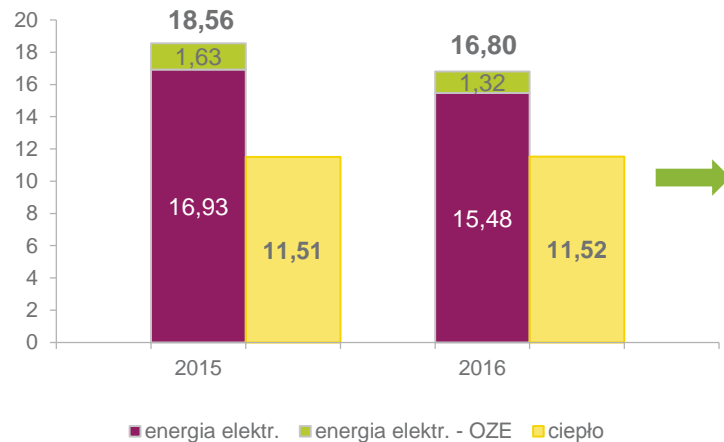
Dane finansowe [mln zł]



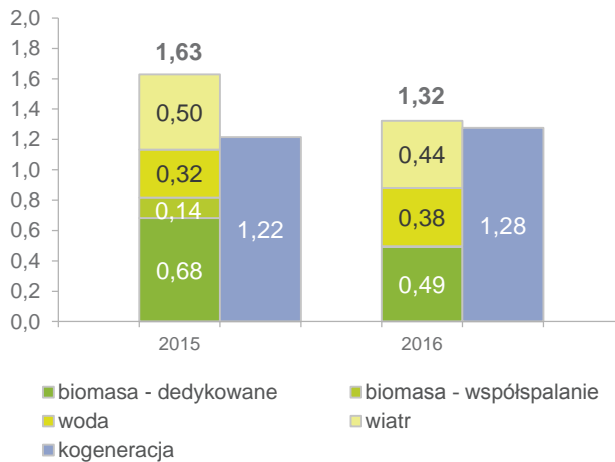
Zmiana EBITDA [mln zł]



Produkcja brutto energii elektrycznej [TWh] i ciepła [PJ]



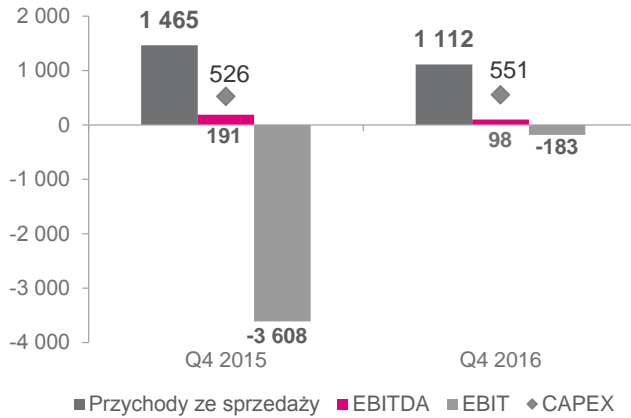
Produkcja z OZE i kogeneracji [TWh]



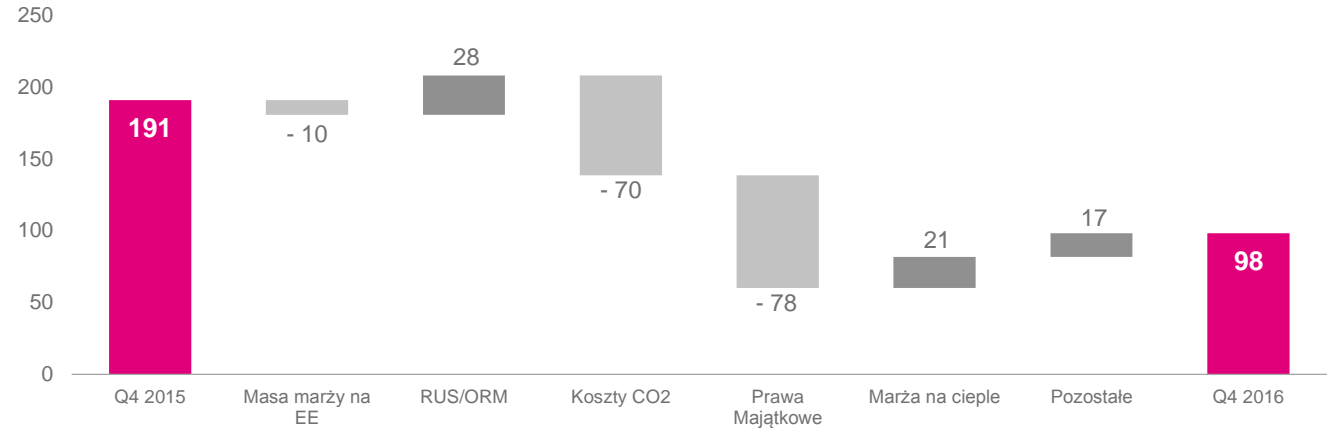
- Wzrost wolumenu ORM oraz przychody z IRZ ✓
- Spadek cen węgla o 11% ✓
- Wyższe koszty zakupu praw do emisji CO<sub>2</sub> -
- Spadek cen i wolumenu PM OZE -

# Segment Wytwarzanie – IV kwartał 2016 r.

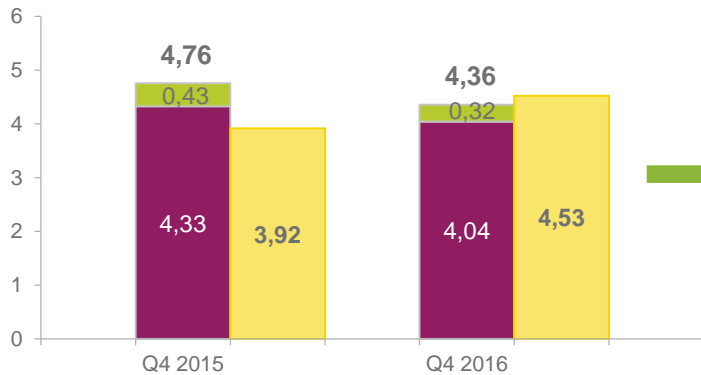
Dane finansowe [mln zł]



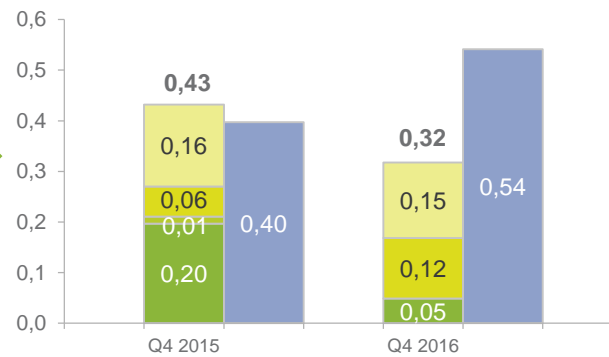
Zmiana EBITDA [mln zł]



Produkcja brutto energii elektrycznej [TWh] i ciepła [PJ]



Produkcja z OZE i kogeneracji [TWh]



- Wzrost wolumenu ORM oraz przychody z IRZ ✓
- Spadek cen węgla o 10% ✓
- Wyższe koszty zakupu praw do emisji CO<sub>2</sub> -
- Spadek cen i wolumenu PM OZE -

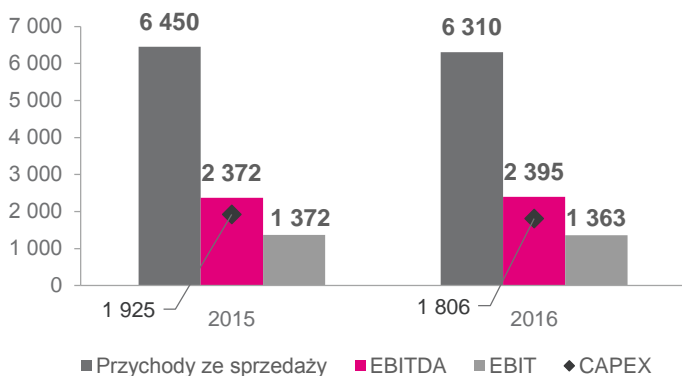
■ energia elektr. ■ energia elektr. - OZE ■ ciepło

■ biomasa - dedykowane ■ biomasa - współspalanie  
 ■ woda ■ wiatr  
 ■ kogeneracja

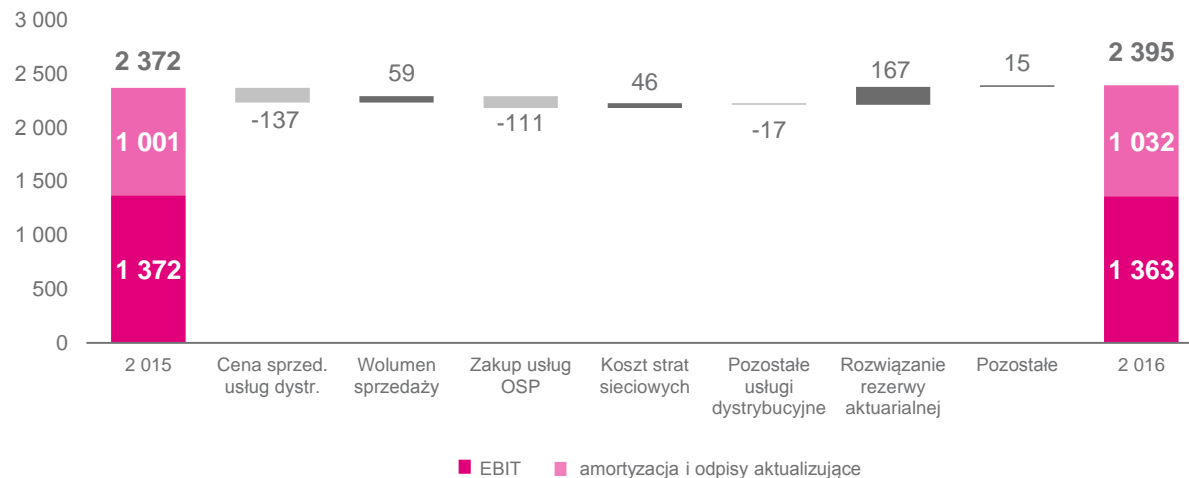


# Segment Dystrybucja – 2016 r.

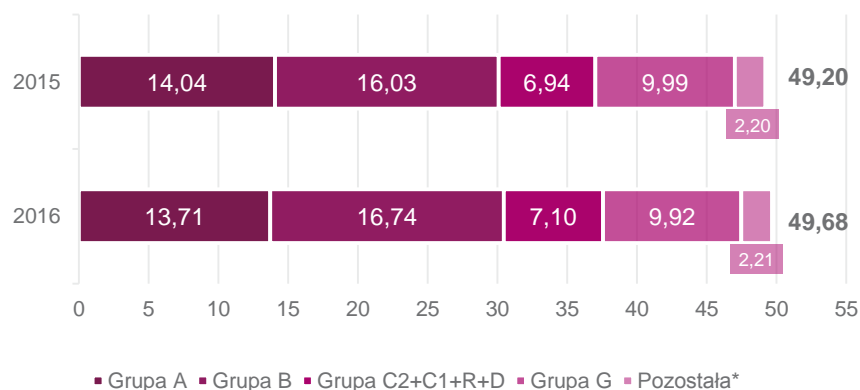
Dane finansowe [mln zł]



Zmiana EBITDA [mln zł]



Dystrybucja energii elektrycznej [TWh]



■ Grupa A ■ Grupa B ■ Grupa C2+C1+R+D ■ Grupa G ■ Pozostała\*

\*sąsiedni OSD i eksport

■ Spadek zatwierdzonej taryfy o 3,6 zł/MWh (2,9%)



■ Wyższy wolumen sprzedaży usług dystrybucji energii o 480 GWh (1%), głównie w przemyśle w korelacji do wzrostu PKB



■ Wzrost o 13% stawki opłaty jakościowej ujętej w koszcie zakupu usług przesyłowych; opłata OZE w H2 2016

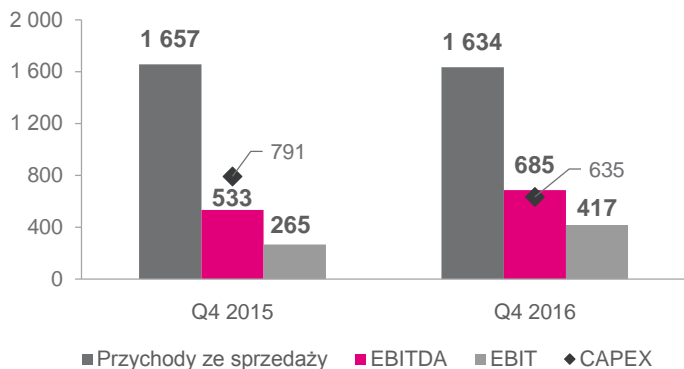


■ Niższe koszty rezerwy aktuarialnej – ujednolicenie Zakładowego Układu Zbiorowego Pracy, obniżenie wieku emerytalnego

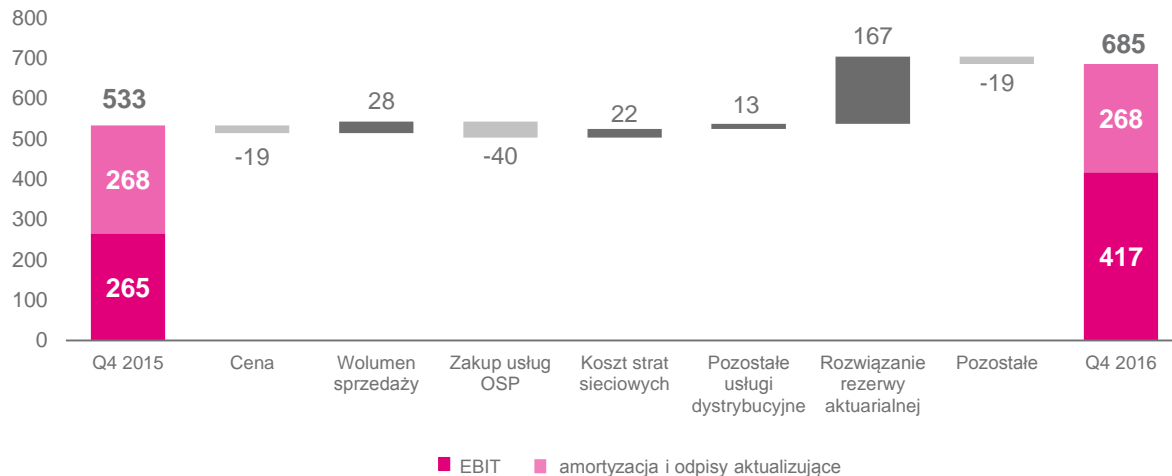


# Segment Dystrybucja – IV kwartał 2016 r.

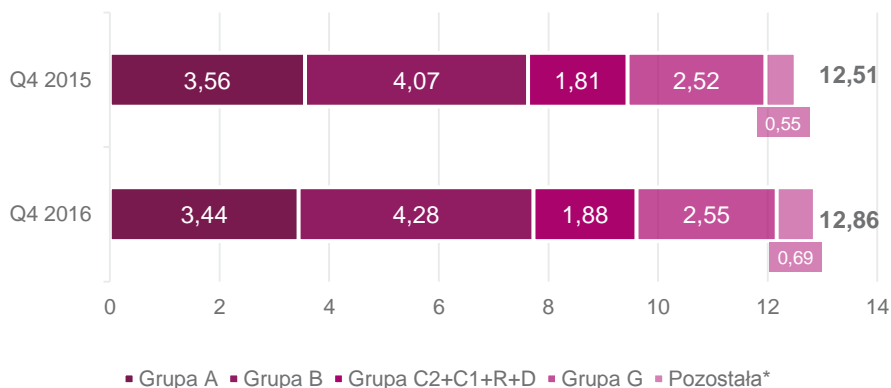
Dane finansowe [mln zł]



Zmiana EBITDA [mln zł]



Dystrybucja energii elektrycznej [TWh]



■ Grupa A ■ Grupa B ■ Grupa C2+C1+R+D ■ Grupa G ■ Pozostała\*

\*sąsiedni OSD i eksport

■ Spadek zatwierdzonej taryfy o 3,6 zł/MWh (2,9%)



■ Wyższy wolumen sprzedaży usług dystrybucji energii o 345 GWh (2,8%), głównie w przemyśle w korelacji do wzrostu PKB



■ Wzrost o 13% stawki opłaty jakościowej ujętej w koszcie zakupu usług przesyłowych

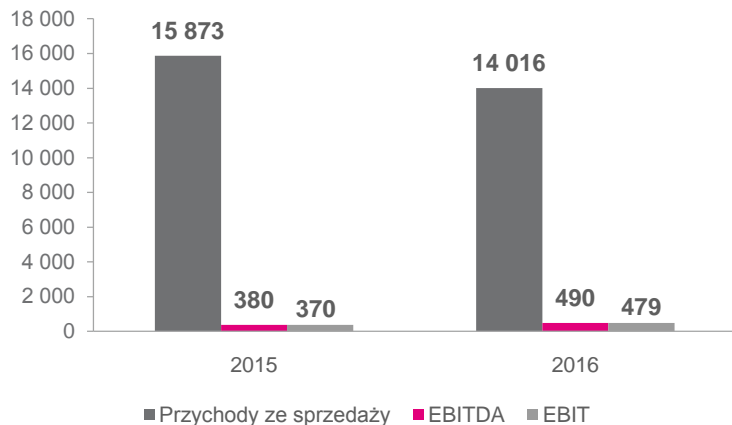


■ Niższe koszty rezerwy aktuarialnej – ujednolicenie Zakładowego Układu Zbiorowego Pracy, obniżenie wieku emerytalnego

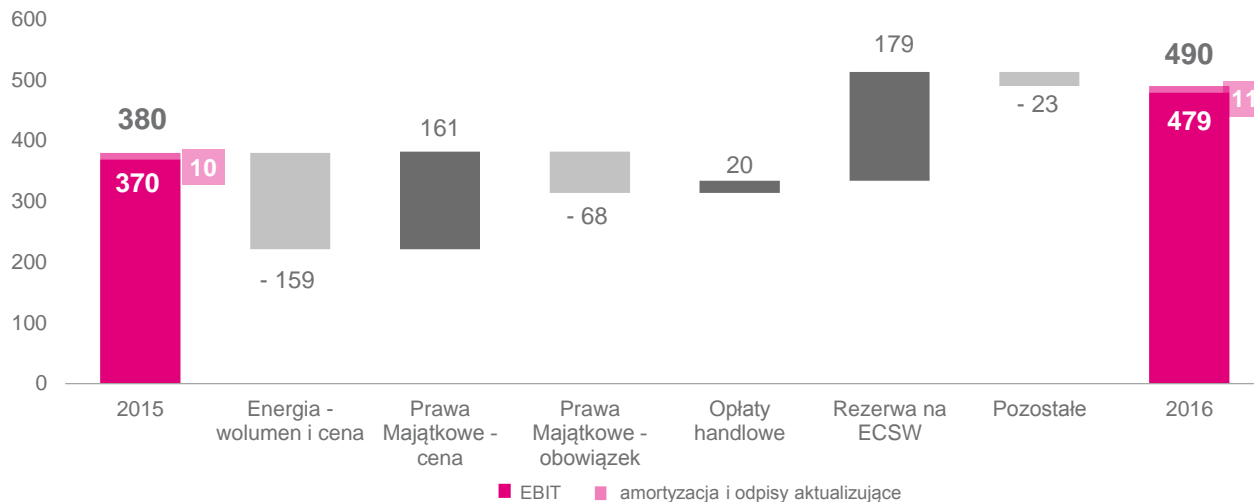


# Segment Sprzedaż – 2016 r.

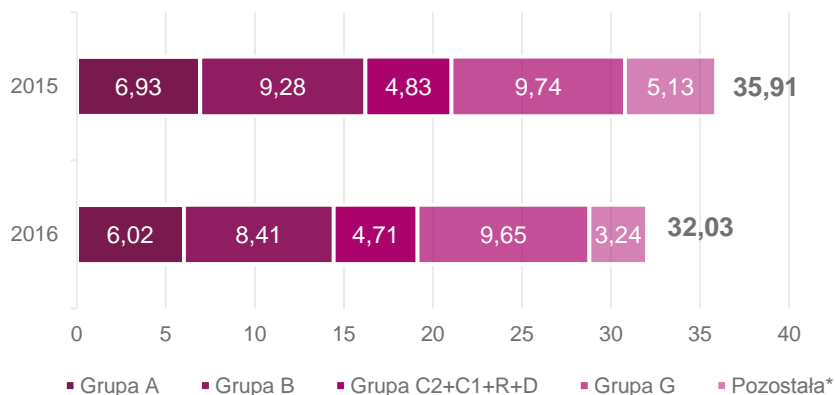
Dane finansowe [mln zł]



Zmiana EBITDA [mln zł]



Sprzedaż detaliczna energii elektrycznej [TWh]



▪ Zaostrzająca się konkurencja rynkowa



▪ Wzrost obowiązku umorzenia praw majątkowych: dla PM OZE z 14% do 15% / 14,35% (od VII) i innych PM oraz wprowadzenie PM OZE-BIO 0,65%



▪ Niższe ceny zakupu praw majątkowych pod umorzenie (głównie PM OZE)

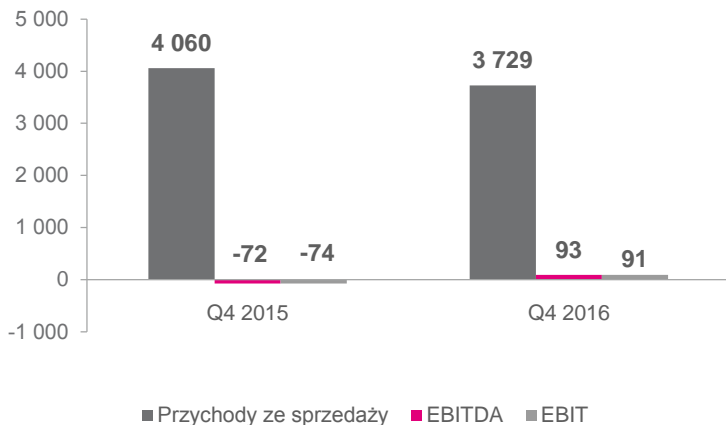


▪ Utworzenie w roku 2015 rezerwy na obciążenia w projekcie budowy bloku ECSW

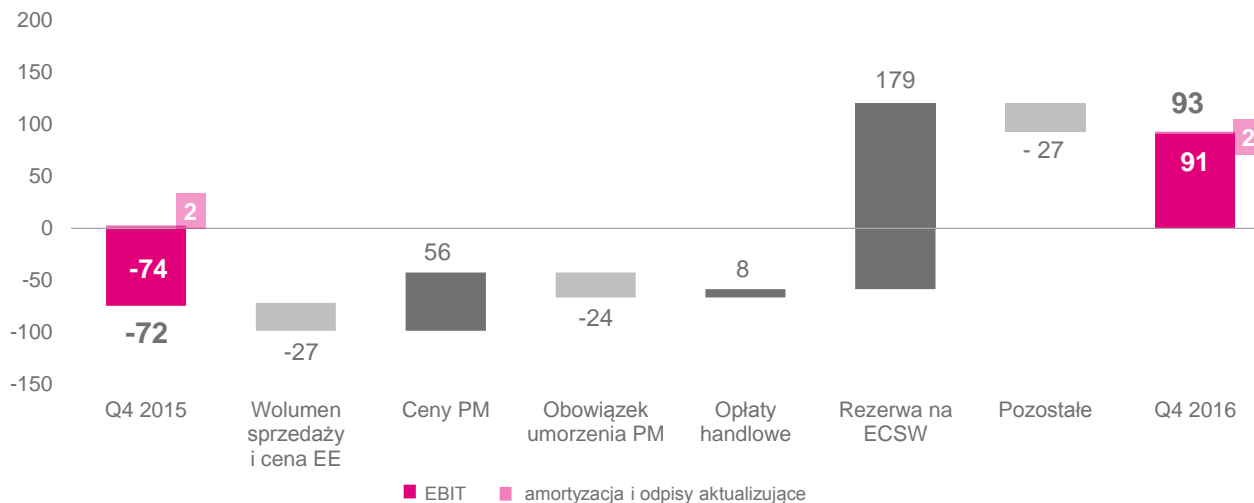


# Segment Sprzedaż – IV kwartał 2016 r.

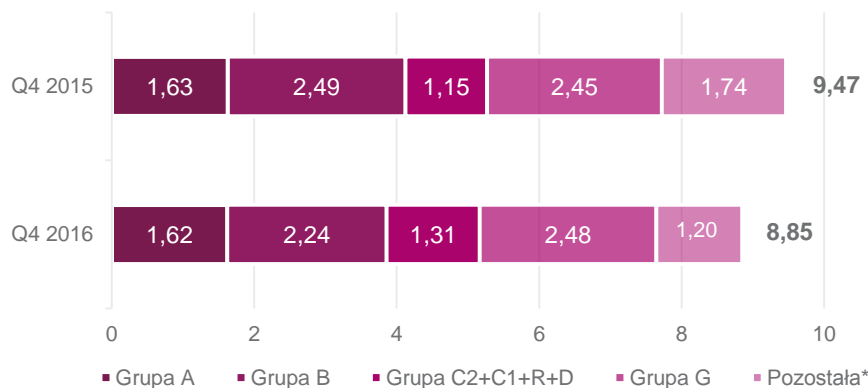
Dane finansowe [mln zł]



Zmiana EBITDA [mln zł]



Sprzedaż detaliczna energii elektrycznej [TWh]



▪ Zaostrzająca się konkurencja rynkowa



▪ Wzrost obowiązku umorzenia praw majątkowych: dla PM OZE z 14% do 15%/14,35% (od VII) i innych PM oraz wprowadzenie PM OZE-BIO 0,65%



▪ Niższe ceny zakupu praw majątkowych pod umorzenie (głównie PM OZE)



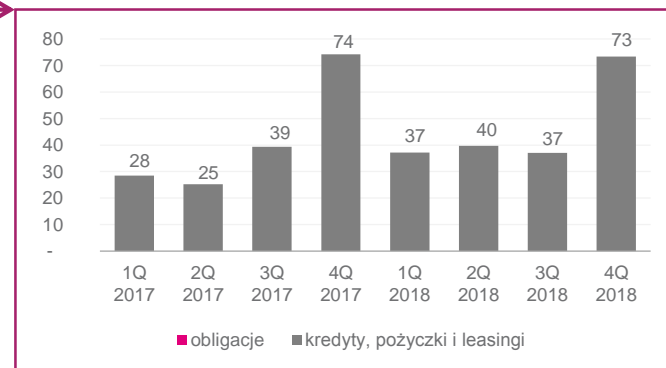
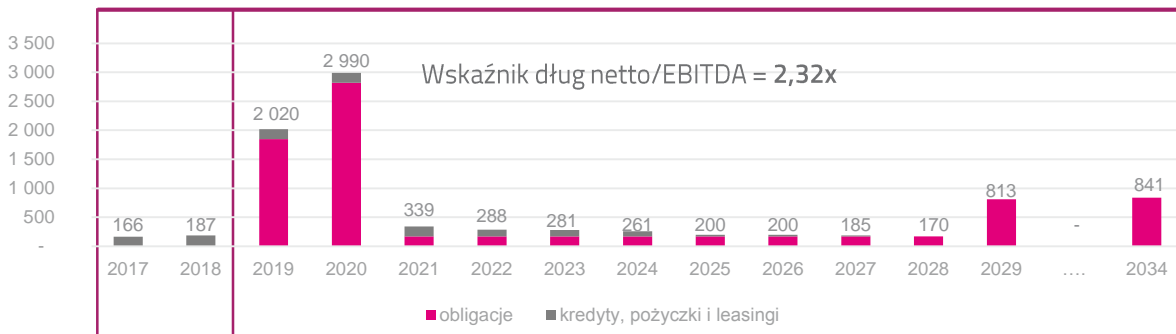
▪ Utworzenie w roku 2015 rezerwy na obciążenia w projekcie budowy bloku ECSW



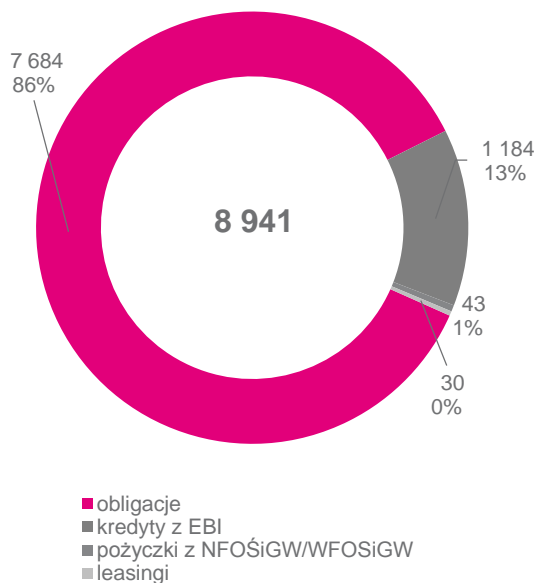
\*ujmuje sprzedaż na pokrycie różnicy bilansującej i do odbiorców końcowych w ramach Grupy

# Zadłużenie i finansowanie

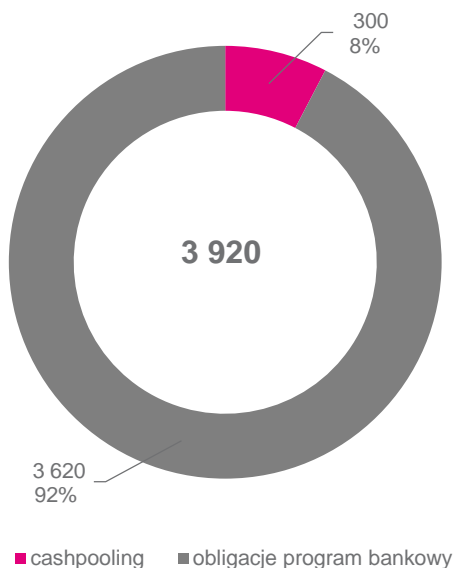
Zapadalność długu Grupy TAURON zaciągniętego na 31.12.2016 r. [mln zł]



Struktura zadłużenia finansowego Grupy TAURON na dzień 31.12.2016 r. [mln zł]

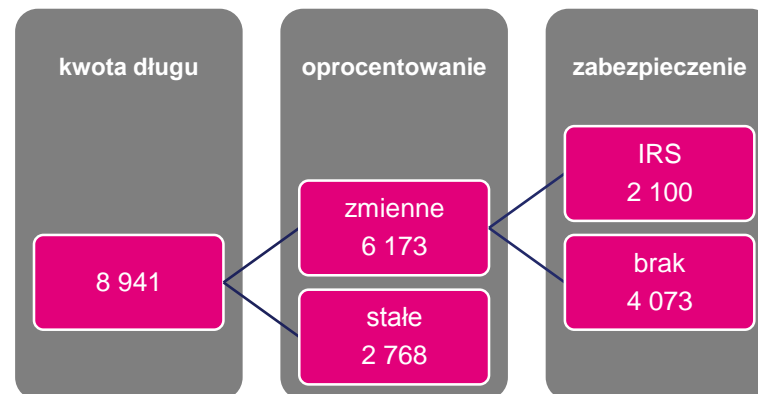


Kwoty dostępnego finansowania Grupy TAURON na dzień 31.12.2016 r. [mln zł]



- zadłużenie finansowe (wartość nominalna zadłużenia z tytułu kredytów inwestycyjnych, pożyczek, leasingu oraz obligacji) na 31.12.2016 r. wynosi 8 941 mln zł
- średnioważona zapadalność długu wg stanu na 31.12.2016 r. wynosi 79 miesięcy
- dług denominowany w EUR (emisja obligacji NSV i EBI) stanowi 17,7% długu ogółem

Struktura długu ze względu na stopę oprocentowania [mln zł]:



## Specyfika finansowania hybrydowego TAURON Polska Energia S.A.

Obligacje podporządkowane  
(w przypadku likwidacji lub upadłości - **pierwszeństwo tylko przed spłatą kapitału**)

**Długoterminowy** (18-letni) charakter finansowania

Mechanizm wzrostu marży (pierwszy *step-up* po 8 latach)  
jako zachęta do wcześniejszego wykupu

Opcja *call* po stronie emitenta (po 8 latach)

Stała stopa procentowa w pierwszych 8 latach

**Nieuwzględnianie jako długu w kalkulacji wskaźnika *net debt/EBITDA***  
(zgodnie z definicjami w umowach finansowania TAURON)

Zaliczenie **50% kwoty instrumentu jako kapitału** w modelu Fitch  
(pozytywny wpływ na ocenę ratingową)

**Możliwość wstrzymania płatności odsetek** na wniosek TAURON  
(nawet **do daty wykupu** - opcja równoznaczna ze wstrzymaniem dywidendy)

Brak klauzul typowych dla finansowania dłużnego  
(z uwagi na podporządkowanie), przede wszystkim tych, które dają prawo postawienia zadłużenia w stan natychmiastowej wymagalności

Zwrot części oprocentowania w przypadku zrealizowania zadań inwestycyjnych stanowiących cel finansowania

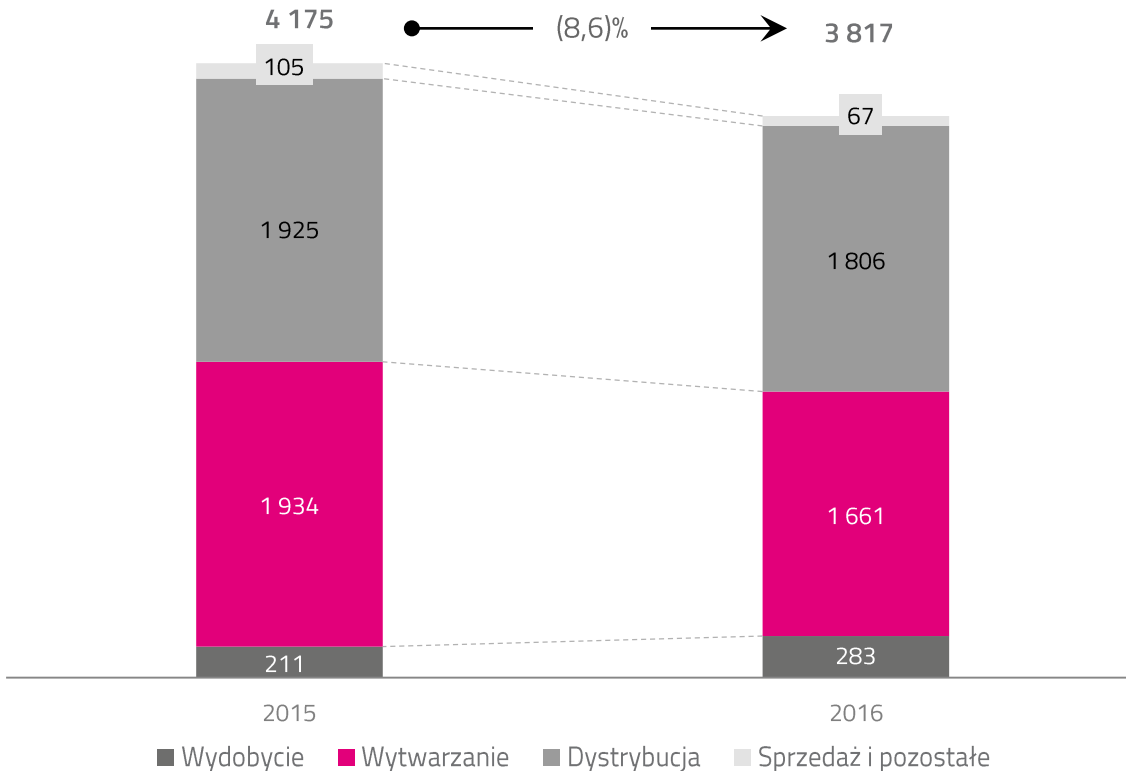
## CAPEX – status prac przy kluczowych projektach

Inwestycja	Moc (MW <sub>e</sub> )	Moc (MW <sub>t</sub> )	Zaawansowanie prac (%)	Planowany termin zakończenia
Budowa bloku węglowego w Elektrowni Jaworzno III	910	-	30	2019
Budowa bloku gazowo-parowego w Elektrociepłowni Stalowa Wola*	450	240	85	2019
Budowa węglowego bloku kogeneracyjnego w ZW Tychy	50	86	100	2016
Elektrownia Jaworzno III – budowa instalacji odazotowania spalin i modernizacja bloków 200 MW	-	-	100	2016
Budowa poziomu 800 m w Zakładzie Górniczym Janina	-	-	49	2020
Budowa szybu Grzegorz w Zakładzie Górniczym Sobieski	-	-	20	2023
Program inwestycyjny w Zakładzie Górniczym Brzeszcze	-	-	21	2025

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

# CAPEX – podział na segmenty

Nakłady inwestycyjne wg segmentów [mln zł]  
(bez inwestycji kapitałowych)



## Główne inwestycje realizowane w roku 2016 r.:

### Wydobycie:

- budowa poziomu 800 m w ZG Janina (61 mln zł)
- budowa szybu Grzegorz w ZG Sobieski (24 mln zł)
- Program inwestycyjny ZG Brzeszcze (100 mln zł) (w tym zakup kompleksu ścianowego 73 mln zł)

### Wytwarzanie:





- budowa nowych mocy Jaworzno 910 MW (1 237 mln zł)
- budowa instalacji odazotowania spalin i modernizacja bloków 200 MW w El. Jaworzno III (11 mln zł)
- budowa nowych mocy w kogeneracji EC Tychy 50 MW (107 mln zł)
- budowa i modernizacja sieci ciepłowniczych (57 mln zł)
- modernizacja elektrowni wodnych (18 mln zł)

### Dystrybucja:

- budowa nowych przyłączy (591 mln zł)
- modernizacja i odtworzenie majątku sieciowego (953 mln zł)



# Program poprawy efektywności

Segment	Oszczędności zrealizowane w 2016	Oszczędności zaplanowane na lata 2016-2018	% realizacji	Główne inicjatywy
Wydobycie	62 mln zł	255 mln zł	 24%	<ul style="list-style-type: none"> <li>Restrukturyzacja zatrudnienia, obniżenie i zwiększenie elastyczności kosztów pracy, działania organizacyjne</li> <li>Wykorzystanie aukcji elektronicznych w procesie zakupów</li> <li>Optymalizacja planu inwestycyjnego</li> </ul>
Wytwarzanie (w tym OZE i Ciepło)	255 mln zł	367 mln zł	 69%	<ul style="list-style-type: none"> <li>Optymalizacja remontów i innych kosztów utrzymania majątku</li> <li>Restrukturyzacja zatrudnienia</li> <li>Poprawa efektywności zakupów</li> <li>Optymalizacja usług eksploatacyjnych układów nawęglania i odpopielania</li> <li>Ograniczenie kosztów usług serwisowych</li> <li>Optymalizacja planu inwestycyjnego</li> </ul>
Dystrybucja	114 mln zł	390 mln zł	 29%	<ul style="list-style-type: none"> <li>Reorganizacja i restrukturyzacja zatrudnienia</li> <li>Ograniczenie kosztów utrzymania majątku</li> <li>Poprawa efektywności zakupów</li> <li>Outsourcing usług magazynowych</li> <li>Sprzedż zbędnych nieruchomości</li> </ul>
Pozostałe	46 mln zł	291 mln zł	 16%	<ul style="list-style-type: none"> <li>Restrukturyzacja zatrudnienia</li> <li>Ograniczenie zakresu usług IT</li> <li>Ograniczenie kosztów obsługi klienta, kosztów administracyjnych</li> <li>Optymalizacja kosztów działań promocyjnych, sponsoringowych</li> </ul>
<b>Razem</b>	<b>478 mln zł</b>	<b>1 303 mln zł</b>	<b>37%</b>	

W 2016 roku z tytułu PDO zatrudnienie w Grupie TAURON zostało zmniejszone o 510 etatów. Oszczędności wynikające z ograniczenia zatrudnienia, pomniejszone o koszty poniesione na ich uzyskanie, ujęto w kwotach zaprezentowanych w poszczególnych segmentach

Segment	Perspektywa EBITDA 2017 w stosunku do 2016	Podstawowe czynniki
Dystrybucja	stabilnie	<ul style="list-style-type: none"> <li>wzrost WRA w 2017 r. o 707 mln zł, do kwoty 16,1 mld zł</li> <li>wzrost wolumenu dostarczonej energii</li> <li>wzrost średniej stawki usługi dystrybucyjnej, efektywnie dla Tauron Dystrybucja o 0,7%</li> <li>WACC na poziomie roku 2016 (5,6%)</li> <li>kontynuacja programów poprawy efektywności</li> </ul>
Sprzedaż	stabilnie	<ul style="list-style-type: none"> <li>wzrost wolumenu sprzedaży do odbiorców końcowych</li> <li>silna konkurencja – obniżenie marż na sprzedaży energii</li> </ul>
Wytwarzanie	spadek	<ul style="list-style-type: none"> <li>presja na wzrost cen węgla</li> <li>niższe ceny zakupu uprawnień do emisji CO<sub>2</sub></li> <li>niskie ceny sprzedaży energii elektrycznej i zielonych certyfikatów</li> </ul>
Wydobycie	wzrost	<ul style="list-style-type: none"> <li>wysoki wolumen produkcji węgla handlowego, osiągnięcie docelowego poziomu wydobycia w ZG Brzeszcze (ok. 1,7 mln ton rocznie)</li> <li>perspektywa wzrostu cen sprzedaży węgla</li> <li>efektywne zarządzanie kosztem robót przygotowawczych</li> <li>presja na wzrost cen maszyn i urządzeń górniczych</li> </ul>
CAPEX i zadłużenie		<ul style="list-style-type: none"> <li>wzrost capexu na skutek realizowanego projektu 910 MW w El. Jaworzno III – planowany CAPEX Grupy w 2017 roku &gt; 4 mld zł</li> <li>wzrost poziomu zadłużenia, przy utrzymaniu wskaźnika dług netto/EBITDA poniżej 3,5x</li> </ul>

## Zespół Relacji Inwestorskich

**Marcin Lauer**

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

tel. + 48 32 774 27 06

**Paweł Gaworzyński**

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

tel. + 48 32 774 25 34

**Katarzyna Heinz**

[katarzyna.heinz@tauron.pl](mailto:katarzyna.heinz@tauron.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 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.

# Trendy cenowe na rynku energii elektrycznej

Energia elektryczna						
Platformy: TGE, TFS, GFI, GPW-POEE	2015 r.		2016 r.		2016/2015	
	Cena (zł/MWh)	Wolumen (GWh)	Cena (zł/MWh)	Wolumen (GWh)	Cena %	Wolumen %
Forward BASE (Y+Q+M)	167,51	201 870	165,88	191 342	-1,0%	-5,2%
Forward PEAK (Y+Q+M)	215,96	17 866	210,27	23 414	-2,6%	+31,0%
Forward (średnia ważona)	171,45	219 737	170,72	214 756	-0,4%	-2,3%
SPOT (TGE)	156,40	25 102	160,64	27 590	+2,7%	+9,9%
Średnia ważona razem	<b>169,90</b>	<b>244 839</b>	<b>169,58</b>	<b>242 346</b>	<b>-0,2%</b>	<b>-1,0%</b>

Prawa majątkowe (zł/MWh)			
Rodzaj certyfikatu	Ceny rynkowe (średnia w 2016)	Opłata zastępcza i obowiązek za:	
		2015 r.	2016 r.
OZE (PMOZE_A)	73,63	303,03 (14,0%)	300,03 (14,35%)
OZE z biogazowni (PMOZE_BIO)	295,52	brak	300,03 (0,65%)
Kogeneracja węglowa (PMEC-2016)	10,68	11,00 (23,2%)	11,00 (23,2%)
Kogeneracja gazowa (PMGM-2016)	121,13	121,63 (4,9%)	125,00 (6,0%)
Kogeneracja z metanu (PMMET-2016)	61,73	63,26 (1,3%)	63,00 (1,5%)

Uprawnienia do emisji CO <sub>2</sub> (EUA/t)	
Ankieta analityków rynku CO <sub>2</sub> * (aktualizacja luty 2017 r.)	Cena (EUR/t)
Średnia w 2016 r.	5,35 EUR/t
Średnia w 2017 r.	5,80 EUR/t
Średnia w 2018 r.	7,00 EUR/t
Prognozowana przez TAURON średnia cena w 2017 r. (**aktualizacja luty 2017 r.)	<b>5,00 – 6,00 EUR/t</b>

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

\*\* Średnia cena notowań w okresie styczeń - luty 2017 r. + korekta analityków TPE

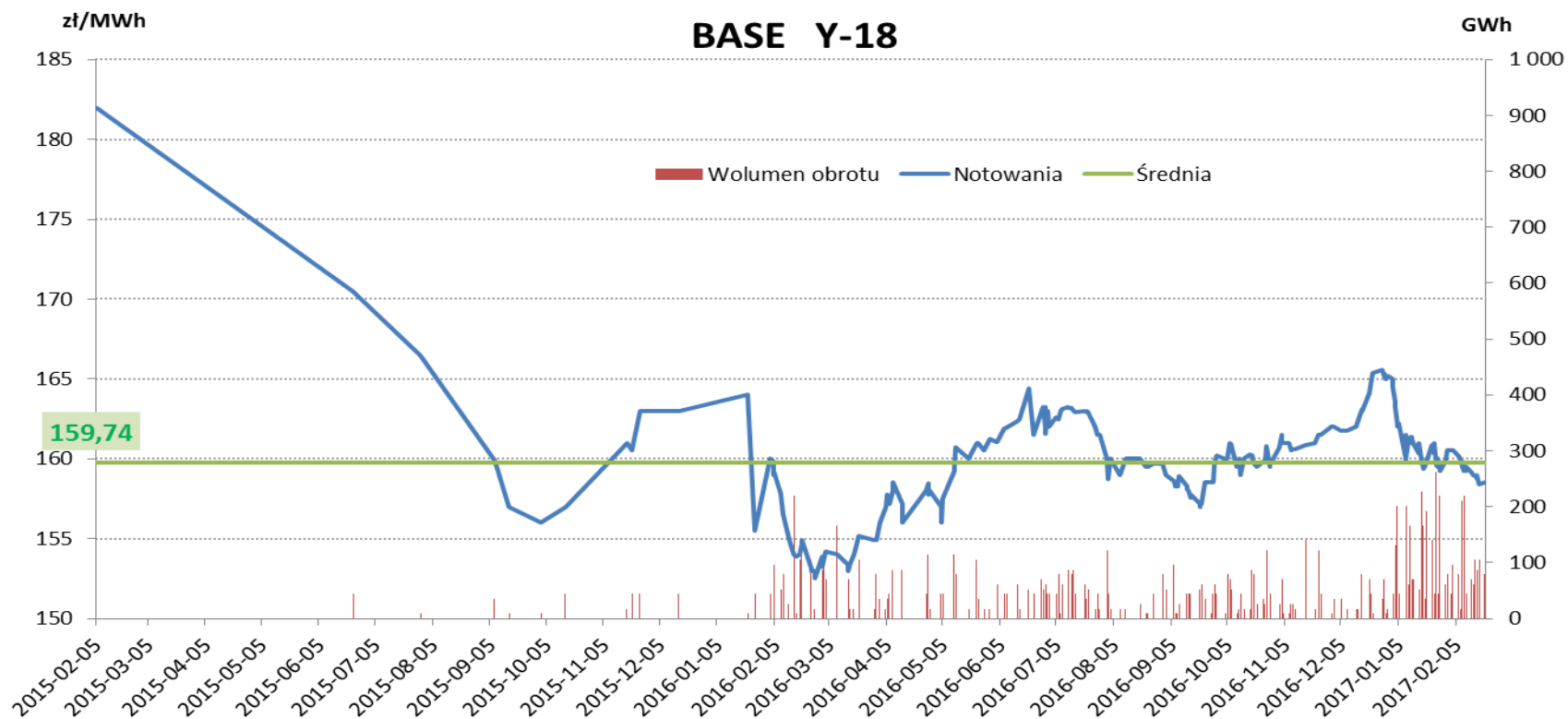
# Notowania kontraktów BASE na 2017 r.



		Średnia cena [zł/MWh]	Wolumen [GWh]
Razem		160,27	76 729
w tym	na TGE	159,77	51 535
	poza TGE	161,29	25 194

Średnia cena energii elektr. uwzględniająca kontrakty roczne BASE i PEAK na 2017 r.: 164,83 zł/MWh, łączny wolumen BASE i PEAK na 2017 r.: 84 473 GWh

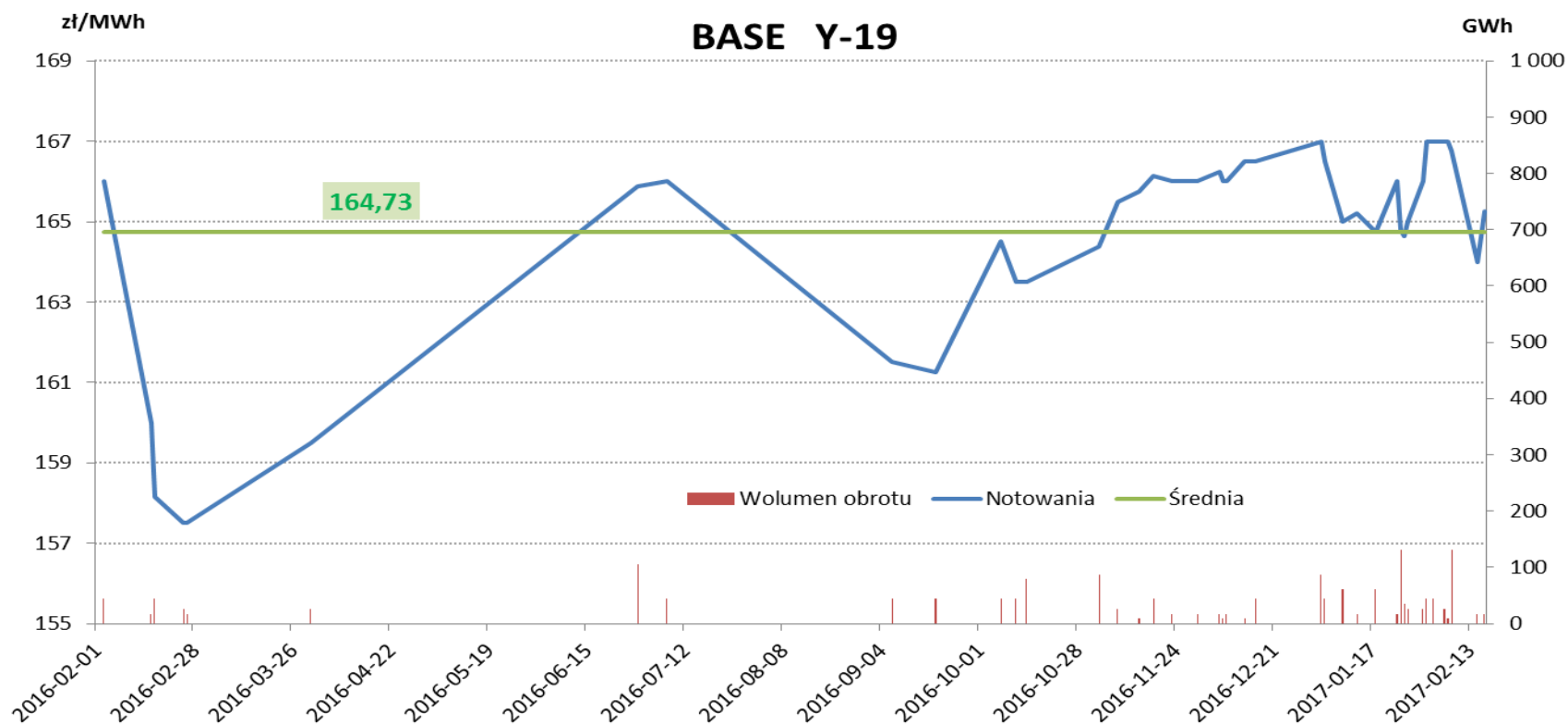
# Notowania kontraktów BASE na 2018 r.



		Średnia cena [zł/MWh]	Wolumen [GWh]
Razem		159,74	14 778
w tym	na TGE	159,70	9 303
	poza TGE	159,81	5 475

Średnia cena energii elektr. uwzględniająca kontrakty roczne BASE i PEAK na 2018 r.: 163,75 zł/MWh, łączny wolumen BASE i PEAK na 2018 r.: 15 995 GWh

# Notowania kontraktów BASE na 2019 r.



		Średnia cena [zł/MWh]	Wolumen [GWh]
Razem		164,73	1 743
w tym	na TGE	164,89	1 594
	poza TGE	163,09	149

Średnia cena energii elektr. uwzględniająca kontrakty roczne BASE i PEAK na 2019 r.: 165,44 zł/MWh, łączny wolumen BASE i PEAK na 2019 r.: 1 766 GWh



<b>Instytucja</b>	<b>Analityk</b>
J.P. Morgan Cazenove	<b>Michał Kuzawiński</b>
DB Securities	<b>Tomasz Krukowski</b>
Dom Maklerski mBanku	<b>Kamil Kliszczyk</b>
Societe Generale	<b>Bartłomiej Kubicki</b>
Dom Maklerski BZ WBK	<b>Paweł Puchalski</b>
Dom Maklerski PKO BP	<b>Stanisław Ozga</b>
Dom Maklerski Banku Handlowego	<b>Piotr Dzięciołowski</b>
Haitong Bank	<b>Robert Maj</b>
Erste Group	<b>Tomasz Duda</b>
Pekao Investment Banking	<b>Łukasz Jakubowski</b>

<b>Instytucja</b>	<b>Analityk</b>
IPOPEMA	<b>Sandra Piczak</b>
Raiffeisen Centrobank	<b>Teresa Schinwald</b>
Trigon	<b>Krzysztof Kubiszewski</b>
UBS Investment Research	<b>Michał Potyra Patrick Hummel Tomasz Walkowicz</b>
WOOD & Company	<b>Bram Buring</b>
Dom Maklerski BOŚ	<b>Jakub Viscardi</b>

Dziękujemy za uwagę