



Wyniki finansowe Grupy TAURON

za III kwartał 2016 r.

10 listopada 2016 r.

Kluczowe parametry za I-III kwartał 2016 r.

Wyniki Grupy TAURON za I-III kwartał 2016 r.

[mln zł]		Q1-Q3 2016 vs Q1-Q3 2015
Przychody ze sprzedaży	13 124	↓ (4)%
EBITDA	2 458	↓ (14)%
Wynik netto*	274	↓ (75)%
CAPEX	2 450	↓ (12)%
Dług netto/EBITDA	2,64x	↑ wzrost o 0,67x (vs 30.09.2015)

Dane operacyjne za I-III kwartał 2016 r.

		Q1-Q3 2016 vs Q1-Q3 2015
Produkcja węgla handlowego [mln ton]	4,21	↑ 22% bez NBGT 1%
Produkcja energii elektrycznej [TWh]	12,45	↓ (10)%
Wytwarzanie ciepła [PJ]	7,00	↓ (8)%
Dystrybucja energii el. [TWh]	36,82	↑ 0,4%
Sprzedaż detaliczna energii el. [TWh]	23,19	↓ (12)%

*przynależny akcjonariuszom jednostki dominującej

Kluczowe parametry za III kwartał 2016 r.

Wyniki Grupy TAURON za III kwartał 2016 r.

[mln zł]		Q3 2016 vs Q3 2015	Q3 2016 vs Q2 2016
Przychody ze sprzedaży	4 181	↓ (4)%	↓ (3)%
EBITDA	804	↓ (14)%	↑ 3%
Wynik netto*	271	↓ (24)%	↑ wzrost o 591 mln zł (vs Q2 2016)
CAPEX	998	↓ (1)%	↑ 25%
Dług netto/EBITDA	2,64x	↑ wzrost o 0,67x (vs 30.09.2015)	↑ wzrost o 0,06x (vs 30.06.2016)

Dane operacyjne za III kwartał 2016 r.

		Q3 2016 vs Q3 2015	Q3 2016 vs Q2 2016
Produkcja węgla handlowego [mln ton]	1,73	↑ 20% bez NBGT (8)%	↑ 36% bez NBGT 25%
Produkcja energii elektrycznej [TWh]	4,00	↓ (21)%	↓ (3)%
Wytwarzanie ciepła [PJ]	0,57	↓ (24)%	↓ (64)%
Dystrybucja energii el. [TWh]	12,05	↓ (0,4)%	↑ 0,1%
Sprzedaż detaliczna energii el. [TWh]	7,61	↓ (10)%	↑ 6%

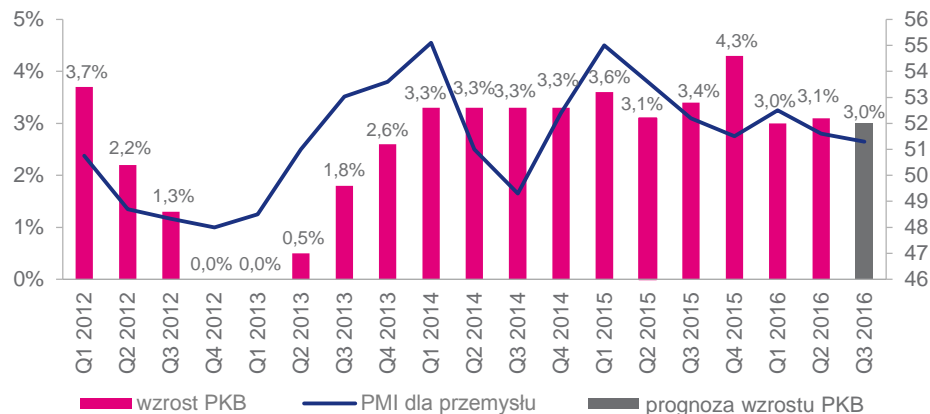
*przynależny akcjonariuszom jednostki dominującej

Podsumowanie kluczowych wydarzeń I-III kwartały 2016 r.

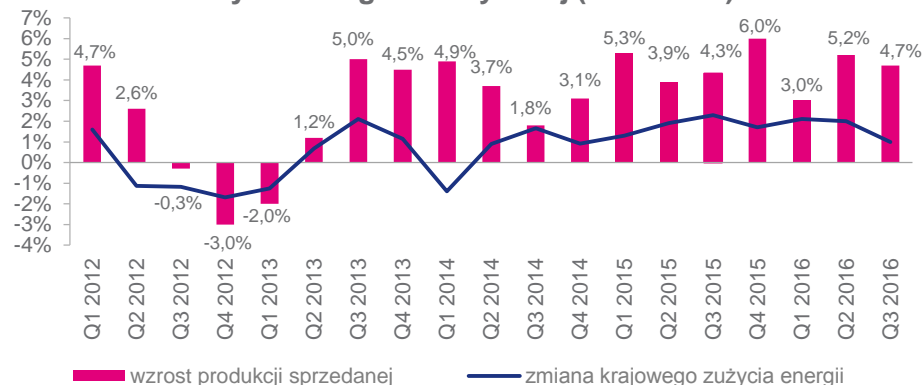


29 stycznia	EC Stalowa Wola odstępuje od umowy z Abener Energia – generalnym wykonawcą bloku gazowo-parowego w Stalowej Woli. Przyczyny odstąpienia: naruszenie harmonogramu i istotnych warunków technicznych kontraktu
9 marca	Przyjęcie Programu poprawy efektywności na lata 2016-2018 o łącznej oczekiwanej 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	Podpisano porozumienia z obligatariuszami posiadającymi 6 937 sztuk obligacji serii TPEA1119 (39,64 proc. łącznej wartości nominalnej obligacji tej serii). Obligatariusze zobowiązali się, że w okresie obowiązywania porozumień będą uczestniczyli w każdym zgromadzeniu obligatariuszy i głosowali przeciwko podjęciu uchwały zezwalającej posiadaczom obligacji na żądanie wcześniejszego wykupu (w związku z ewentualnym wystąpieniem przypadku przekroczenia przez wskaźnik zadłużenia poziomu 3,0x, o ile wskaźnik ten nie przekroczy poziomu 3,5x)
25 kwietnia	Przyjęcie przez Zarząd nowego Modelu Biznesowego Grupy TAURON
kwiecień	Uruchomienie dwóch ścian w Zakładzie Górniczym Brzeszcze o łącznych zasobach węgla wynoszących ok. 1 mln ton
czerwiec	
26 lipca	Podjęcie decyzji o utworzeniu odpisów z tytułu utraty wartości aktywów wiatrowych i konwencjonalnych na łączną kwotę netto ok. 0,7 mld 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”

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



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



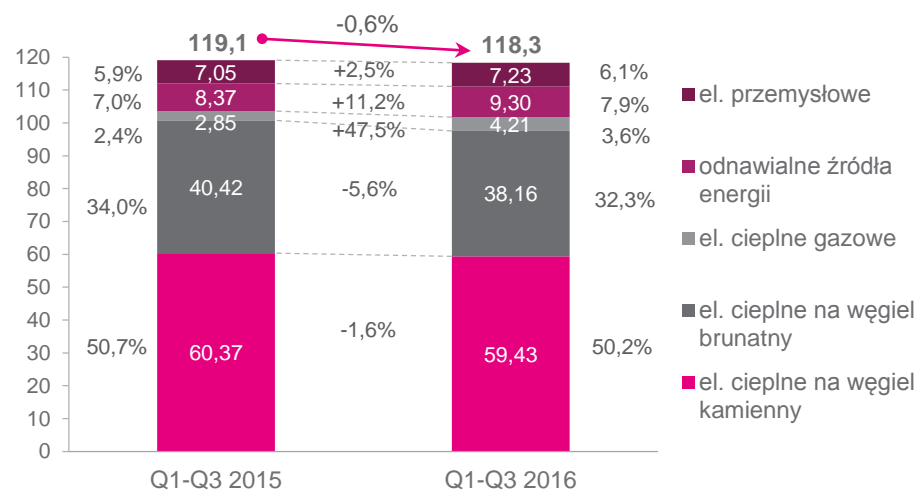
Ceny energii w rocznych kontraktach BASE

	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	160,24	63 790
Y-18	158,91	7 718
Y-19	162,76	596

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
- Q1 2016: 167,45 zł/MWh
- Q2 2016: 171,14 zł/MWh

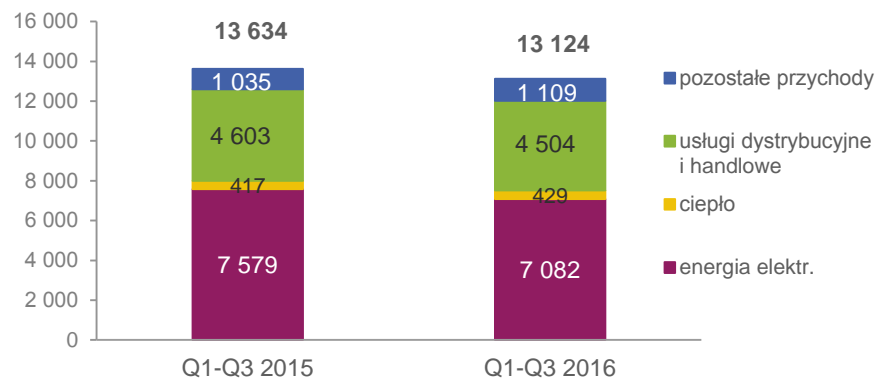
Struktura produkcji energii elektrycznej w Polsce*** [TWh]



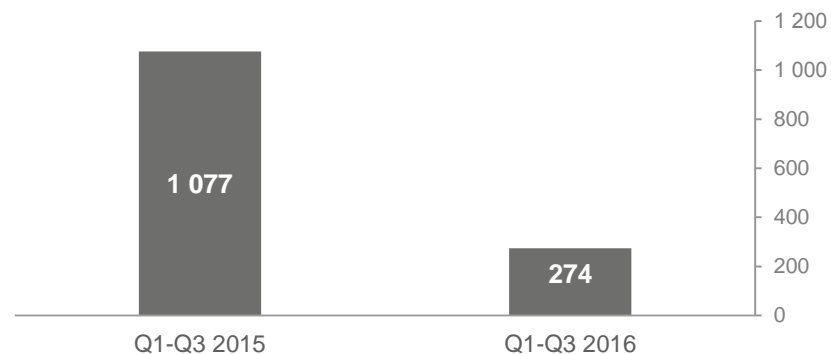
Dane narastające styczeń-wrzesień 2016

Podstawowe dane finansowe za I-III kwartał 2016 r.

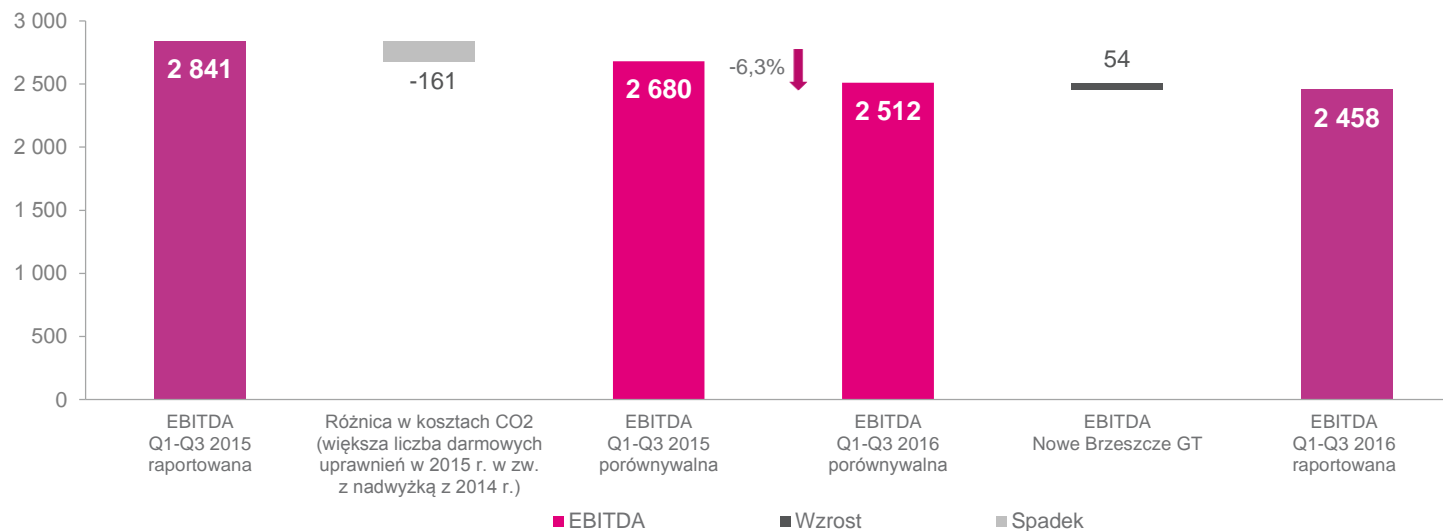
Przychody ze sprzedaży [mln zł]



Zysk netto przypadający akcjonariuszom jednostki dominującej [mln zł]

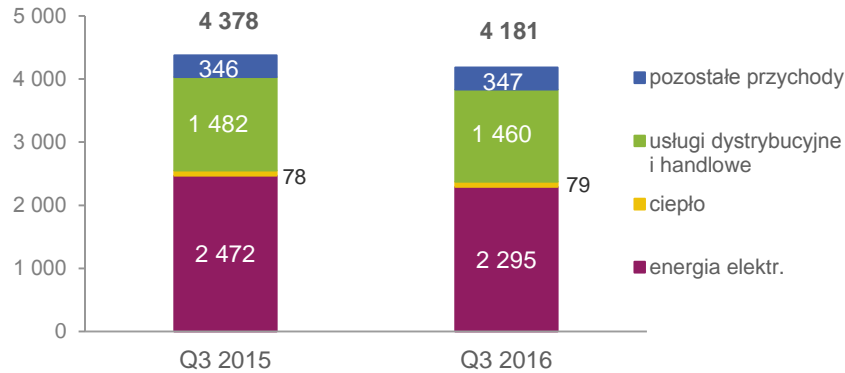


EBITDA Q1-Q3 2016 vs Q1-Q3 2015 [mln zł]

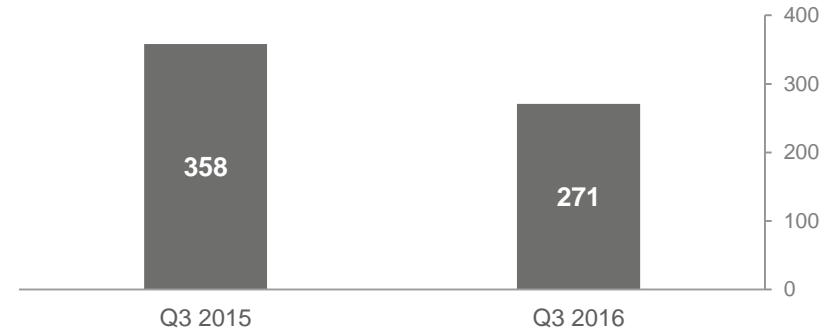


Podstawowe dane finansowe za III kwartał 2016 r.

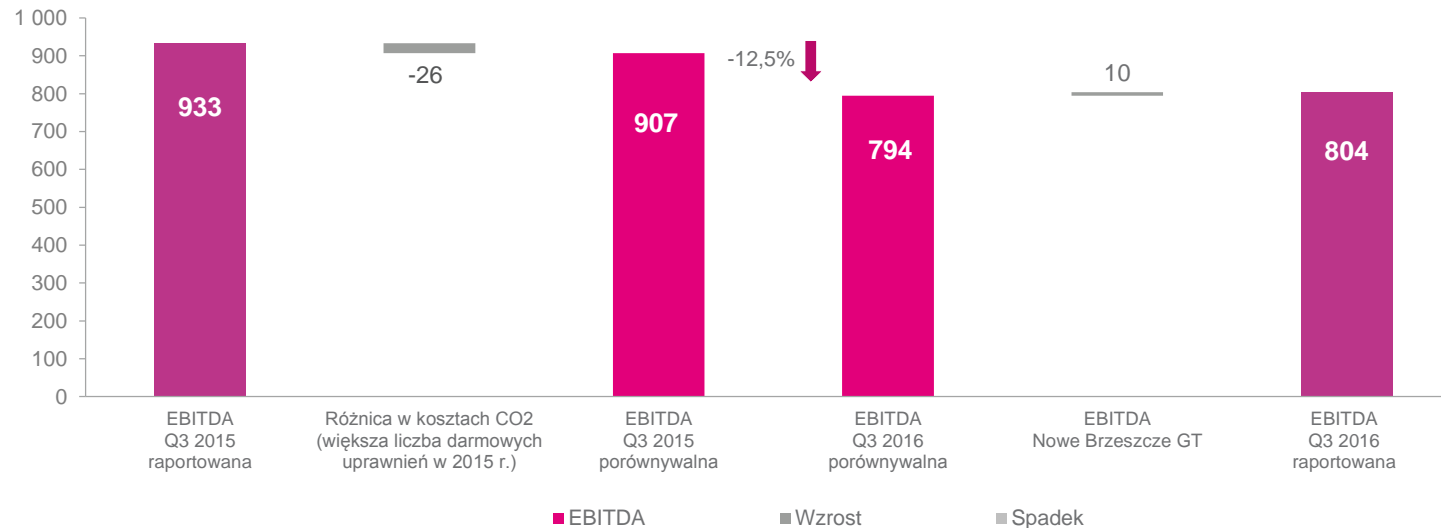
Przychody ze sprzedaży [mln zł]



Zysk netto przypadający akcjonariuszom jednostki dominującej [mln zł]

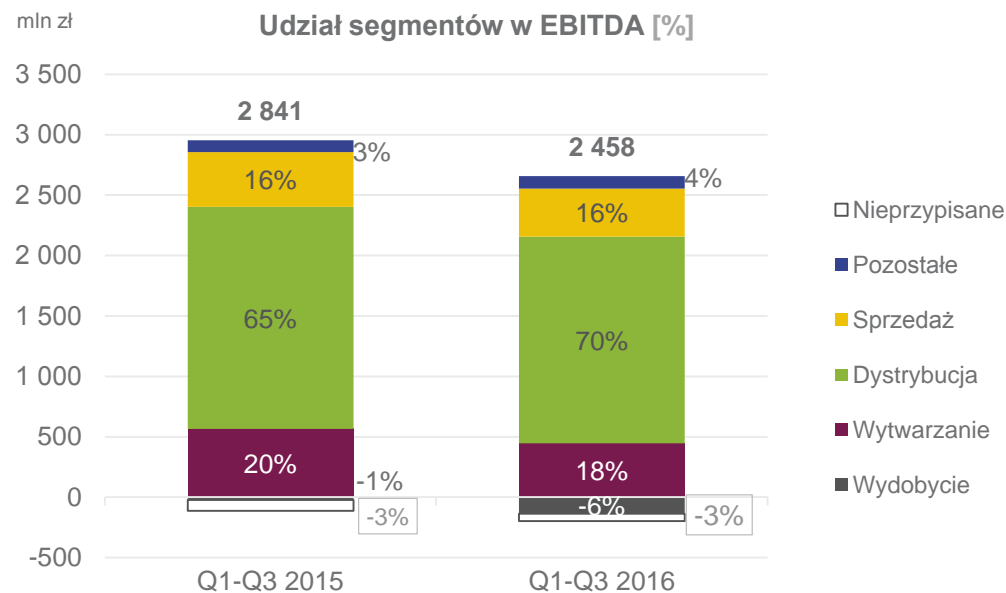


EBITDA Q3 2016 vs Q3 2015 [mln zł]



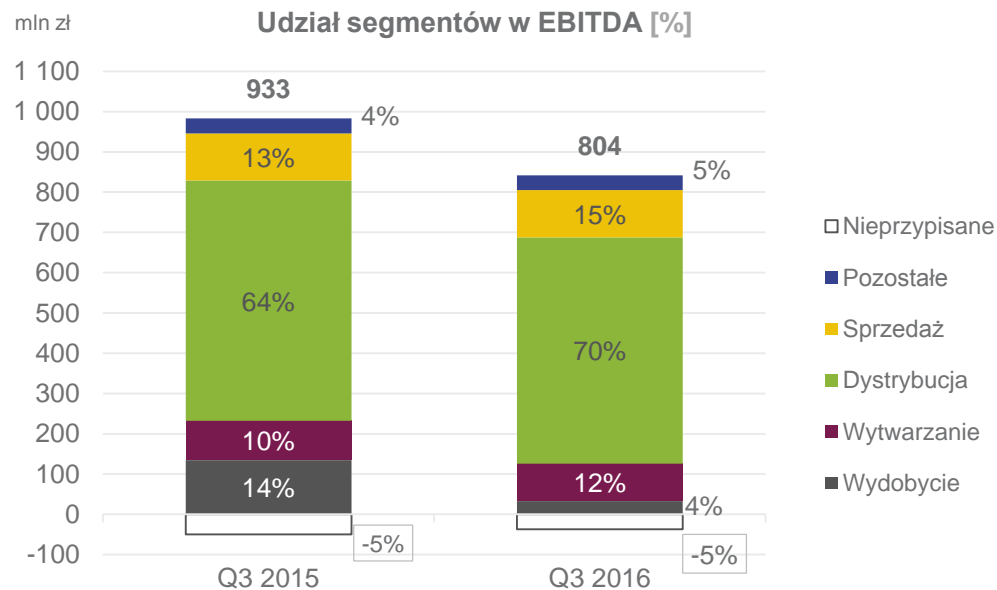
Wyniki kluczowych segmentów za I-III kwartał 2016 r.

[mln zł]	Dystrybucja	Sprzedaż	Wytwarzanie	Wydobycie
Przychody segmentu	4 676	10 287	3 244	888
EBITDA	1 710	397	447	(137)
EBIT	947	389	(570)	(229)
CAPEX	1 171	1	1 110	132

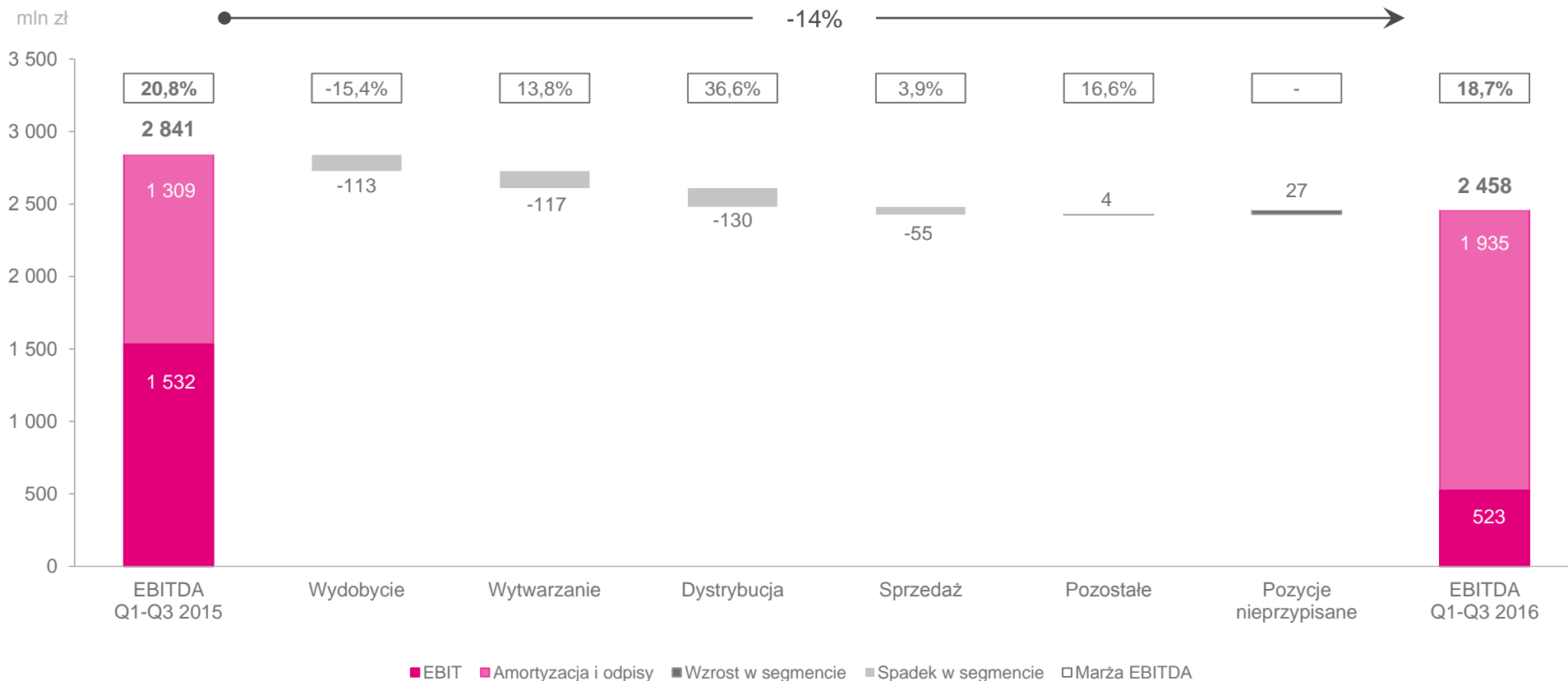


Wyniki kluczowych segmentów za III kwartał 2016 r.

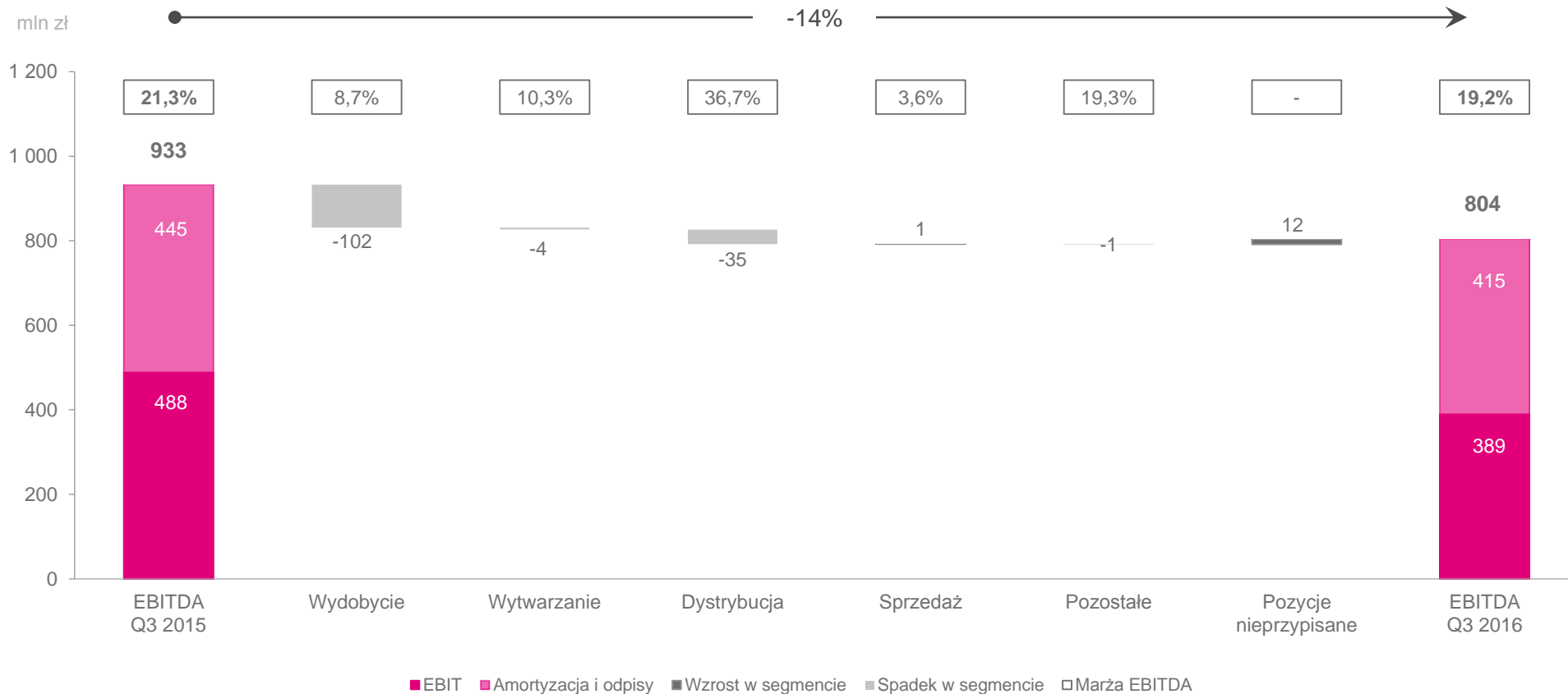
[mln zł]	Dystrybucja	Sprzedaż	Wytwarzanie	Wydobycie
Przychody segmentu	1 532	3 300	901	375
EBITDA	562	117	93	33
EBIT	303	115	(12)	2
CAPEX	427	0,4	510	42



EBITDA za I-III kwartał 2016 r.

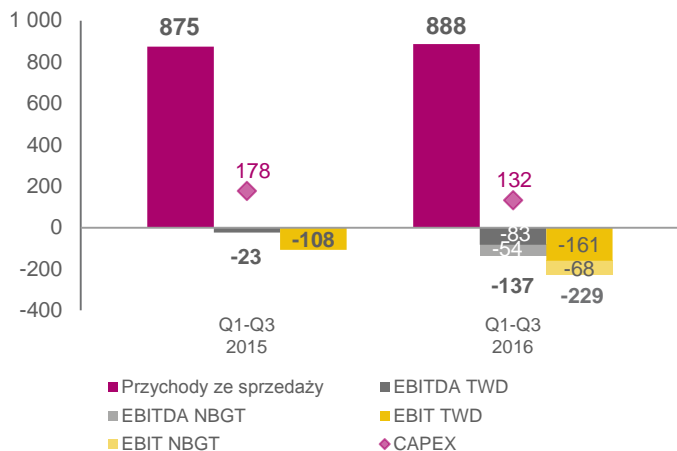


EBITDA za III kwartał 2016 r.

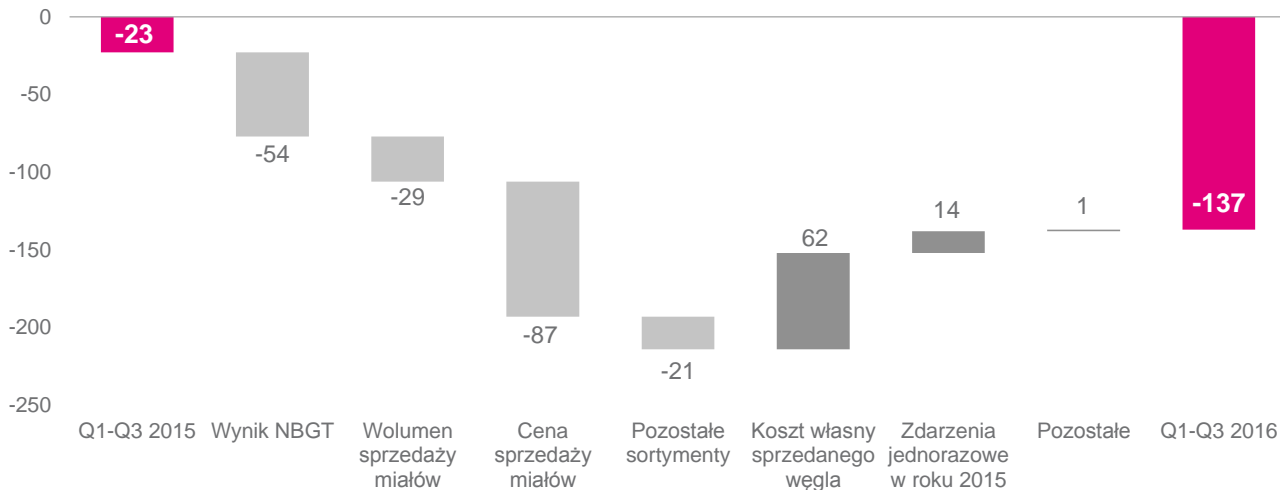


Segment Wydobywanie – I-III kwartał 2016 r.

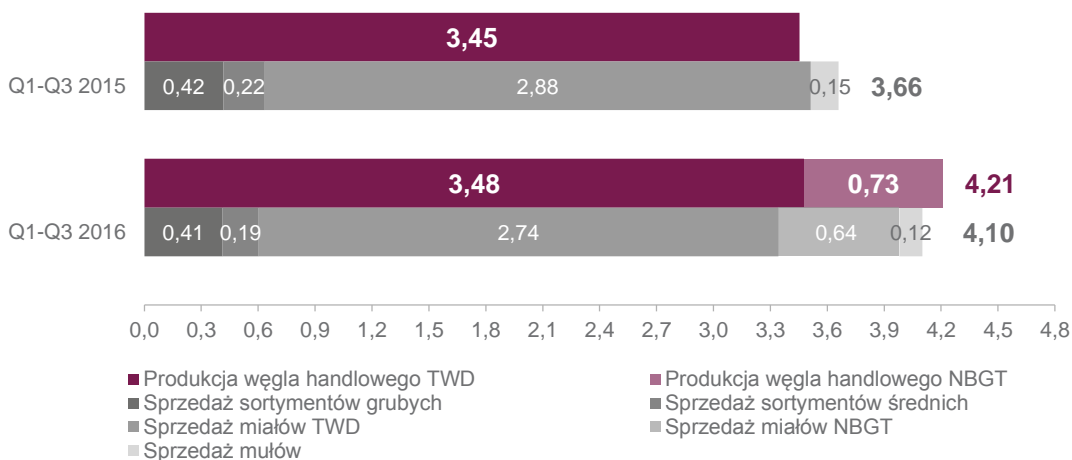
Dane finansowe [mln zł]



Zmiana EBITDA [mln zł]



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

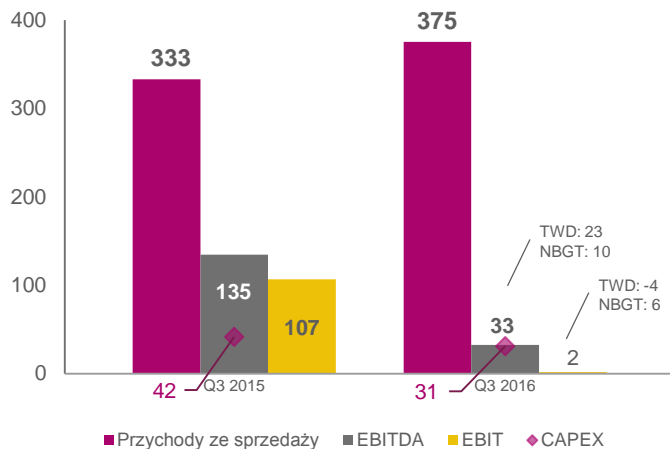


- Spadek cen miał o 14,8% -
- Spadek wolumenu sprzedaży miał o 4,8% -
- Niższe zatrudnienie* (przeciętnie o 552 etatów) ✓

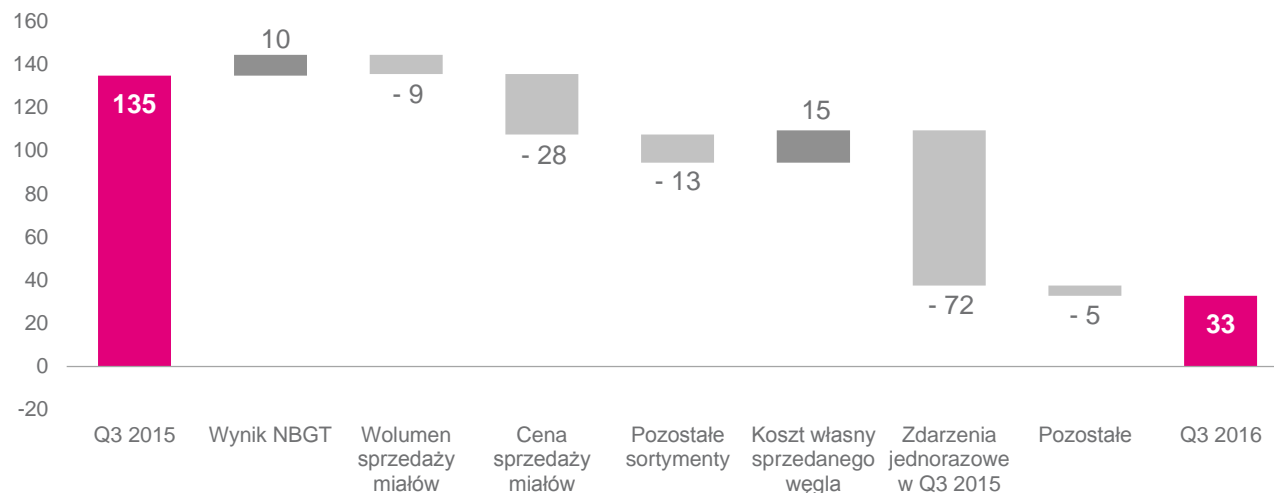
*bez uwzględnienia NBGT

Segment Wydobycie – III kwartał 2016 r.

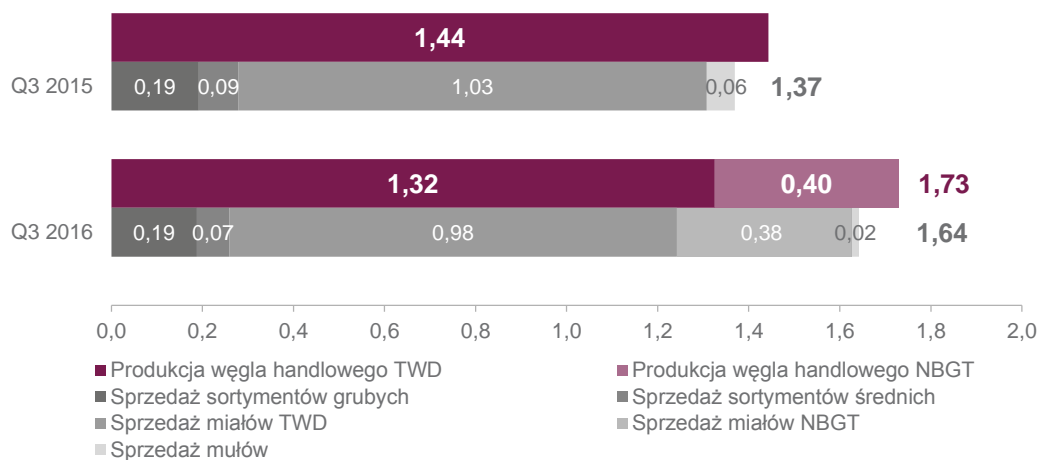
Dane finansowe [mln zł]



Zmiana EBITDA [mln zł]



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

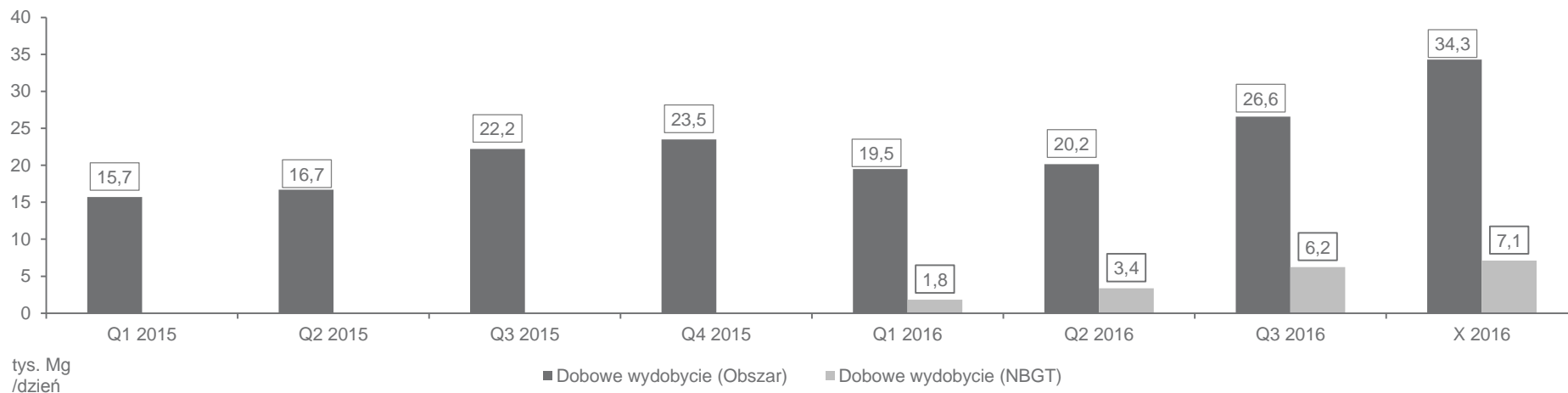


- Spadek cen miałów o 13,7% -
- Spadek wolumenu sprzedaży miałów o 4,4% -
- Niższe zatrudnienie* (przeciętnie o 527 etatów) ✓

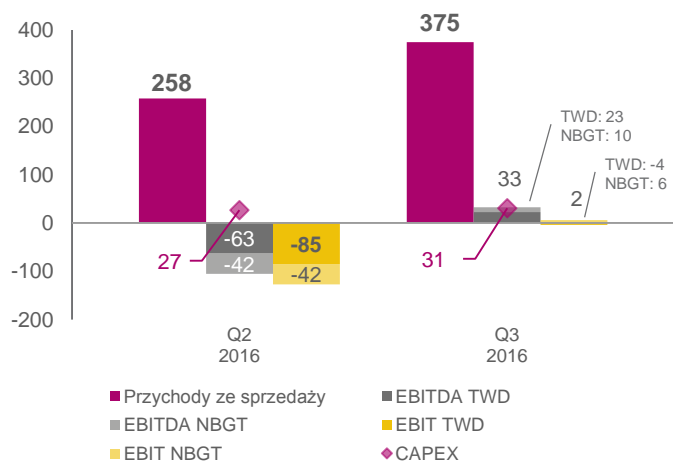
*bez uwzględnienia NBGT

Segment Wydobywanie – III kwartał 2016 r.

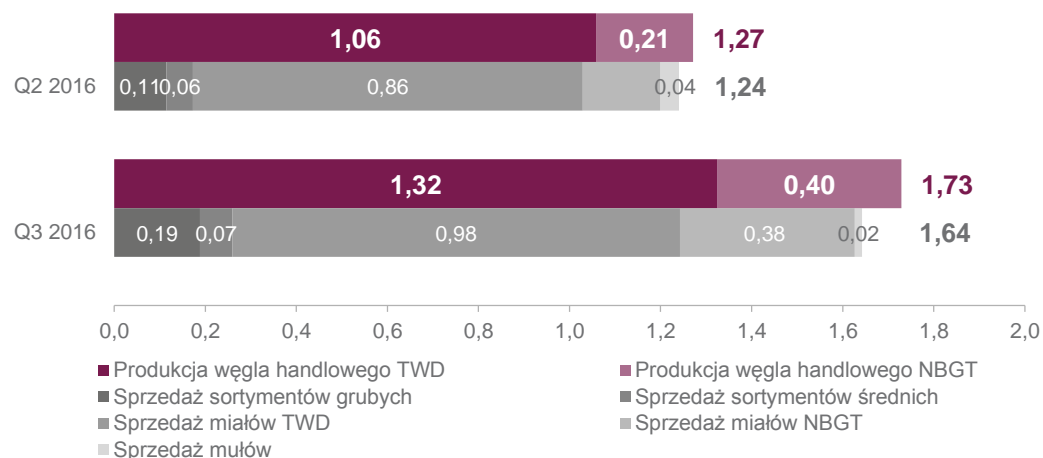
Dobowa produkcja węgla handlowego w latach 2015-2016



Dane finansowe [mln zł]

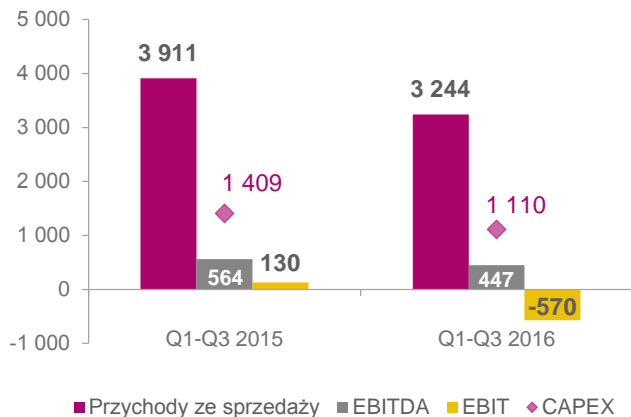


Wolumen produkcji węgla handlowego vs sprzedaż wg sortymentów [mln Mg]

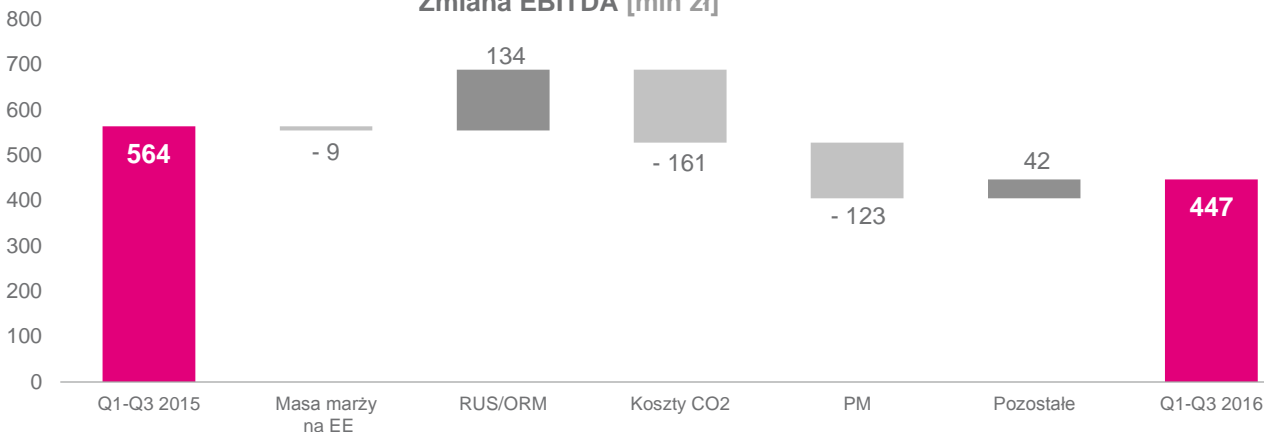


Segment Wytwarzanie – I-III kwartał 2016 r.

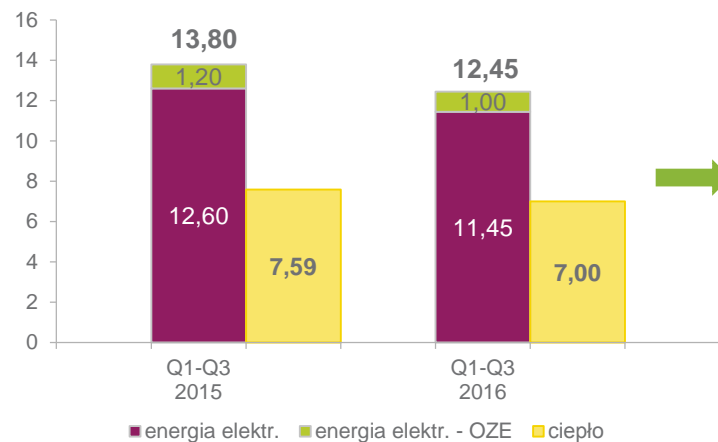
Dane finansowe [mln zł]



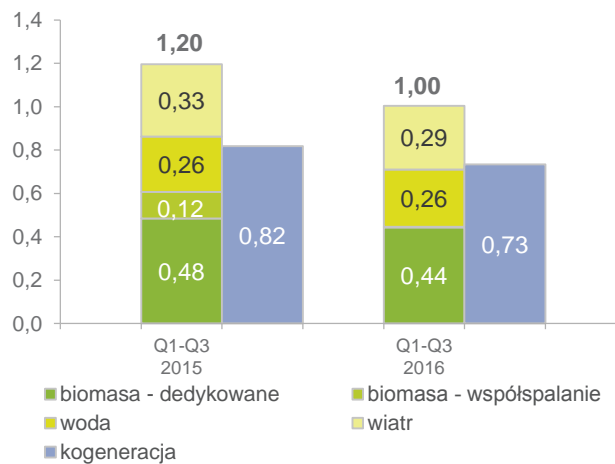
Zmiana EBITDA [mln zł]



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



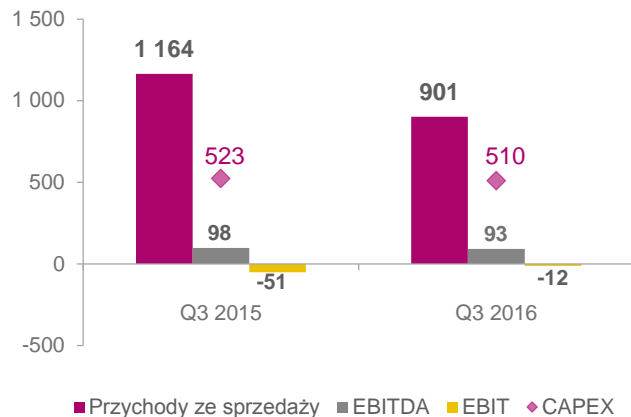
Produkcja z OZE i kogeneracji [TWh]



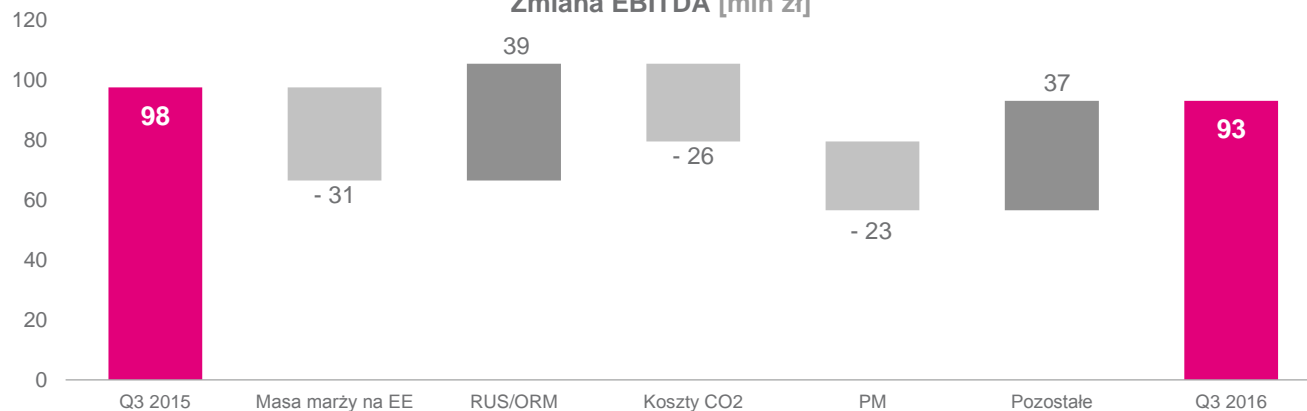
- | | | |
|---|---|---|
| 1 | Wzrost wolumenu ORM oraz przychody z IRZ | ✓ |
| 2 | Spadek ceny węgla o 11% | ✓ |
| 3 | Wyższe koszty zakupu praw do emisji CO ₂ | – |
| 4 | Spadek cen i wolumenu PM OZE | – |

Segment Wytwarzanie – III kwartał 2016 r.

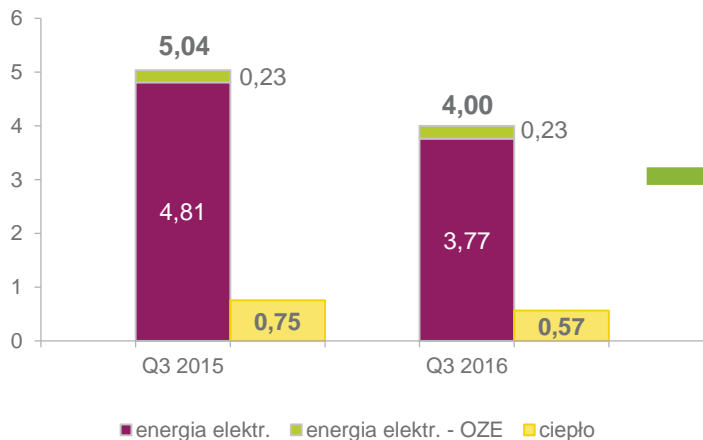
Dane finansowe [mln zł]



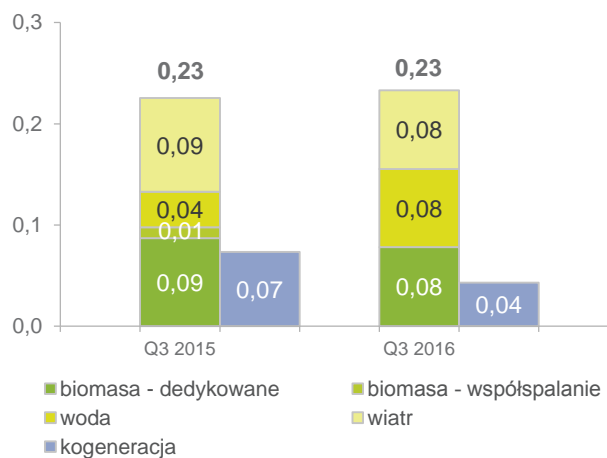
Zmiana EBITDA [mln zł]



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



Produkcja z OZE i kogeneracji [TWh]

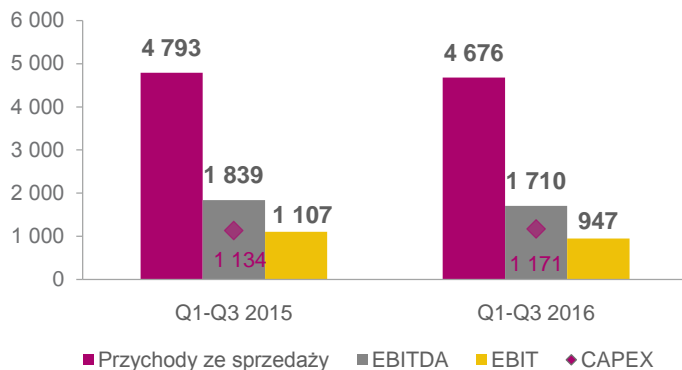


- | | | |
|---|---|---|
| 1 | Wzrost wolumenu ORM oraz przychody z IRZ | ✓ |
| 2 | Spadek ceny węgla o 13% | ✓ |
| 3 | Wyższe koszty zakupu praw do emisji CO ₂ | - |
| 4 | Spadek cen i wolumenu PM OZE | - |

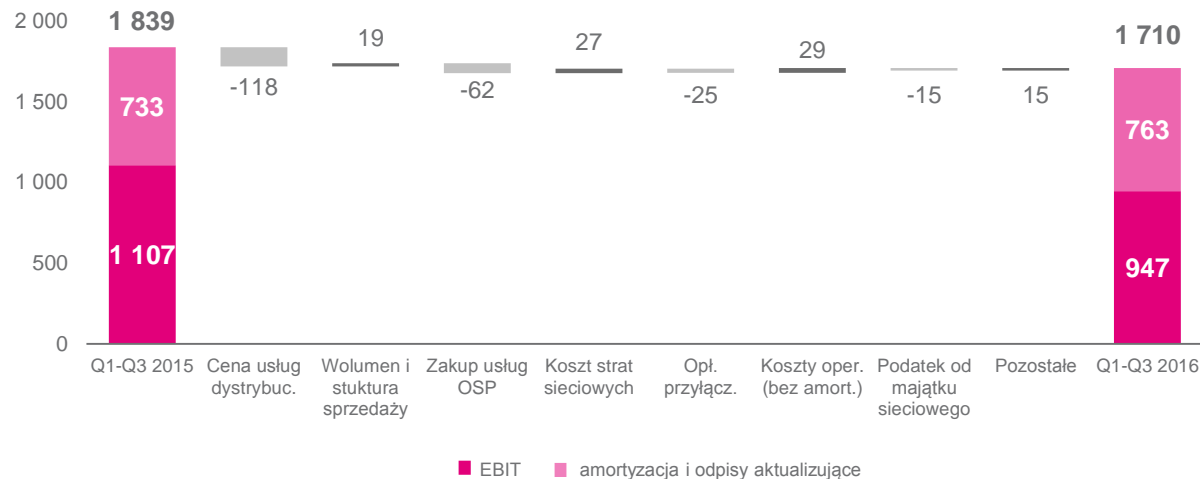
Segment Dystrybucja – I-III kwartał 2016 r.



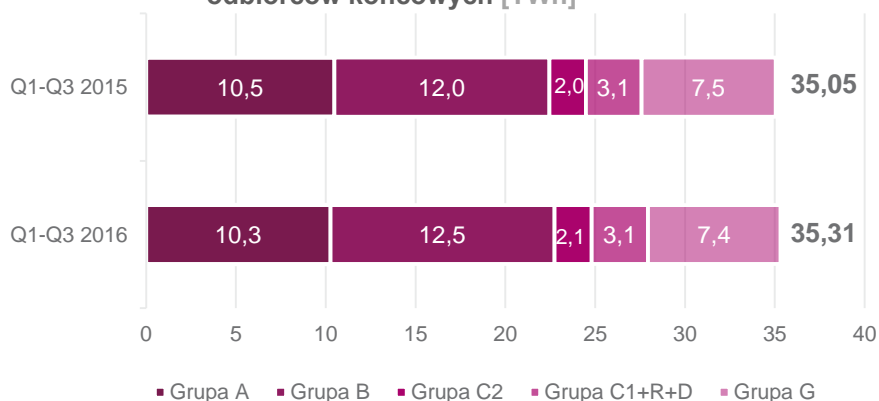
Dane finansowe [mln zł]



Zmiana EBITDA [mln zł]



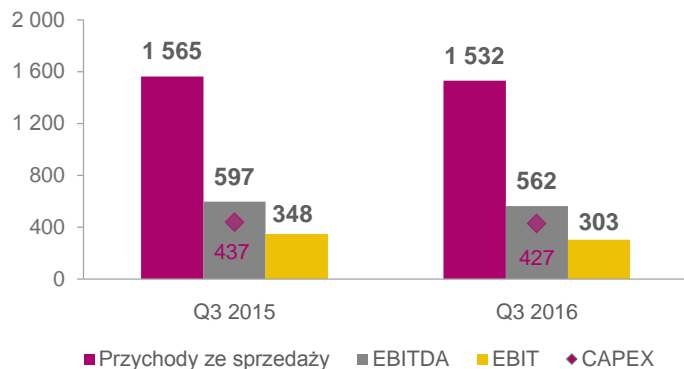
Dystrybucja energii elektrycznej do odbiorców końcowych [TWh]



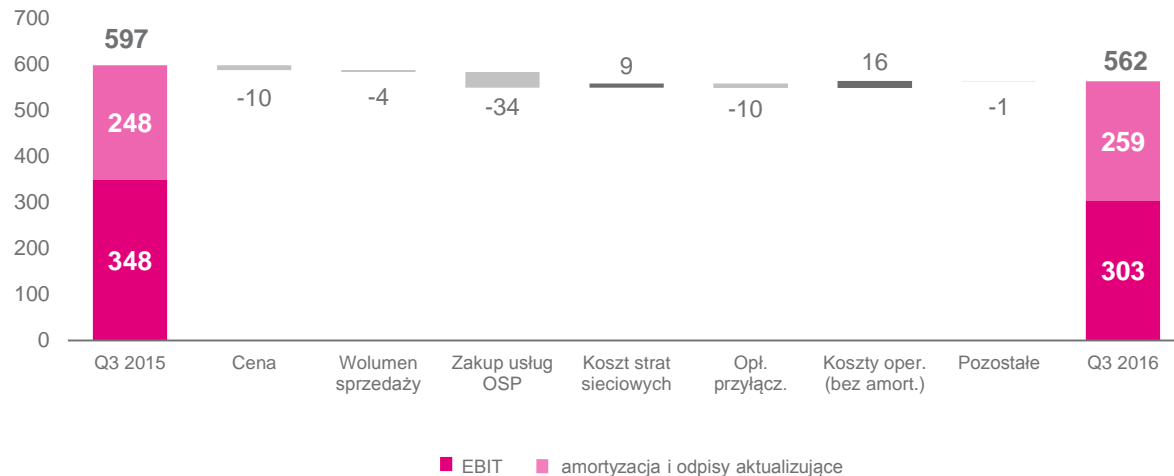
- Spadek zatwierdzonej taryfy o 3,6 zł/MWh (2,9%) -
- Wyższy wolumen sprzedaży usług dystrybucji ee o 264 GWh (0,8%), głównie w przemyśle w korelacji do wzrostu PKB ✓
- Wzrost o 13% stawki opłaty jakościowej ujętej w koszcie zakupu usług przesyłowych -
- Optymalizacja różnicy bilansowej - spadek ceny bilansowania (o 12%) oraz spadek wskaźnika strat sieciowych (o 0,18 p.p.) ✓

Segment Dystrybucja – III kwartał 2016 r.

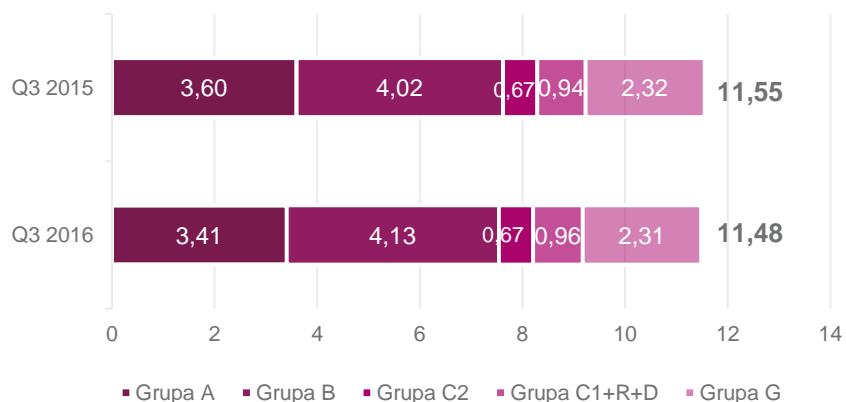
Dane finansowe [mln zł]



Zmiana EBITDA [mln zł]



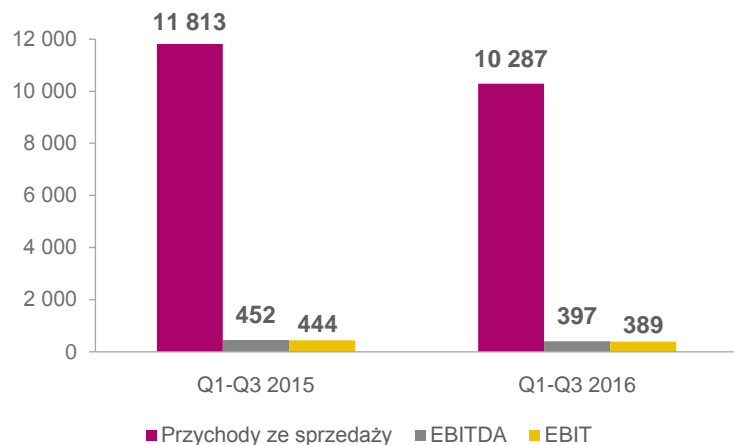
Dystrybucja energii elektrycznej do odbiorców końcowych [TWh]



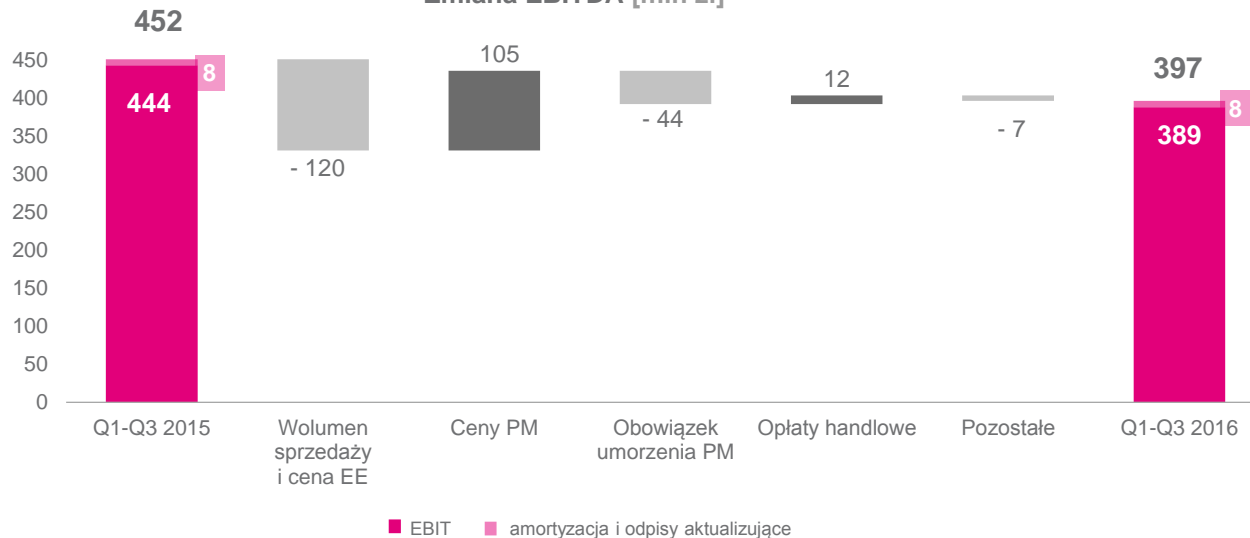
- Spadek zatwierdzonej taryfy średnio o 3,6 zł/MWh (2,9%) -
- Wzrost o 13% stawki opłaty jakościowej ujętej w koszcie zakupu usług przesyłowych -
- Niższe koszty wynagrodzeń i świadczeń z uwagi na niższy poziom zatrudnienia i niższy poziom rezerw aktuarialnych (+10 mln zł);
Niższe koszty funkcji serwisowej (+5 mln zł) ✓

Segment Sprzedaż – I-III kwartał 2016 r.

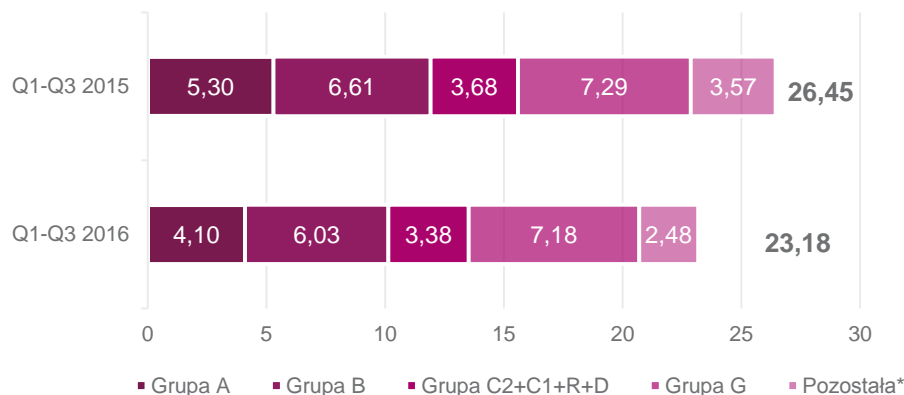
Dane finansowe [mln zł]



Zmiana EBITDA [mln zł]



Sprzedaż detaliczna energii elektrycznej [TWh]

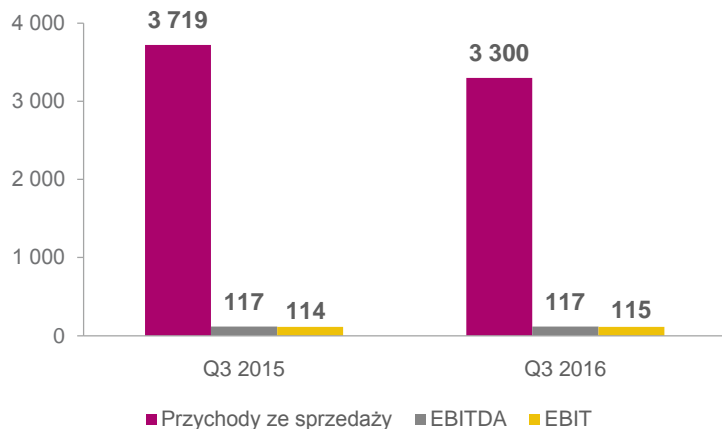


- Wzrost łącznej średniej ceny sprzedaży EE (1,7%) przy jednoczesnym niższym tempie wzrostu cen zakupu EE (1,0%). Wzrost średniej ceny sprzedaży osiągnięty został dzięki wyższym cenom sprzedaży hurtowej (6,3%) przy spadku cen detalicznych (1,2%) ✓
- Spadek wolumenu sprzedaży detalicznej EE, głównie do dużych klientów biznesowych oraz do MSP -
- Wzrost obowiązku umorzenia praw majątkowych: dla PM OZE z 14% do 15% oraz od VII zmiana do 14,35% oraz wprowadzenie PMOZE-BIO 0,65%, dla PM GM z 4,9% do 6,0%, dla PM MET z 1,3% do 1,5% -
- Niższe ceny zakupu praw majątkowych „zielonych” pod umorzenie (o ok. 26%) ✓

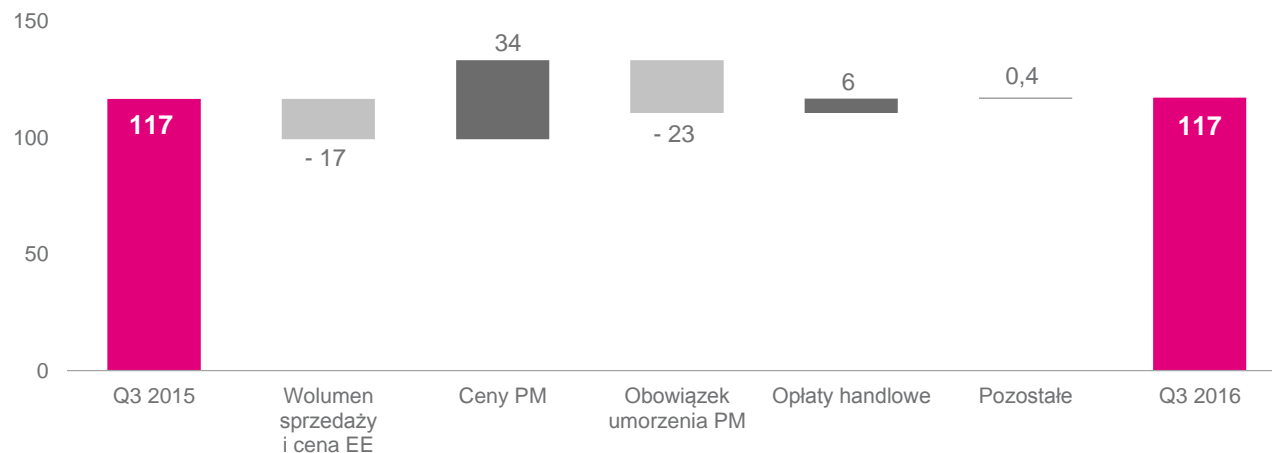
*ujmuje sprzedaż na pokrycie różnicy bilansującej i do odbiorców końcowych w ramach Grupy

Segment Sprzedaż – III kwartał 2016 r.

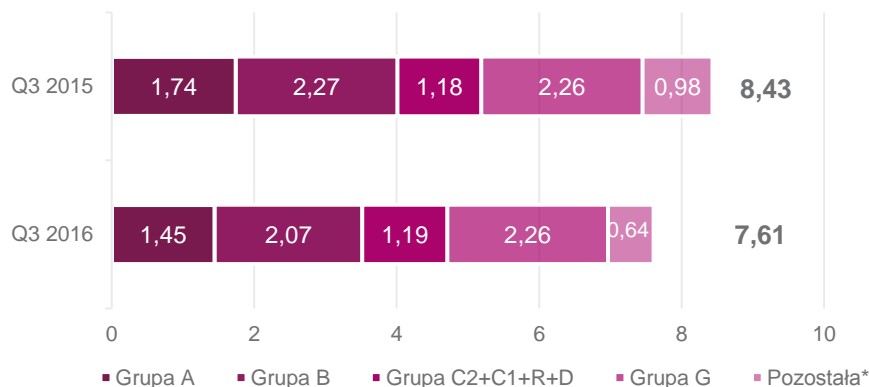
Dane finansowe [mln zł]



Zmiana EBITDA [mln zł]



Sprzedaż detaliczna energii elektrycznej [TWh]

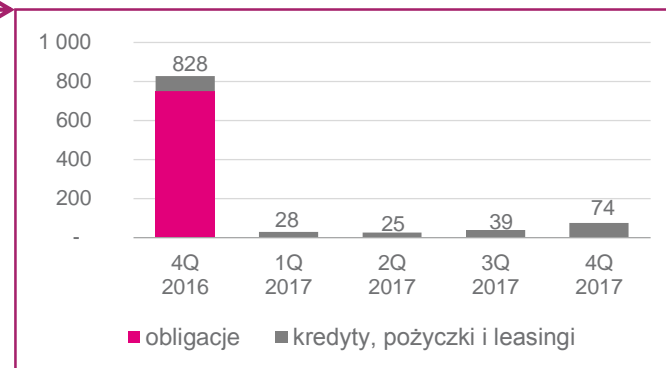
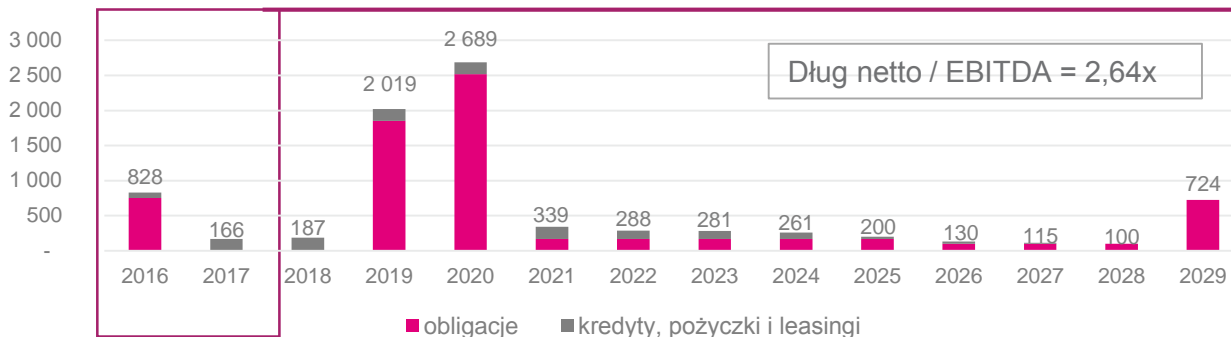


- 1 Wzrost łącznej średniej ceny sprzedaży EE (0,6%) przy jednoczesnym spadku cen zakupu EE (1,0%). Wzrost średniej ceny sprzedaży osiągnięty został dzięki wyższym cenom sprzedaży hurtowej (2,2%) przy spadku cen detalicznych (0,8%) ✓
- 2 Spadek wolumenu sprzedaży detalicznej EE, głównie do dużych klientów biznesowych -
- 3 Wzrost obowiązku umorzenia praw majątkowych: dla PMOZE z 14% do 15% oraz od VII zmiana do 14,35% oraz wprowadzenie PMOZE-BIO 0,65%, dla PMGM z 4,9% do 6,0%, dla PMMET z 1,3% do 1,5% -
- 4 Niższe ceny zakupu praw majątkowych „zielonych” pod umorzenie (o ok. 24%) ✓

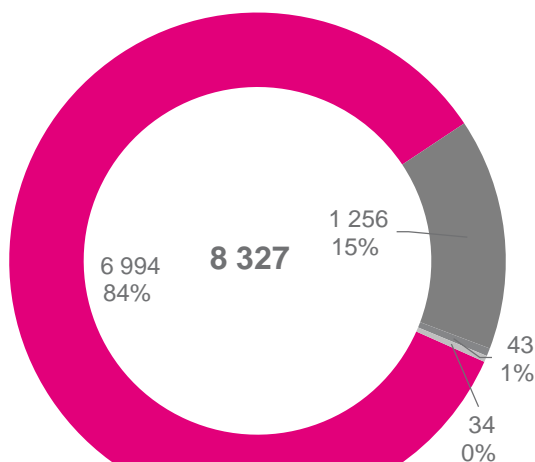
*ujmuje sprzedaż na pokrycie różnicy bilansującej i do odbiorców końcowych w ramach Grupy

Zadłużenie i finansowanie

Zapadalność długu Grupy TAURON zaciągniętego na 30.09.2016 r. [mln zł]

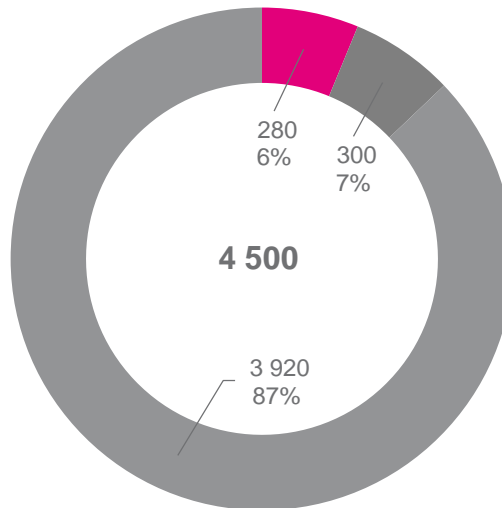


Struktura zadłużenia finansowego Grupy TAURON na dzień 30.09.2016 r. [mln zł]



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

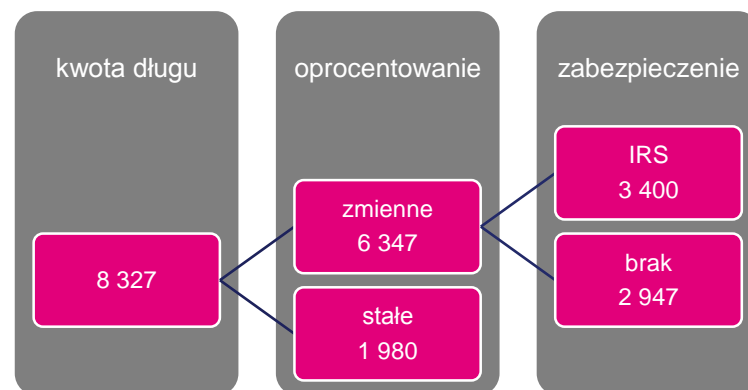
Kwoty dostępnego finansowania Grupy TAURON na dzień 30.09.2016 r. [mln zł]



- obligacje program BGK
- cashpooling
- obligacje program bankowy

- zadłużenie finansowe (wartość nominalna zadłużenia z tytułu kredytów inwestycyjnych, pożyczek, leasingu oraz obligacji) na 30.09.2016 r. wynosi 8 327 mln zł
- średnioważona zapadalność długu wg stanu na 30.09.2016 r. wynosi 60 miesięcy
- dług denominowany w EUR (emisja obligacji NSV) stanowi 8,7% długu ogółem

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



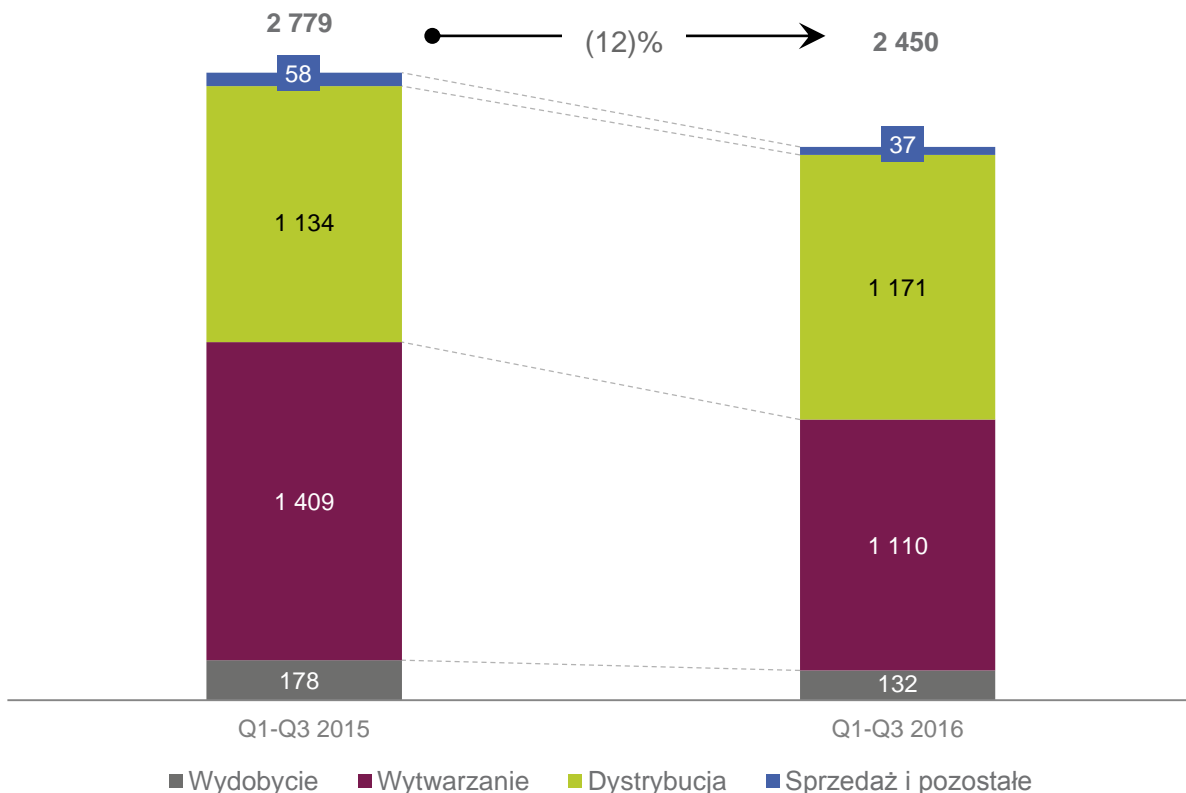
CAPEX – status prac przy kluczowych projektach

Inwestycja	Moc (MW _e)	Moc (MW _t)	Zaawansowanie prac (%)	Planowany termin zakończenia
Budowa bloku węglowego w Elektrowni Jaworzno III	910	-	27	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	-	-	96	2016
Budowa poziomu 800 m w Zakładzie Górniczym Janina	-	-	45	2020
Budowa szybu Grzegorz w Zakładzie Górniczym Sobieski	-	-	20	2023
Program inwestycyjny w Zakładzie Górniczym Brzeszcze	-	-	2	2026

* Termin zakończenia 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 okresie I-III kwartałów 2016 r.:

Wydobycie:

- budowa poziomu 800 m w ZG Janina (44 mln zł)
- budowa szybu Grzegorz w ZG Sobieski (21 mln zł)
- Nowe Brzeszcze Grupa TAURON (9 mln zł)

Wytwarzanie:

- budowa nowych mocy Jaworzno 910 MW (787 mln zł), budowa instalacji odazotowania spalin i modernizacja bloków 200 MW w EI. Jaworzno III (10 mln zł)
- budowa nowych mocy w kogeneracji EC Tychy 50 MW (107 mln zł)
- budowa i modernizacja sieci ciepłowniczych (42 mln zł)
- modernizacja elektrowni wodnych (10 mln zł)

Dystrybucja:

- budowa nowych przyłączy (411 mln zł)
- modernizacja i odtworzenie majątku sieciowego (619 mln zł)

Budowa nowych mocy w Elektrowni Jaworzno III (910 MW)

Projekt, będący największą inwestycją Grupy TAURON, wkracza w kolejny – technologiczny – etap realizacji prac



Stan zaawansowania projektu: 27%

Na ostatnim etapie realizacji są prace w obrębie konstrukcji nośnej kotła, których zakończenie umożliwi rozpoczęcie montażu części technologicznej. Równolegle trwa proces prefabrykacji i przygotowywania elementów powierzchni ogrzewalnych kotła

Prowadzony jest proces wznoszenia powłoki chłodni kominowej – wykonano 75%. Realizowane są dostawy urządzeń (generator, turbina), dla których wykonano górną płytę fundamentową turbozespołu. W zakresie układów pomocniczych i towarzyszących trwa realizacja kluczowych projektów nawęglania i odpielania bloku

Dla zapewnienia najwyższej jakości i standardów wykonywanych prac zmieniono i rozszerzono strukturę zarządzania projektem (m.in. poprzez zapewnienie dedykowanej obsługi formalno-prawnej), wzmocniono całłościowy nadzór nad projektem i wprowadzono stały, bieżący monitoring ryzyk projektowych

Zgodnie ze Strategią Grupy TAURON rozpoczęto proces wydzielenia projektu budowy bloku 910 MW z TAURON Wytwarzanie. W tym celu realizowane są prawne due diligence procesu wydzielenia oraz przegląd modelu finansowego inwestycji. Jednocześnie trwają prace nad uzgodnieniem treści umowy finansowania projektu w nowej formule (termsheet)

Budowa bloku gazowo-parowego w Elektrociepłowni Stalowa Wola

27 października 2016 r. TAURON Polska Energia i PGNiG ustaliły warunki dokończenia Projektu



Stan zaawansowania projektu: 85%

Podpisane przez spółki dokumenty, w tym:

- porozumienie restrukturyzacyjne
- aneksy do umów na dostawy paliwa gazowego i odbiór energii elektrycznej
- umowa standstill z bankami finansującymi

dostosowują obecne umowy handlowe do oczekiwanego terminu oddania bloku do eksploatacji oraz do istniejącego otoczenia rynkowego, a także gwarantują sponsorom (TAURON i PGNiG) swobodę w kształtowaniu trybu dokończenia i dalszego finansowania projektu. Stanowią one jeden z kluczowych elementów umożliwiających dokończenie inwestycji i osiągnięcie przez nią rentowności

Obecne plany dokończenia projektu zakładają, że inwestycja będzie kontynuowana z wykorzystaniem wyspecjalizowanej firmy wspierającej koordynację przedsięwzięcia w formule tzw. EPCM (*Engineering, Procurement and Construction Management*). Cały pozostały zakres prac zostanie podzielony na wyspy technologiczne, dla których wybrany będzie osobny podwykonawca. Aktualnie trwają przygotowania do ogłoszenia postępowania na wybór EPCM

Według obecnych szacunków dokończenie budowy bloku gazowo-parowego w Stalowej Woli będzie kosztowało ok. 400 mln zł, a oddanie bloku do eksploatacji powinno nastąpić w 2019 r.

Porozumienie restrukturyzacyjne m.in.:

- stanowi odzwierciedlenie woli sponsorów Projektu (TAURON, PGNiG) do kontynuacji budowy bloku gazowo-parowego, wprowadzenia zmian w Umowie Gazowej i Umowie Sprzedaży Energii oraz zmiany formuły finansowania Projektu przy utrzymaniu zaangażowania instytucji finansujących
- reguluje warunki rozliczania kar umownych możliwych do naliczenia przez PGNiG na podstawie dotychczasowego brzmienia Umowy Gazowej oraz kwestie restrukturyzacji finansowej Projektu
- precyzuje kierunek zmian w podstawowych transakcjach handlowych ECSW, tj. w sposobie zakupu paliwa gazowego oraz sprzedaży wyprodukowanej energii elektrycznej

Zmiany w umowach sprzedaży energii i dostaw paliwa gazowego m.in.:

- przewidują w szczególności urynkowanie stosowanych formuł cenowych
- określają zmiany w zakresie wysokości, terminów i metodologii naliczania kar umownych z tytułu nieodebranego paliwa gazowego, w związku z opóźnieniem realizacji Projektu

Umowa standstill z bankami finansującymi (Europejski Bank Inwestycyjny, Europejski Bank Odbudowy i Rozwoju, Bank Polska Kasa Opieki) m.in.:

- gwarantuje, że instytucje finansujące obecnie ECSW powstrzymają się od postawienia kredytów udzielonych ECSW w stan natychmiastowej wymagalności oraz zaspokojenia swoich wierzytelności z ustanowionych zabezpieczeń
- daje Sponsorom i ECSW czas do 31 marca 2017 r. na wynegocjowanie i podpisanie nowej dokumentacji umożliwiającej restrukturyzację finansowania Projektu
- reguluje sytuację ewentualnej wcześniejszej spłaty poszczególnych banków

Wybrane inicjatywy w ramach zarządzania majątkiem







Zgodnie z nowym modelem biznesowym oraz przyjętą Strategią Grupy TAURON wdrażane jest nowe podejście do zarządzania majątkiem oraz projektami inwestycyjnymi, efektem czego m.in. rozpoczęto następujące inicjatywy:

Inicjatywa	Założenia	Efekty																																										
1. Modernizacja istniejących bloków klasy 200 MW w celu przygotowania ich do systemu aukcyjnego (Program 200+)	<ul style="list-style-type: none"> Warunkiem przystąpienia do programu jest zwrot kosztów stałych oraz poniesionych nakładów modernizacyjnych np. poprzez mechanizmy rynku mocy Przewidywane wdrożenie programu w perspektywie lat 2020-2021 Dostosowanie do wymogów rynkowych poprzez podniesienie elastyczności pracy bloków klasy 200 MW Optymalizacja planów remontowych i modernizacyjnych; podział bloków na 3 grupy: bloki modernizowane (dostosowane do konkluzji BAT), bloki podszczytowe (nie wymagające dostosowania do konkluzji BAT), bloki szczytowe (nie wymagające dostosowania do konkluzji BAT) 	<ol style="list-style-type: none"> Optymalizacja nakładów inwestycyjnych i utrzymaniowych Dostosowanie do wymogów rynku energii elektrycznej oraz Operatora 																																										
2. Spalanie mułłów powstających przy płukaniu i oczyszczaniu węgla kamiennego w jednostkach wytwórczych Grupy TAURON	<ul style="list-style-type: none"> Możliwe do energetycznego wykorzystania ilości mułłów powstających przy płukaniu i oczyszczaniu węgla kamiennego (dane w tys. ton) <table border="1"> <thead> <tr> <th>Blok/ tys. ton rocznie</th> <th>2015</th> <th>2016</th> <th>2017</th> <th>2018</th> <th>2019</th> <th>2020</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Jaworzno II - Blok 2</td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td>Jaworzno II - Blok 3</td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td>Siersza - Blok 1</td> <td>201</td> <td>135</td> <td>435</td> <td>435</td> <td>435</td> <td>435</td> </tr> <tr> <td>Siersza - Blok 2</td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td>ZW Katowice - BCF-135</td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> </tr> </tbody> </table> <p>* Zużycie do 24.10.2016</p>	Blok/ tys. ton rocznie	2015	2016	2017	2018	2019	2020	Jaworzno II - Blok 2							Jaworzno II - Blok 3							Siersza - Blok 1	201	135	435	435	435	435	Siersza - Blok 2							ZW Katowice - BCF-135							<ol style="list-style-type: none"> Obniżenie kosztu zmiennego wytwarzania energii w elektrowniach: Jaworzno II, Siersza i ZW Katowice Ograniczenie bezpośredniego deponowania w środowisku mułłów powstających przy płukaniu i oczyszczaniu węgla kamiennego
Blok/ tys. ton rocznie	2015	2016	2017	2018	2019	2020																																						
Jaworzno II - Blok 2																																												
Jaworzno II - Blok 3																																												
Siersza - Blok 1	201	135	435	435	435	435																																						
Siersza - Blok 2																																												
ZW Katowice - BCF-135																																												

Wybrane inicjatywy w ramach zarządzania majątkiem

Inicjatywa		Założenia	Efekty				
3.	Program Likwidacji Niskiej Emisji	<ul style="list-style-type: none"> Program zakłada zwiększenie sprzedaży poprzez przyłączenie nowych klientów w wysokości 183 MW_t Zakres rzeczowy obejmuje m.in. budowę nowych odcinków sieci ciepłowniczej, wykonanie przyłączy w 8 miastach konurbacji śląsko-dąbrowskiej (Będzin, Chorzów, Czeladź, Dąbrowa Górnicza, Katowice, Siemianowice Śląskie, Sosnowiec, Świętochłowice) Finansowanie ze środków własnych oraz planowane pozyskanie dofinansowania z funduszu zewnętrznego w ramach Programu Operacyjnego Infrastruktura i Środowisko 2014-2020 Obecnie prowadzony jest etap przygotowania inwestycji (m.in. analizy biznesowe, ekonomiczne, techniczne, harmonogram, biznes plan programu) Do 31.12.2016 r. planowane jest złożenie wniosków do WFOŚiGW o dofinansowanie Programu <hr/> <table> <tr> <td>Planowane zakończenie</td> <td>8 września 2023</td> </tr> <tr> <td>Budżet planowany</td> <td>248 mln zł</td> </tr> </table>	Planowane zakończenie	8 września 2023	Budżet planowany	248 mln zł	<ol style="list-style-type: none"> Wzrost przychodów spółki TC Wzmocnienie pozycji TC na rynku lokalnym poprzez zwiększenie obsługiwanego rynku ciepła Uzyskanie znaczącego efektu środowiskowego
Planowane zakończenie	8 września 2023						
Budżet planowany	248 mln zł						

Program poprawy efektywności

Segment	Oszczędności zrealizowane w Q1-Q3 2016	Oszczędności zaplanowane na lata 2016-2018	% realizacji	Główne inicjatywy
Wydobycie	77 mln zł	255 mln zł	 30%	<ul style="list-style-type: none"> Restrukturyzacja zatrudnienia, obniżenie i zwiększenie elastyczności kosztów pracy, działania organizacyjne Wykorzystanie aukcji elektronicznych w procesie zakupów Optymalizacja planu inwestycyjnego
Wytwarzanie (w tym OZE i Ciepło)	129 mln zł	367 mln zł	 35%	<ul style="list-style-type: none"> Optymalizacja remontów i innych kosztów utrzymania majątku Restrukturyzacja zatrudnienia Poprawa efektywności zakupów Optymalizacja usług eksploatacyjnych układów nawęglania i odpopielania Ograniczenie kosztów usług serwisowych Optymalizacja planu inwestycyjnego
Dystrybucja	65 mln zł	390 mln zł	 17%	<ul style="list-style-type: none"> Reorganizacja i restrukturyzacja zatrudnienia Ograniczenie kosztów utrzymania majątku Poprawa efektywności zakupów Outsourcing usług magazynowych Sprzedaż zbędnych nieruchomości
Pozostałe	39 mln zł	291 mln zł	 14%	<ul style="list-style-type: none"> Restrukturyzacja zatrudnienia Ograniczenie zakresu usług IT Ograniczenie kosztów obsługi klienta, kosztów administracyjnych Optymalizacja kosztów działań promocyjnych, sponsoringowych
Razem	310 mln zł	1 303 mln zł	24%	

W okresie I-III kwartałów 2016 r. z tytułu programów dobrowolnych odejść zatrudnienie w Grupie TAURON zostało zmniejszone o 379 etaty. Oszczędności wynikające z ograniczenia zatrudnienia, pomniejszone o koszty poniesione na ich uzyskanie, ujęto w kwotach zaprezentowanych w poszczególnych segmentach.

Podsumowanie działań/inicjatyw Q1-Q3 2016 vs negatywne czynniki rynkowe

Negatywne czynniki	Działania i inicjatywy	
Spadek cen węgla, walka konkurencyjna	Przygotowanie Strategii Grupy TAURON na lata 2016-2025	Orientacja na Klienta – kompleksowa oferta produktów i usług
Ograniczenie wsparcia PM OZE dla współspalania (współczynnik korekcyjny 0,5)	Wartości PRO – zmiana kultury organizacyjnej	Wdrożenie nowego modelu biznesowego – ujęcie procesowe
Wzrost kosztów CO ₂	Wdrożenie kolejnego Programu Poprawy Efektywności o wartości 1,3 mld zł	Zawarcie porozumień dotyczących Elektrociepłowni Stalowa Wola
Spadek WACC dla Dystrybucji	Inicjatywy strategiczne o wartości 1,9 mld zł	Redukcja capexu planowanego na lata 2016-2025 o 2,2 mld zł
Likwidacja wsparcia PM OZE dla elektrowni wodnych o mocy powyżej 5 MWe	Silny wzrost wolumenu wydobycia w ZG Brzeszcze – osiągnięcie pozytywnej EBITDA przez segment Wydobycie w Q3 2016 r.	310 mln zł oszczędności zrealizowanych w 2016 r. w ramach Programu Poprawy Efektywności
Agresywna konkurencja na rynku sprzedaży energii elektrycznej		

Główne wyzwania stojące przed Grupą TAURON



Finansowanie/poziom zadłużenia	Elektrociepłownia Stalowa Wola	Segment Wydobywanie
<p>Cel:</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ Pozyskanie finansowania na realizowane projekty ▪ Wydłużenie okresu zapadalności zadłużenia ▪ Dług netto/EBITDA < 3,5x 	<p>Cel:</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ Dokończenie i uruchomienie projektu 2019 r. ▪ Rentowna eksploatacja ECSW 	<p>Cel:</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ Znaczny wzrost wolumenu wydobycia (łącznie ok. 7,1 mln ton od 2017 r.) ▪ Wzrost wydajności do ok. 1 000 ton/etat od 2017 r. ▪ Osiągnięcie przez NBGT docelowego rocznego poziomu wydobycia, tj. 1,7 mln ton ▪ Trwałe urentownienie obszaru na poziomie EBITDA, EBIT i wyniku netto od 2017 r.
<p>Działania/narzędzia:</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ Rolowanie zadłużenia na nowych, korzystniejszych warunkach ▪ Emisja obligacji hybrydowych ▪ Emisja obligacji imiennych NSV 	<p>Działania/narzędzia:</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ Zakończono proces ilościowej inwentaryzacji projektu ▪ Podpisana umowa standstill z EBI, EBOiR, Pekao ▪ Przedłożono gwarancje bankowe dla banków finansujących projekt ▪ Wynegocjowano z PGNiG zmiany zapisów w umowie sprzedaży energii elektrycznej i umowy gazowej (urynkowanie formuł cenowych) ▪ Planowana zmiana formuły finansowania Projektu przy utrzymaniu zaangażowania instytucji finansujących 	<p>Działania/narzędzia:</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ Inwestycje w NBGT prowadzące do wzrostu wolumenu wydobycia (zbrojenie ścian, zakup infrastruktury itd.), łączny planowany capex 2016-2018 r. - 250 mln zł ▪ budowa poziomu 800 m w ZG Janina i szybu Grzegorz w ZG Sobieski ▪ Optymalizacja wykorzystania zasobów, synergia

Zespół 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

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. (do 20 października 2016 r.)		2016/2015 (do 20 października 2016 r.)	
	Cena (zł/MWh)	Wolumen (GWh)	Cena (zł/MWh)	Wolumen (GWh)	Cena %	Wolumen %
Forward BASE (Y+Q+M)	167,51	201 870	165,91	189 852	-1,0%	-6,0%
Forward PEAK (Y+Q+M)	215,96	17 866	210,25	23 231	-2,6%	+30,0%
Forward (średnia ważona)	171,45	219 737	170,75	213 083	-0,4%	-3,0%
SPOT (TGE)	156,40	25 102	161,15 (prognoza)	26 000	+3,0%	+3,6%
Średnia ważona razem	169,90	244 839	169,70	239 083	-0,1%	-2,4%

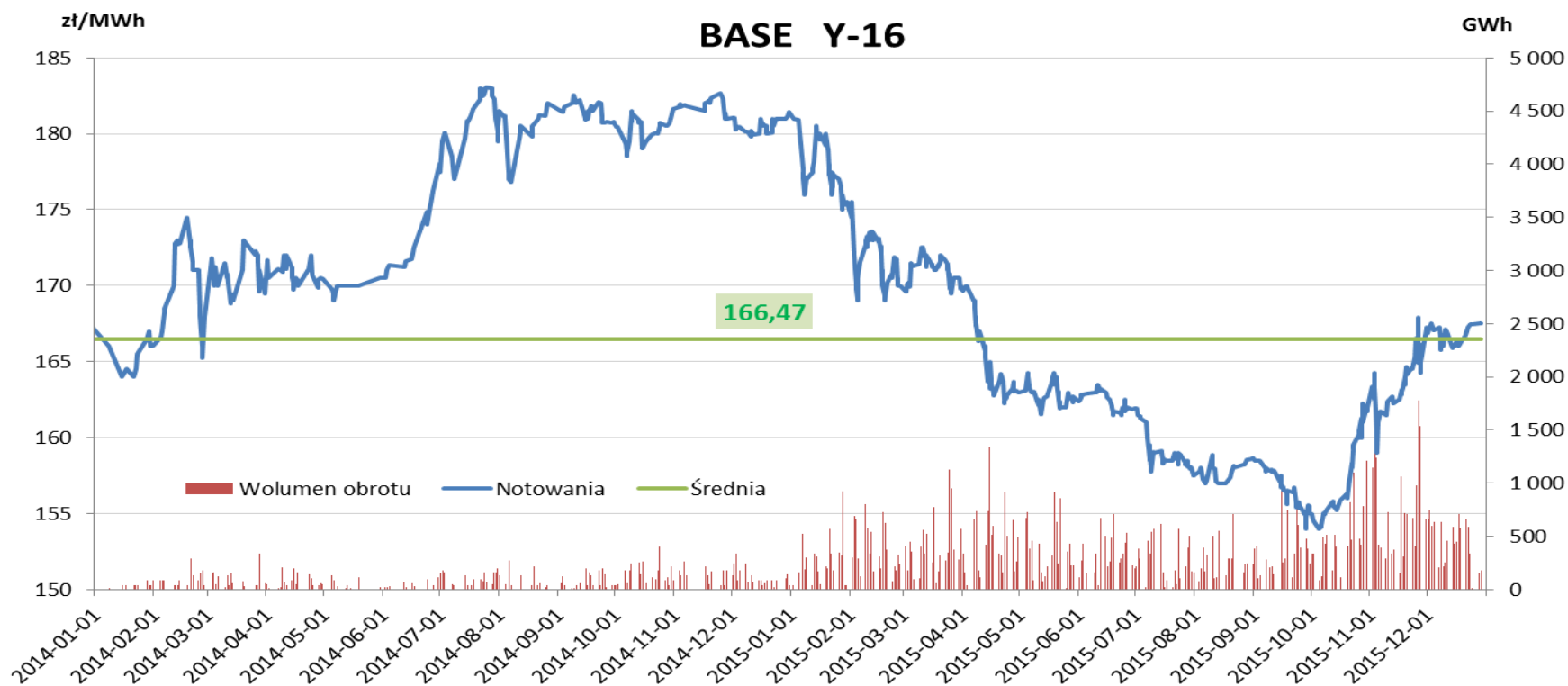
Prawa majątkowe (zł/MWh)			
Rodzaj certyfikatu	Ceny rynkowe (średnia w Q3-2016)	Opłata zastępcza i obowiązek za:	
		2015 r.	2016 r.
OZE (PMOZE_A)	48,73	303,03 (14,0%)	300,03 (14,35%)
OZE z biogazowni (PMOZE_BIO)	277,67	brak	300,03 (0,65%)
Kogeneracja węglowa (PMEC-2015)	10,63	11,00 (23,2%)	11,00 (23,2%)
Kogeneracja gazowa (PMGM-2015)	120,54	121,63 (4,9%)	125,00 (6,0%)
Kogeneracja z metanu (PMMET-2015)	61,60	63,26 (1,3%)	63,00 (1,5%)

Uprawnienia do emisji CO ₂ (EUA/t)	
Ankieta analityków rynku CO ₂ * (aktualizacja październik 2016 r.)	Cena (EUR/t)
Średnia w 2016 r.	6,02 EUR/t
Średnia w 2017 r.	6,78 EUR/t
Średnia w 2018 r.	7,10 EUR/t
Prognozowana przez TAURON średnia cena w 2016 r. (**aktualizacja październik 2016 r.)	5,70 – 6,00 EUR/t

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

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

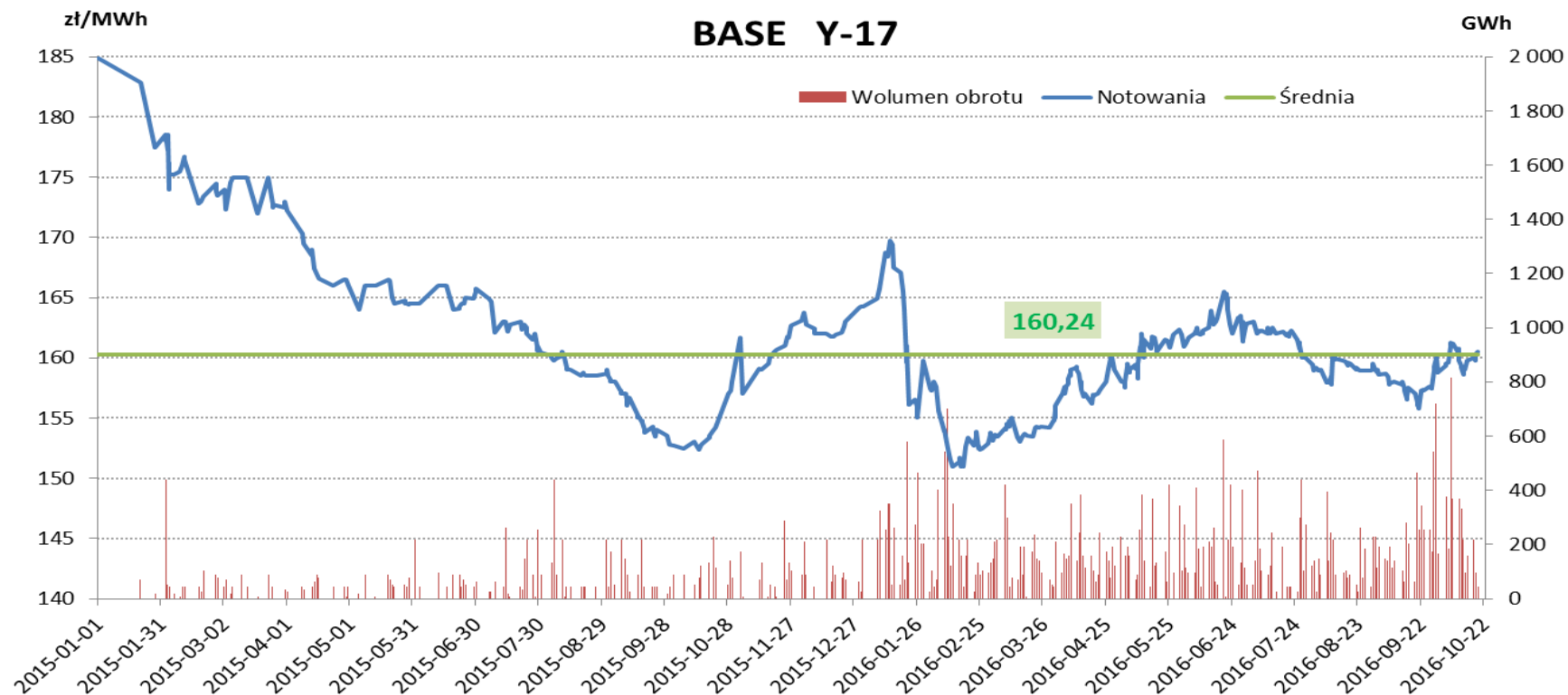
Notowania kontraktów BASE na 2016 r.



		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

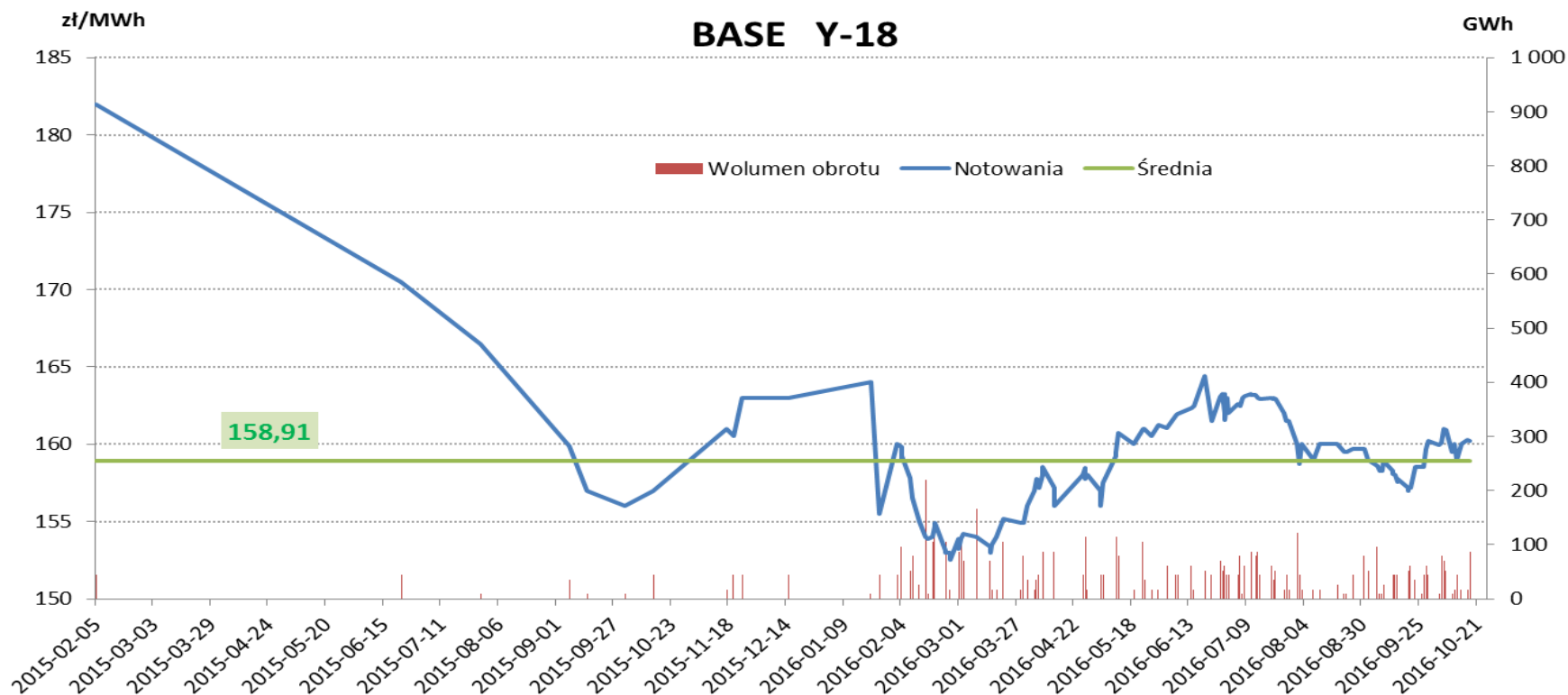
Notowania kontraktów BASE na 2017 r.



		Średnia cena [zł/MWh]	Wolumen [GWh]
Razem		160,24	63 790
w tym	na TGE	159,66	43 800
	poza TGE	161,52	19 990

Średnia cena energii elektr. uwzględniająca kontrakty roczne BASE i PEAK na 2017 r.: 164,07 zł/MWh, łączny wolumen BASE i PEAK na 2017 r.: 69 103 GWh

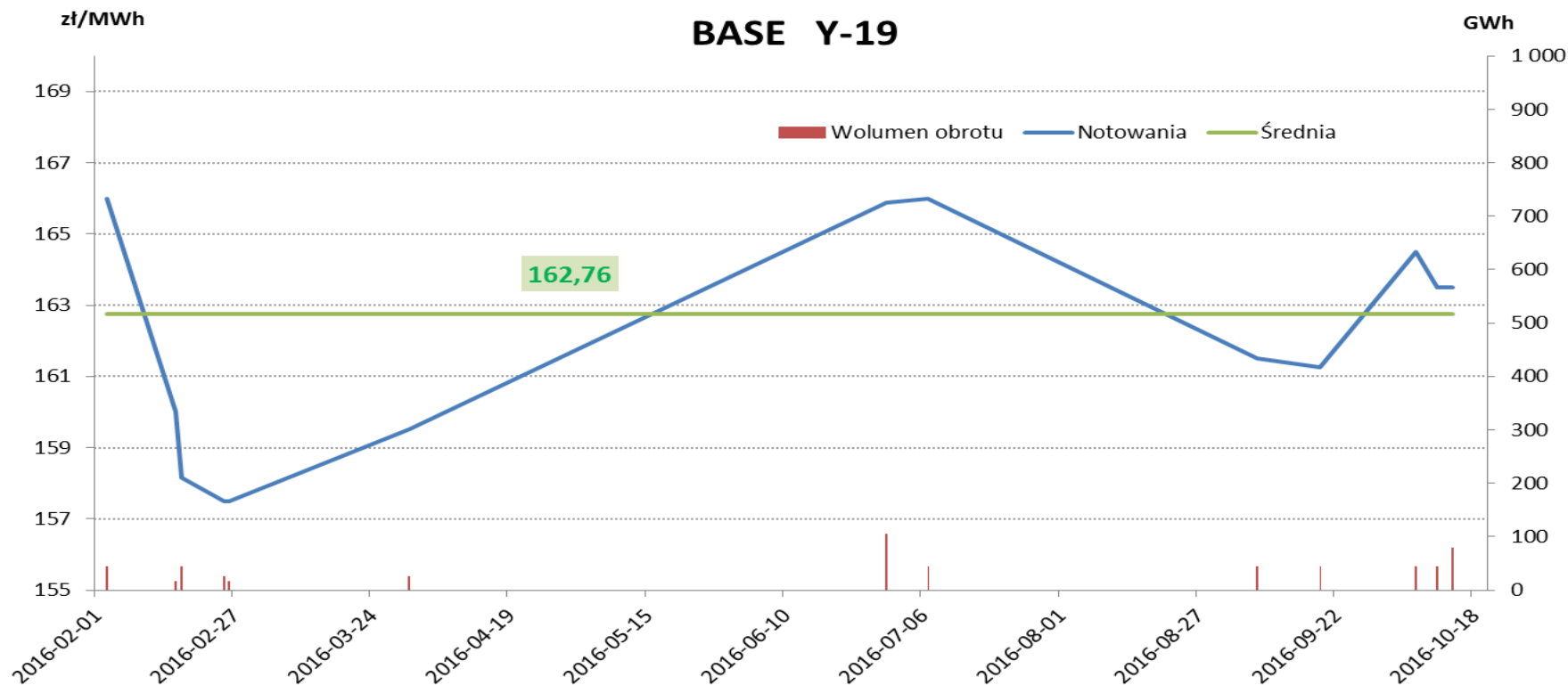
Notowania kontraktów BASE na 2018 r.



		Średnia cena [zł/MWh]	Wolumen [GWh]
Razem		158,91	7 718
w tym	na TGE	158,82	4 625
	poza TGE	159,05	3 092

Średnia cena energii elektr. uwzględniająca kontrakty roczne BASE i PEAK na 2018 r.: 161,45 zł/MWh, łączny wolumen BASE i PEAK na 2018 r.: 8 092 GWh

Notowania kontraktów BASE na 2019 r.



		Średnia cena [zł/MWh]	Wolumen [GWh]
Razem		162,76	596
w tym	na TGE	162,93	508
	poza TGE	161,75	88

Średnia cena energii elektr. uwzględniająca kontrakty roczne BASE i PEAK na 2019 r.: 162,76 zł/MWh, łączny wolumen BASE i PEAK na 2018 r.: 596 GWh

Pokrycie analityczne TAURON



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

Instytucja	Analityk
IPOPEMA	Sandra Piczak
Raiffeisen Centrobank	Teresa Schinwald
Renaissance Capital	Vladimir Sklyar
Trigon	Krzysztof Kubiszewski
UBS Investment Research	Michał Potyra Patrick Hummel Tomasz Walkowicz
WOOD & Company	Bram Buring
Dom Maklerski BOŚ	Jakub Viscardi

Dziękujemy za uwagę