



ENERGETYKA WIATROWA



ENERGETYKA KONWENCJONALNA



DYSTRYBUCJA



OBRÓT

# GK POLENERGIA

## Wyniki finansowe za 1 kwartał 2019

15 maja 2019

## Podsumowanie najważniejszych wydarzeń (1/2)

### Fakt



### Effekt / Komentarz

- **Wysoka wietrzność:** Produktywność netto w 1Q 2019 wyniosła 46% wobec 32% w 1Q2018

  - Wysoka wietrzność przełożyła się na bardzo dobry wynik segmentu FW.
  - EBITDA o 37,3m wyższa w porównaniu do analogicznego okresu w roku ubiegłym
- **Wzrost wyceny Spółki**

  - Wzrost ceny akcji z 20,5 PLN/MWh na 31.12.2018 do 22,9 PLN/MWh na 31.03.2019 i 28,2 PLN/MWh na dzień 7.05.2019
  - Między 31.12.2018 a 7.05.2019 kapitalizacja Spółki wzrosła o 350m PLN.
- **Zmienność cen zielonych certyfikatów**

  - Spadek cen zielonych certyfikatów z 135,2 PLN/MWh na 31.12.2018 do 80,8 PLN/MWh na 20.03.2019 i dynamiczne odbicie do 126,0 PLN/MWh na dzień 31.03.2019 (135,9 PLN/MWh na dzień 7.05.2019).
  - Główną przyczyną wahań cen ZC były niekorzystne dla producentów energii propozycje rządu ws. zmian w naliczaniu opłaty zastępczej.
- **Wycofanie się przez Ministerstwo Energii z proponowanych zmian w naliczaniu opłaty zastępczej:** ME przychyliło się do postulatów zgłoszonych w ramach konsultacji projektu ustawy o OZE i usunęło z projektu nowelizacji postanowienia dotyczące maksymalnego przychodu farmy wiatrowej na poziomie 312 PLN/MWh.

  - Ustanowienie maksymalnego przychodu farmy wiatrowej na poziomie 312 PLN/MWh miałyby negatywny wpływ na wyniki finansowe Grupy. Jednocześnie powodowałyby to pogorszenie nastrojów otoczenia rynkowego i możliwe trudności z realizacją nowych inwestycji bądź pozyskaniem finansowania.
  - Rezygnacja ze zmian Ministerstwa Energii pozytywnie wpłynęła na rynkowe ceny zielonych certyfikatów, w konsekwencji – rentowność operacyjnych farm wiatrowych Grupy.
- **Projekt nowelizacji ustawy o OZE – system aukcyjny:** Realizacja tegorocznej aukcji ma doprowadzić do powstania nowych mocy wytwórczych w OZE o łącznej mocy 3,4 GW, w tym 2,5 GW w segmencie lądowych farm wiatrowych oraz 0,75 GW w segmencie fotowoltaiki

  - Zwiększenie łącznej mocy aukcji dla farm wiatrowych zwiększa prawdopodobieństwo uzyskania wsparcia dla projektów RTB Polenergii.
- **Ministerstwo Energii zapowiedziało powstanie specustawy dedykowanej morskiej energetyce wiatrowej do końca 2019 roku.**

  - Projekty Polenergii posiadają w sumie warunki przyłączeniowe na 3 000 MW.
  - Polenergia, jako udziałowiec w projektach morskich farm wiatrowych, oczekuje korzystnych regulacji rządowych w segmencie offshore.
  - Grupa liczy, że wraz z dedykowanym systemem wsparcia dla offshore znacząco przybliży się budowa pierwszych w Polsce wiatraków na morzu.
- **PSE wyznaczyły terminy aukcji rynku mocy:** Aukcja główna rynku mocy na rok dostaw 2024 odbędzie się 12 grudnia 2019 roku. Operator wyznaczył też termin aukcji dodatkowych na rok 2021 - odbędą się 18 marca 2020 roku.

  - Szansa na zabezpieczenie dodatkowego źródła przychodów dla Spółek ENS i Mercury na rok 2024. Lata 2021 – 2023 zostały już zabezpieczone.
- **Zawarcie z Siemens umów na serwisowanie farm wiatrowych**

  - Spółki Amon, Talia, Gawłowice, Skurpie i Rajgród zawarły umowy z Siemens Gamesa Renewable Energy na serwisowanie farm wiatrowych. W przypadku FW A/T realizacja umów rozpoczęła się 1 kwietnia i obowiązywać będzie przez 23 lata. W przypadku FW GSR realizacja umów rozpoczęła się 8 maja i obowiązywać będzie przez 26 lata.
  - Korzyści z ww. umów obejmują niższe ceny serwisu i szeroki zakres usług.
- **Przedpłata długu w farmach wiatrowych Amon i Talia**

  - Zgodnie z umową kredytu, dokonano przedpłaty kredytu na podstawie nadwyżki przepływów pieniężnych w kwocie 7,1m (Amon 4,4 mln zł, Talia 2,7 mln zł).
  - Było to możliwe dzięki bardzo dobrej wietrzności oraz wyższemu niż zakładano cenom zielonych certyfikatów.
- **Podatek od nieruchomości w 2017 r.:** Wbrew wcześniejszemu wyrokowi 7 sędziów NSA, sąd kasacyjny orzekł, że sądy mogą i powinny badać, czy zmiana przepisów skutkujących opodatkowaniem od 2017 r. całego wiatraka wymagała notyfikacji Komisji Europejskiej. WSA będzie musiał zbadać, czy znowelizowane przepisy - w kontekście ich zgodności z prawem UE - mogły być stosowane.

  - Ponowne otwarcie dyskusji dotyczącej PON za 2017 daje szansę operacyjnym FW Grupy na uzyskanie zwrotu nadpłaconego podatku.
- **Biomasa Wschód – podpisanie listu intencyjnego z Enea Polaniec**

  - Zawarcie listu intencyjnego z Enea Polaniec na dostawę pelletu w latach 2020-2026.
  - Zdarzenie to otwiera perspektywę lepszych wyników operacyjnych Spółki oraz ułatwia rozmowy z bankiem finansującym oraz potencjalnymi inwestorami.

## Podsumowanie najważniejszych wydarzeń (2/2)



### Fakt

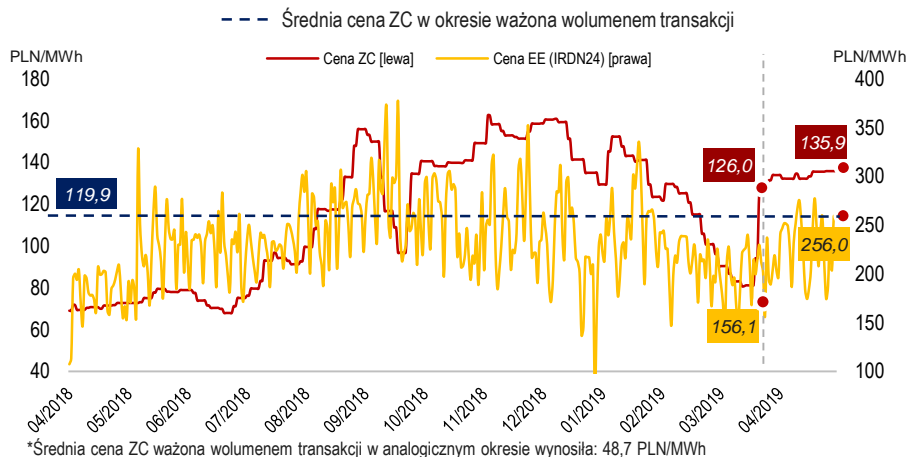
- **Brak przejrzystości w ustawie „zamrażającej” ceny energii**
  - ME, po opublikowaniu projektu rozporządzeń wykonawczych do ustawy „zamrażającej” ceny energii, otrzymało od uczestników konsultacji listę uwag, niejasności oraz błędów.
  - Minister Tobiszowski zapowiedział kolejną nowelizację ustawy w związku z uwagami zgłaszanymi przez Komisję Europejską
- **Spadek cen na rynku terminowym energii elektrycznej oraz dalszy brak płynności**
- **Zatrzymanie w lutym i marcu prac turbiny na FW Dipol z powodu uszkodzenia łopaty**

### Działania mitygujące / Komentarz

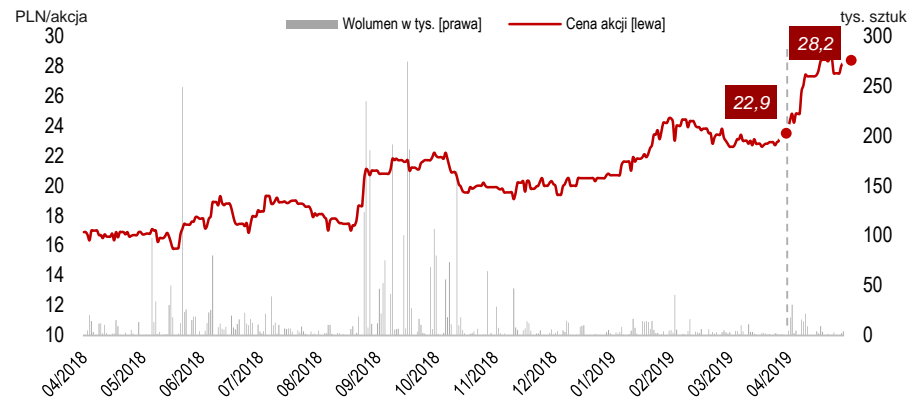
- Według doniesień prasowych nowelizacja może utrzymać „zamrożenie” tylko w segmencie gospodarstw domowych a uwolnić ceny dla pozostałych klientów.
- Resort przedsiębiorczości oraz TOE krytykują metodykę naliczania rekompensat oraz brak jej indywidualnego zastosowania.
- Branża ostrzega, że rozporządzenie w proponowanym kształcie - zważywszy na niską rentowność sektora obrotu - zagrazi dalszej działalności większości sprzedawców energii.
- TOE sygnalizuje błąd w proponowanym w rozporządzeniu wzorze, polegający na dwukrotnym odjęciu różnicy pomiędzy stawkami akcyzowymi, co oznaczałoby niższą o 15 zł za MWh rekompensatę dla sprzedawców energii.
- Finalny efekt nowelizacji jest niemożliwy do oszacowania i jest uzależniony od finalnego brzmienia rozporządzeń.
- Spadek cen energii elektrycznej dla kontraktów terminowych z 283,8 PLN/MWh na 31.12.2018 (dla kontraktu forward na rok 2020) do 259,3 PLN/MWh na 29.03.2019 (274,0 na dzień 7.05.2019). Trend spadkowy został w miesiącu marcu zahamowany.
- Spadek płynności na rynku terminowym energii elektrycznej istotnie ogranicza możliwość zawierania kontraktów terminowych na rok 2021.
- FW Dipol nie była w stanie w pełni skorzystać z wysokiej wietrzności.
- Warunki pogodowe, w okresie zimowo-wiosennym, od kilku tygodni uniemożliwiły naprawę uszkodzonej łopaty.

## Kluczowe indeksy i ceny rynkowe (ostatnie 12 miesięcy)

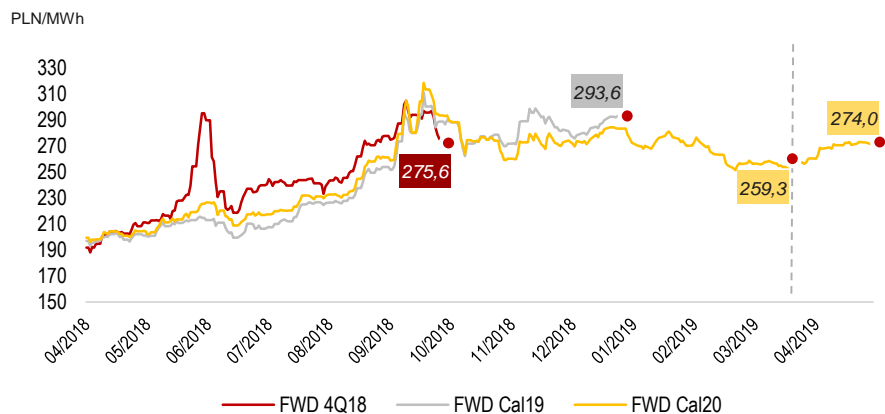
### 1 Ceny zielonych certyfikatów i energii elektrycznej



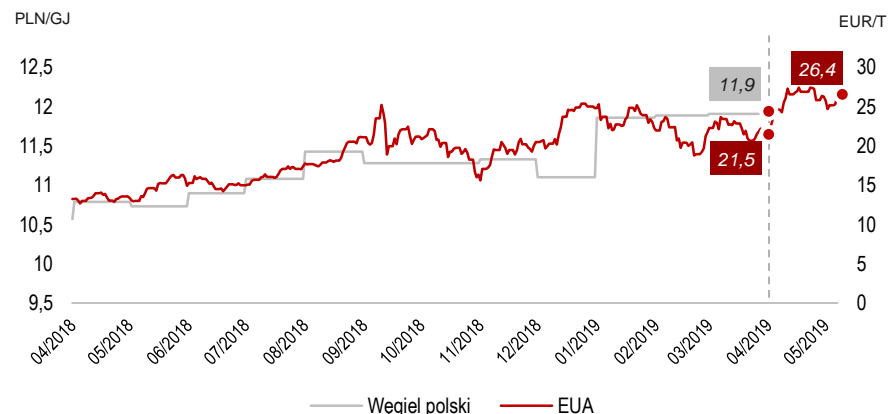
### 2 Notowania cen akcji Polenergia S.A.



### 3 Ceny terminowe energii elektrycznej



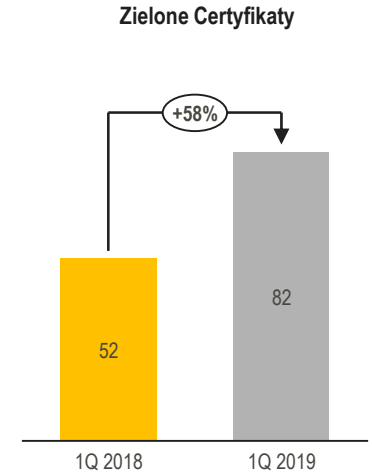
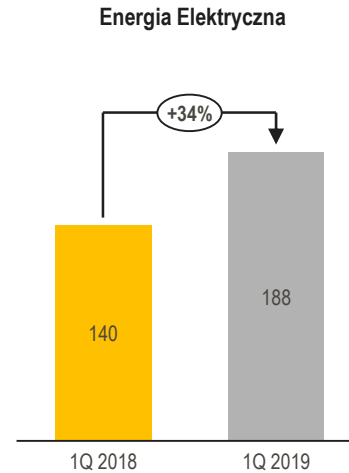
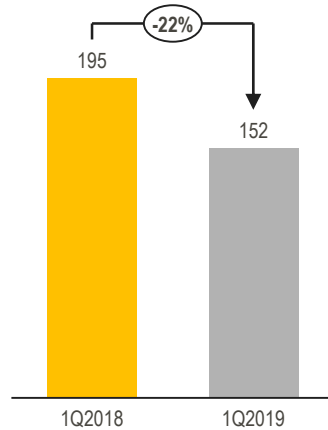
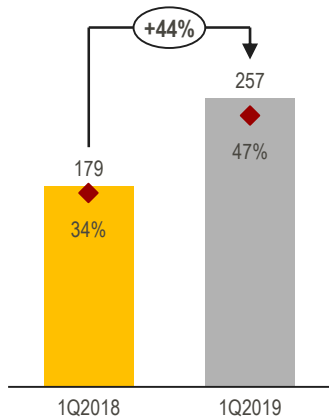
### 4 Notowania cen węgla na polskim rynku i praw do emisji CO<sub>2</sub>



## Podsumowanie kluczowych parametrów operacyjnych – Segment energetyka wiatrowa

- 1** Produkcja FW (brutto) i LF %
- 2** Średni stały koszt operacyjny na MW w FW [tys. PLN/MW/rok]
- 3** Średnie przychody na MWh (po kosztach bilansowania) na poziomie Grupy [PLN/MWh]

Dane kwartalne



◆ Q Produktywność (%)  
 ■ Q Produkcja (GWh)

## Podsumowanie kluczowych parametrów operacyjnych

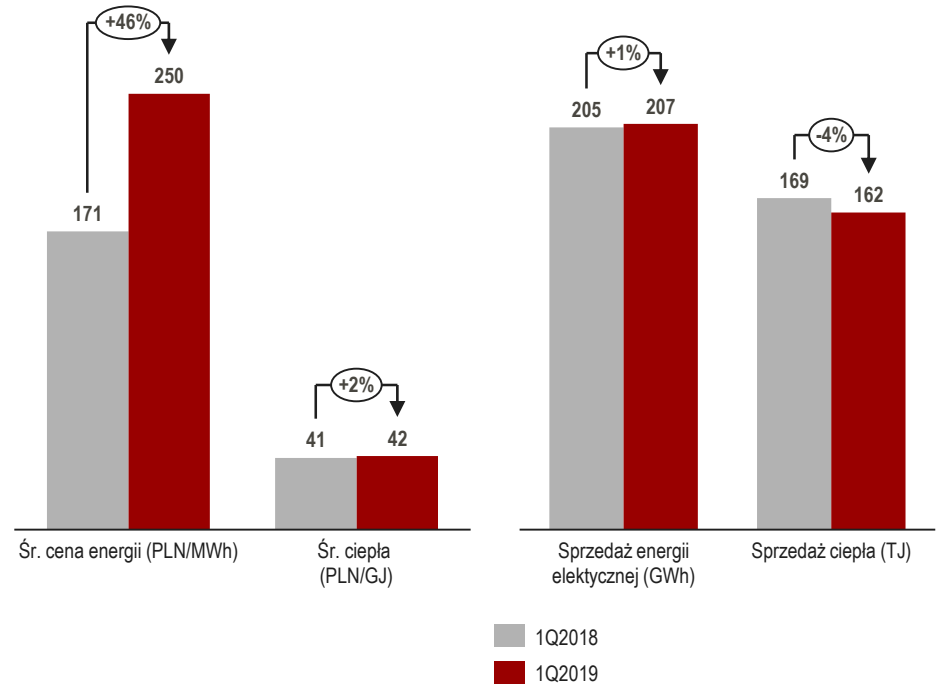
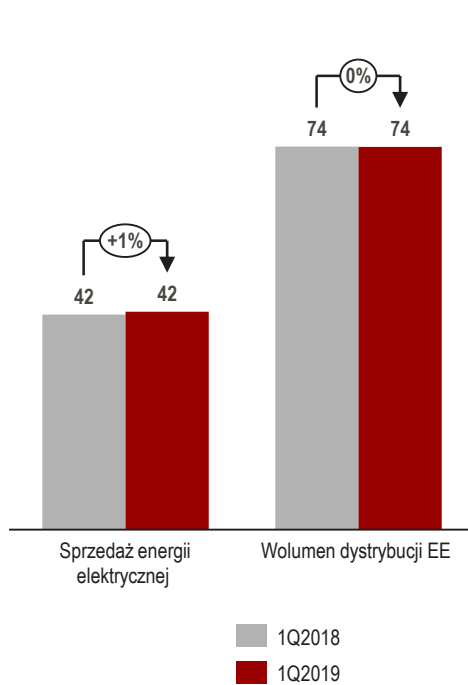
4

Segment dystrybucji – sprzedaż [GWh]

5

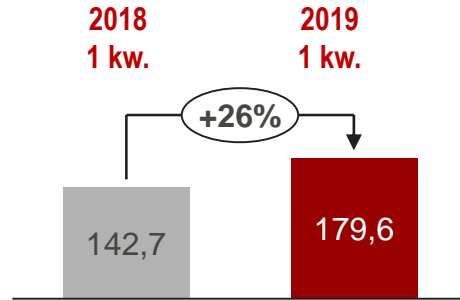
Segment energetyki konwencjonalnej – sprzedaż [GWh] i średnie ceny [PLN/MWh]

Dane kwartalne



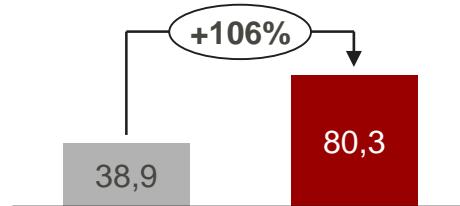
## Podsumowanie kluczowych wyników

### Przychody (bez segmentu Obrotu)



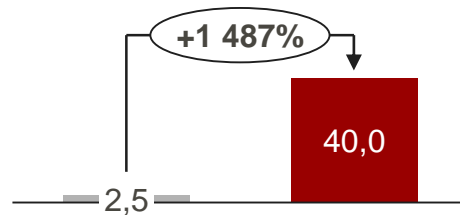
- Przychody wyższe ze względu na wzrost przychodów segmentów energetyki wiatrowej i konwencjonalnej częściowo skompensowany przez niższe przychody w segmencie biomasy.

### EBITDA (znormalizowany)



- Wzrost wyniku EBITDA znorm. głównie ze względu na wyższy wynik w segmencie energetyki wiatrowej (37,4m) oraz obrotu (4,3m).

### Zysk Netto (znormalizowany)

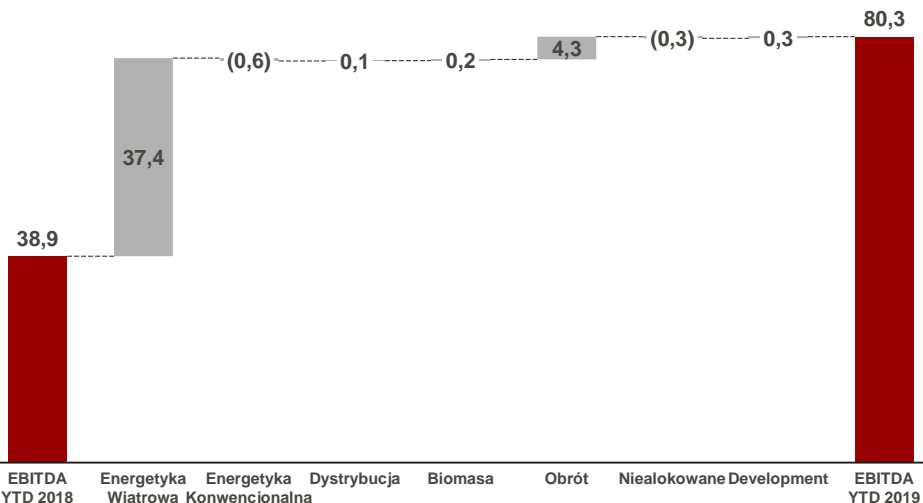


- Wzrost zysku netto znorm. to efekt wyższego wyniku EBITDA skompensowany przez wyższy podatek dochodowy.

**WYŻSZE WYNIKI GŁÓWNIEM W EFEKCIE LEPSZEJ WIETRZNOŚCI I WYŻSZYCH CEN SPRZEDAŻY ZIELONYCH CERTYFIKATÓW I ENERGII ELEKTRYCZNEJ**

## EBITDA według segmentów operacyjnych

### Kwartalnie



### Komentarze

**Energetyka Wiatrowa:** wzrost wyniku jest konsekwencją wyższych wolumenów produkcji oraz cen sprzedaży zielonych certyfikatów i energii elektrycznej.

**Energetyka Konwencjonalna:** spadek wyniku jest konsekwencją braku przychodów z tytułu złotych certyfikatów w związku z wygaśnięciem z końcem 2018 roku dotychczasowego systemu wsparcia dla kogeneracji gazowej, skompensowanym częściowo przez wyższe przychody z rekompensaty kosztów osieroconych (negatywny efekt aktualizacji długoterminowych cen gazu ziemnego i uprawnień do emisji CO<sub>2</sub> w 1Q 2018) oraz wyższe przychody z tytułu rekompensaty gazowej za 2019 rok (wyższy wskaźnik korekcyjny Wg).

**Dystrybucja:** wzrost wyniku z uwagi na wyższą marżę dystrybucyjną, niższe koszty operacyjne oraz zwrot podatku od nieruchomości, skompensowane przez niższą marżę na sprzedaży energii.

**Biomasa:** wzrost wyniku jest konsekwencją trwającej restrukturyzacji segmentu. Ponadto, wzrost cen pelletu pozwolił na osiągnięcie lepszej rentowności produkcji.

**Obrót:** wzrost wyniku ze względu na lepszy wynik na handlu energią elektryczną, lepszy wynik na sprzedaży zielonych certyfikatów w związku z wyższymi cenami sprzedaży oraz niższe koszty operacyjne i koszty prowizji, skompensowane częściowo przez gorszy wynik na sprzedaży energii elektrycznej z farm wiatrowych w związku z wyższymi kosztami bilansowania i profilowania.

**Niealokowane:** spadek wyniku w związku z wyższymi kosztami operacyjnymi Centrali ze względu na korektę rozliczenia podatku VAT za 2018 rok.

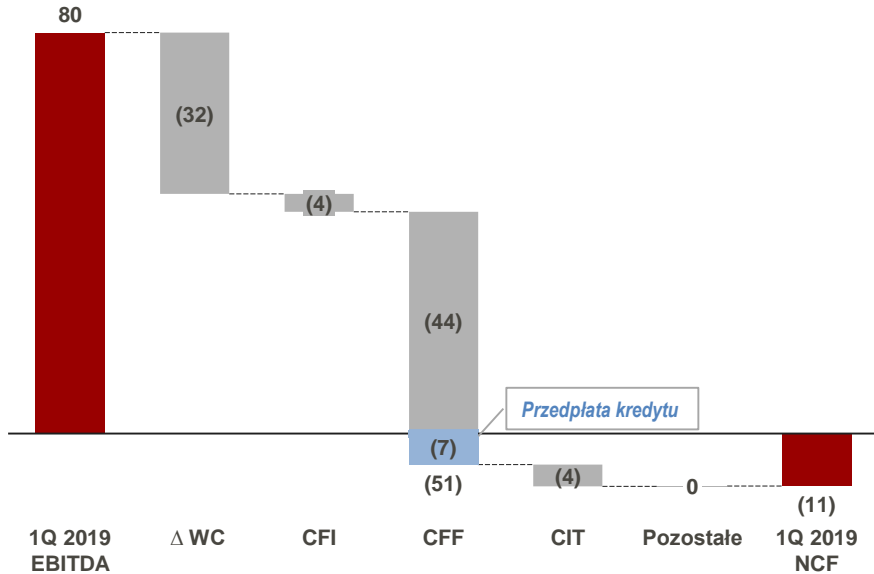
**Development:** wzrost wyniku ze względu na niższe koszty segmentu zaalokowane do rachunku zysków i strat.

**POPRAWA WYNIKU SEGMENTU ENERGETYKI WIATROWEJ I OBROTU GŁÓWNIEM W EFEKCIE LEPSZEJ WIETRZNOŚCI I WYŻSZYCH CEN ZIELONYCH CERTYFIKATÓW I ENERGII ELEKTRYCZNEJ**



## Przepływy pieniężne Grupa Polenergia

### Kwartalnie



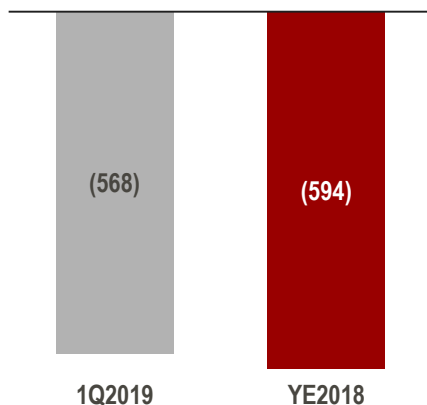
### Komentarze

- **Δ WC:** przejściowe zwiększenie należności z tytułu rekompensaty gazowej i kosztów osieroconych (płatność uregulowana 5 kwietnia) (-19m), wzrost należności z tytułu wyższych cen energii elektrycznej w ENS (-6m) oraz rozliczenie transakcji handlowych w segmencie obrotu (-5m).
- **CFI:** wydatki inwestycyjne poniesione na Onshore RTB oraz rozwój sieci dystrybucji.
- **CFF:** przede wszystkim obsługa długu w segmencie energetyki wiatrowej, konwencjonalnej i dystrybucji (-10m) oraz spłata kredytu obrotowego w segmencie obrotu (-29m). Uwzględnia przedpłatę kredytu inwestycyjnego w wysokości 7mPLN w farmach wiatrowych Amon i Talia.

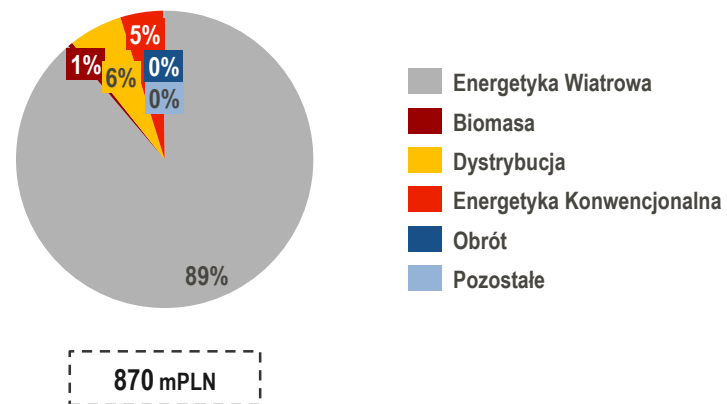
**POZYTYWNE PRZEPŁYWY OPERACYJNE SKOMPENSOWANE PRZEZ ZMIANĘ KAPITAŁU OBROTOWEGO W ENS, SPŁATĘ KREDYTU OBROTOWEGO W SEGMENTCIE OBROTU ORAZ PRZEDPŁATĘ KREDYTU W FW AMON I TALIA**

## Struktura zadłużenia na 31 marca 2019 roku

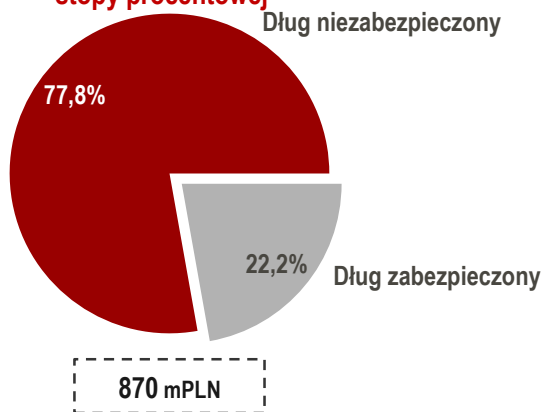
Dług netto (1Q2019 vs. YE2018)



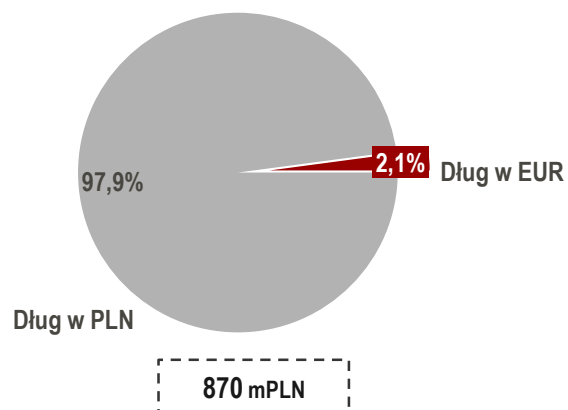
Struktura zadłużenia według segmentów



Struktura zadłużenia – zabezpieczenie stopy procentowej



Struktura zadłużenia według walut (EUR vs. PLN)



**KONTYNUOWANY SPADEK DŁUGU NETTO  
BRAK RYZYKA WALUTOWEGO. RYZYKO STOPY PROCENTOWEJ ZABEZPIECZONE W OK. 22%**



ENERGETYKA WIATROWA



ENERGETYKA KONWENCJONALNA



DYSTRYBUCJA

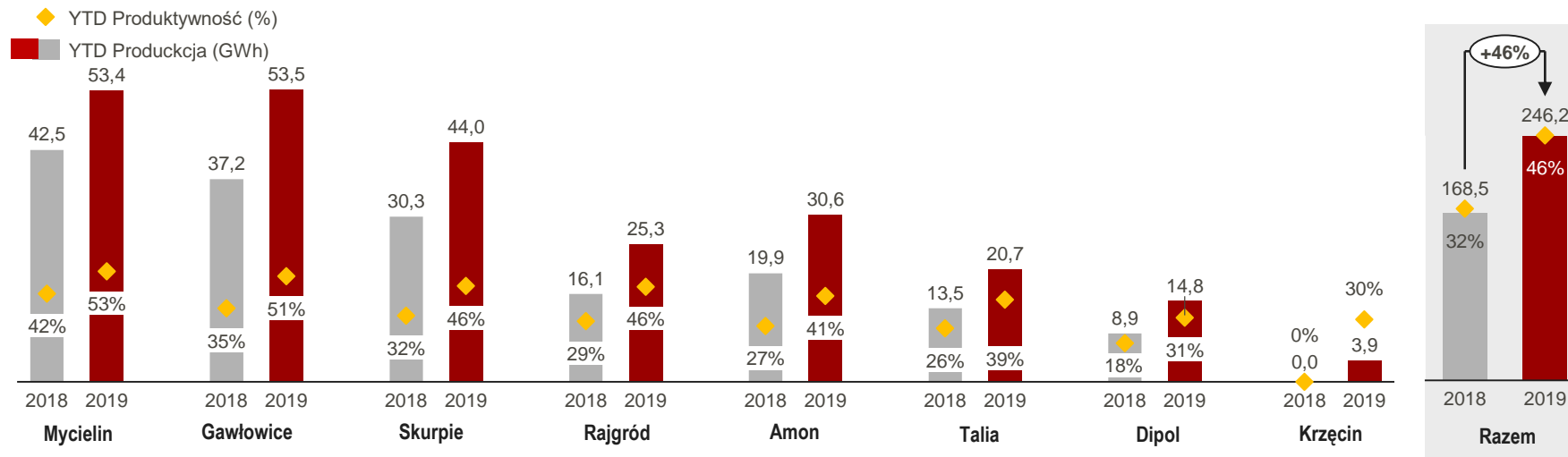


OBRÓT

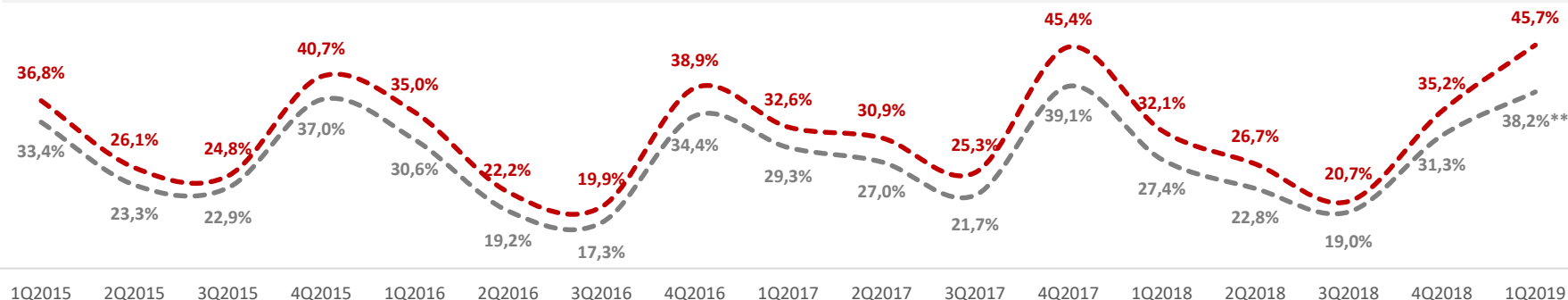
## Podsumowanie wyników segmentów

## Energetyka wiatrowa - produkcja

### Produkcja (netto), narastająco



### Produktyność netto farm Polenergii powyżej średniej\*



\* Porównanie na bazie produktyności netto (po zużyciu własnym i stratach) z uwagi na dostępność danych dot. sektora

\*\* Kalkulacja produkcji netto sektora w marcu w oparciu o stosunek produkcji netto Polenergii z marca do produkcji netto Polenergii ze stycznia i lutego

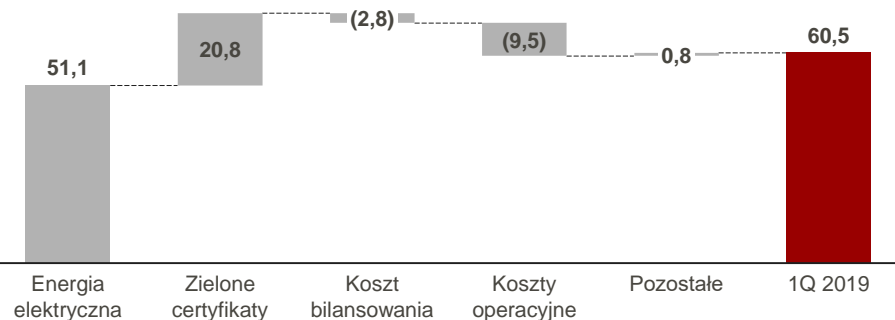
--- Średnia produktyność farm wiatrowych w Polsce

--- Średnia produktyność farm wiatrowych Polenergii

**ZASTOSOWANIE NOWOCZESNYCH TECHNOLOGII, BARDZO DOBRA LOKALIZACJA PROJEKTÓW ORAZ DOŚWIADCZONY ZESPÓŁ TECHNICZNY UMOŻLIWIĄJĄ STAŁE OSIĄGANIE WYŻSZYCH POZIOMÓW PRODUKCJI OD ŚREDNIEJ RYNKOWEJ**

## Energetyka wiatrowa – 1 kwartał

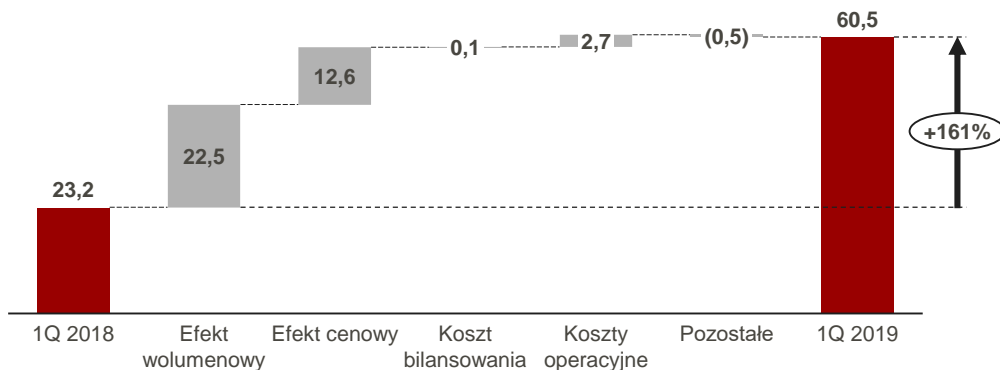
### 1 EBITDA build-up



### Komentarze

- Wolumen produkcji EE wyższy o 77,7 GWh, natomiast wolumen produkcji ZC wyższy o 78,1 GWh.
- Wyższa średnia cena zielonych certyfikatów i energii elektrycznej.
- Koszty operacyjne niższe w wyniku zmiany prezentacji kosztów dzierżaw. Nowe podejście księgowe zastosowane w 2019 roku (MSSF 16) zakłada prezentację kosztów dzierżaw analogicznie do umów leasingu.

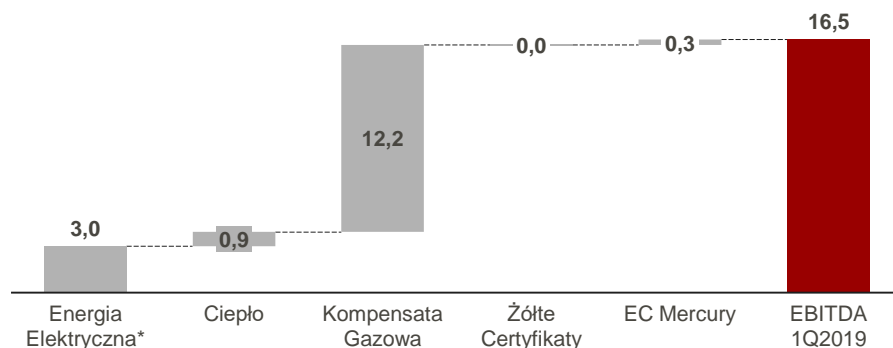
### 2 EBITDA bridge



**WYŻSZY WOLUMEN PRODUKCJI, WYŻSZE CENY SPRZEDAŻY ZIELONYCH CERTYFIKATÓW I ENERGII ELEKTRYCZNEJ**

## Energetyka konwencjonalna – 1 kwartał

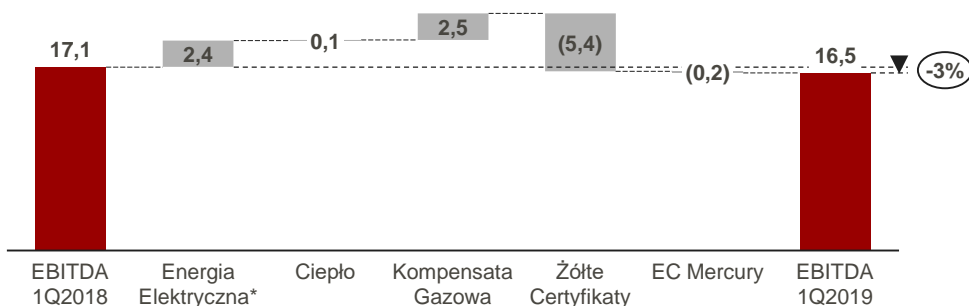
### 1 EBITDA build-up



### Komentarze

- Brak przychodów z żółtych certyfikatów w 2019 roku, dotychczasowy system wsparcia kogeneracji skończył się w grudniu 2018 roku.
- Wyższy wynik z tytułu rekompensaty gazowej wynika z wyższego prognozowanego wskaźnika Wg w 1Q2019 vs 1Q2018 (0,55 vs 0,46).
- Wyższy wynik na energii elektrycznej wynika z wyższych przychodów z rekompensaty kosztów osieroconych (w 1Q2018 negatywny efekt aktualizacji długoterminowych cen gazu ziemnego i uprawnień do emisji CO<sub>2</sub>).

### 2 EBITDA bridge

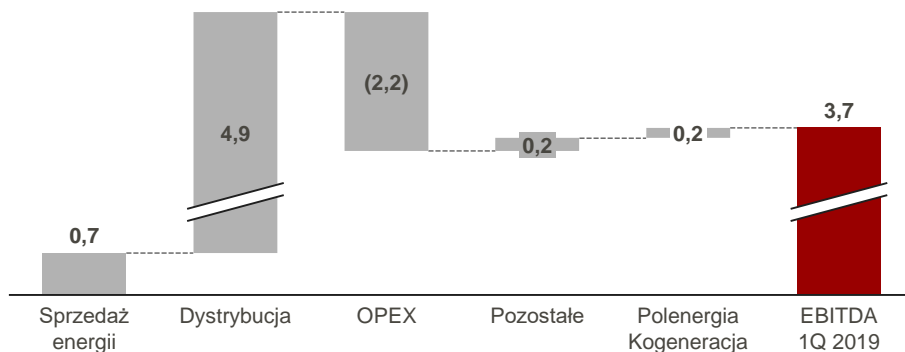


\* Uwzględnia kompensatę kosztów osieroconych oraz przychody z tytułu świadczenia usługi black-start

**STABILNA DZIAŁALNOŚĆ OPERACJNA. NIŻSZY WYNIK EBITDA Z UWAGI NA BRAK PRZYCHODÓW Z TYTUŁU ŻÓŁTYCH CERTYFIKATÓW W ZWIĄZKU Z WYGAŚNIĘCIEM Z KOŃCEM 2018 ROKU WSPARCIA DLA KOGENERACJI GAZOWEJ**

## Dystrybucja – 1 kwartał

### 1 EBITDA build-up

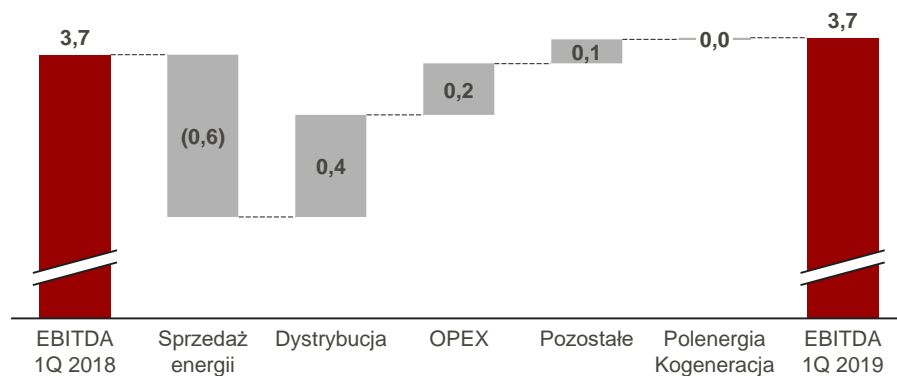


### Komentarze

Segment dystrybucji zanotował wzrost wyniku EBITDA o 0,1 mln zł w 2019 roku, co jest głównie konsekwencją:

- wyższej marży dystrybucyjnej,
- niższych kosztów operacyjnych (niższe koszty podatku od nieruchomości i usług obcych),
- zwrotu podatku od nieruchomości,
- niższej marży na sprzedaży energii.

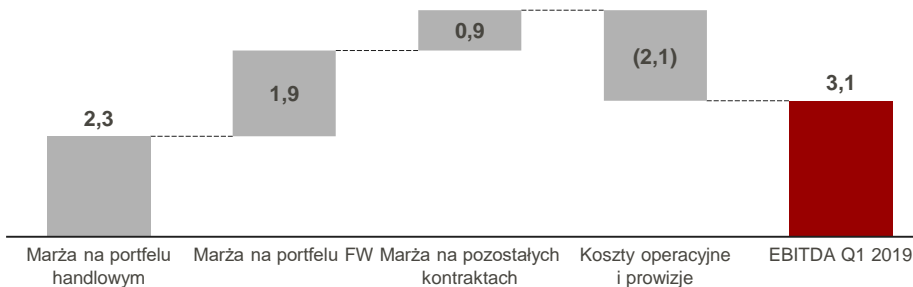
### 2 EBITDA bridge



**STABILNA DZIAŁALNOŚĆ OPERACYJNA. WYŻSZA EBITDA Z UWAGI NA WZROST MARŻY NA DYSTRYBUCJI ENERGII ELEKTRYCZNEJ ORAZ NIŻSZE KOSZTY OPERACYJNE**

## Obrót – 1 kwartał

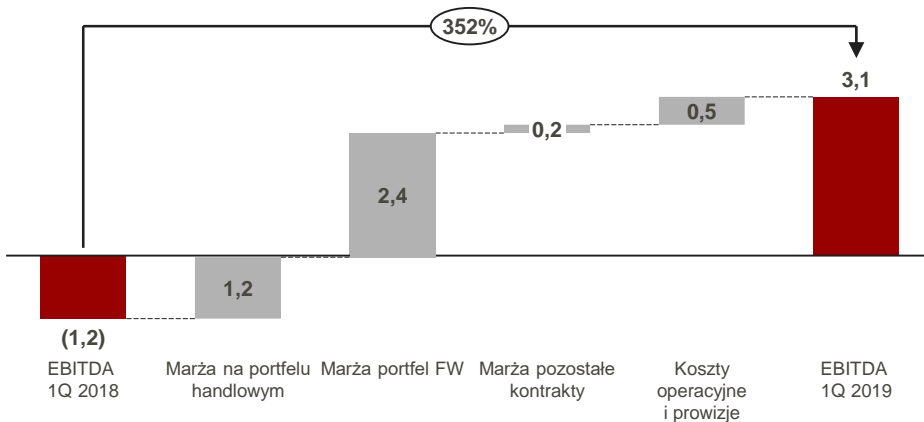
### 1 EBITDA build-up



### Komentarze

- Wzrost wyniku na handlu energią elektryczną.
- Wzrost wyniku na sprzedaży zielonych certyfikatów w związku z wyższymi cenami sprzedaży.
- Niższy wynik ze sprzedaży energii elektrycznej z FW w związku z większymi kosztami bilansowania i profilowania.
- Niższe koszty operacyjne i koszty prowizji.

### 2 EBITDA bridge



**DOBRY WYNIK NA HANDLU ENERGIĄ ELEKTRYCZNĄ I ZIELONYMI CERTYFIKATAMI ORAZ NIŻSZE KOSZTY OPERACYJNE**

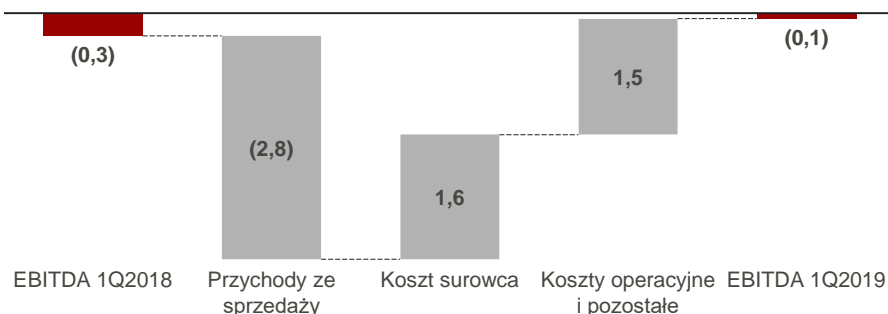


## Biomasa – 1 kwartał

### 1 EBITDA build-up



### 2 EBITDA bridge



### Komentarze

- Lepszy wynik względem roku ubiegłego z uwagi na częściową restrukturyzację segmentu (zamknięcie zakładu Biomasa Południe i ograniczenie działalności Biomasa Północ) oraz wyższą rentowność na poziomie operacyjnym zakładu Biomasa Wschód.
- Niższe przychody ze sprzedaży oraz niższe koszty działalności z uwagi na zamknięcie działalności operacyjnej dwóch zakładów oraz niższy wolumen sprzedaży zakładu Biomasa Wschód.
- Zawarto list intencyjny z Enea Połaniec na dostawę pelletu w latach 2020-2026, co może mieć pozytywny wpływ na rozmowy banku finansującego z inwestorem dla zakładu Biomasa Wschód.
- Podpisano porozumienia z Bankiem Pekao SA, na mocy których zmodyfikowano harmonogram spłat kredytu inwestycyjnego w celu utrzymania płynności finansowej.

**WYŻSZY WYNIK SPOWODOWANY OGRANICZENIEM DZIAŁALNOŚCI W SEGMENTCIE BIOMASY I POPRAWĄ SYTUACJI NA TYM RYNKU**

## Projekty w fazie rozwoju

### Onshore RTB (Dębsek, Szymankowo, Kostomłoty, Piekło):

- Grupa posiada portfel projektów o łącznej mocy 199 MW będących w końcowej fazie rozwoju, które posiadają pozwolenie na budowę.
- Grupa kontynuuje prace w celu przygotowania do budowy portfela projektów farm wiatrowych w oparciu o przychody z rynku energii lub kontrakty długoterminowe. Grupa nie wyklucza także udziału w ewentualnej aukcji dla farm wiatrowych w 2019 roku.

### Offshore:

- Grupa przygotowuje do budowy trzy morskie farmy wiatrowe (Polenergia Bałtyk I S.A., MFW Bałtyk II Sp. z o.o. i MFW Bałtyk III Sp. z o.o.) zlokalizowane na Morzu Bałtyckim o łącznej mocy do 3000 MW.
- Termin budowy farm uzależniony jest od wejścia w życie stosownego systemu regulacyjnego.
- 28 stycznia 2019 roku spółka MFW Bałtyk II sp. z o.o. otrzymała warunki przyłączenia przewidujące możliwość przyłączenia morskiej farmy wiatrowej Bałtyk Środkowy II o łącznej mocy 240 MW, co oznacza możliwość zwiększenia łącznej mocy morskich farm wiatrowych (MFW Bałtyk II sp. z o.o. i MFW Bałtyk III sp. z o.o.) z 1200 MW do 1440 MW.
- 30 stycznia 2019 roku spółka Polenergia Bałtyk I S.A. uzyskała warunki przyłączenia dla rozwijanego projektu morskiej farmy wiatrowej Bałtyk Północny. Zgodnie z otrzymanymi warunkami przyłączenia przewidziano możliwość przyłączenia morskiej farmy wiatrowej o łącznej mocy 1560 MW.

### Wińsko:

- Projekt jest oferowany do sprzedaży dla potencjalnych nabywców, trwają wstępne rozmowy z potencjalnymi kontrahentami.

### PV:

- Spółka rozwijająca projekty farm fotowoltaicznych o łącznej mocy 8MW wygrała aukcję i tym samym uzyskała prawo do pokrycia ujemnego salda w odniesieniu do ceny zaoferowanej w toku aukcji za wyprodukowaną energię elektryczną przez okres 15 lat.
- Rozpoczęto prace przygotowawcze do budowy elektrowni fotowoltaicznej o łącznej mocy 8MW.
- Trwa przygotowanie do udziału w kolejnych aukcjach oczekiwanych w 2019 roku z projektami elektrowni fotowoltaicznych o łącznej mocy 16 MW. Kolejne projekty o mocy 30 MW znajdują się we wcześniejszej fazie rozwoju.

**DALSZY ROZWÓJ MORSKICH FARM WIATROWYCH I ZWIĘKSZENIE ŁĄCZNEGO POTENCJAŁU PROJEKTÓW POLENERGII DO 3 000MW. KONTYNUACJA ROZWOJU 199MW FARM WIATROWYCH NA ŁĄDZIE ORAZ 54MW FARM PV (Z CZEGO 8MW Z ZAGWARANTOWANYM WSPARCIEM)**