



ENERGETYKA WIATROWA



ENERGETYKA KONWENCJONALNA



DYSTRYBUCJA



OBRÓT

# GK POLENERGIA

## Wyniki finansowe za 4 kwartał 2019 r.

Marzec 2020

## Rok 2019 obfitował w wydarzenia mające pozytywne przełożenie na działalność Grupy

<p><b>+</b></p> <p><b>Zmiana podejścia do OZE ze strony rządu</b></p> <p>W 2019 rząd przeprowadził aukcje OZE dla lądowych FW o mocy ok. 2,5 GW i dla projektów PV o mocy ok. 750 MW. Zintensyfikowano prace nad Ustawą o morskiej energetyce wiatrowej. Pojawiły się liczne wypowiedzi członków rządu o konieczności rozwoju OZE.</p>	<p><b>+</b></p> <p><b>Wysoka wietrzność</b></p> <p>Produktywność brutto farm wiatrowych wyniosła w 2019 roku 36% wobec 30% w 2018 roku.</p>	<p><b>+</b></p> <p><b>Aukcje OZE dla farm wiatrowych</b></p> <p>W 2019 roku odbyły się aukcje m.in. dla farm wiatrowych na lądzie o mocy około 2,5 GW. Polenergia wygrała w aukcji OZE z trzema projektami farm wiatrowych (Dębask, Szymankowo, Kostomłoty) o łącznej mocy 186 MW.</p>	<p><b>+</b></p> <p><b>Zmiana umów PPA/CPA w farmach wiatrowych Mycielin i GSR</b></p> <p>Urealnienie kosztów profilowania i bilansowania oraz uelastycznienie zasad zabezpieczenia sprzedaży energii elektrycznej i zielonych certyfikatów.</p>	<p><b>+</b></p> <p><b>Pionierskie finansowanie projektu Szymankowo</b></p> <p>Stabilne warunki rynkowe umożliwiły sfinansowanie pierwszego projektu wiatrowego tej skali w Polsce w oparciu o przychody z rynku energii w formule project finance.</p>
<p><b>+</b></p> <p><b>Europejski Zielony Ład</b></p> <p>Plan inwestycyjny przygotowany przez UE zakłada uruchomienie w następnym dziesięcioleciu 1 bln euro na wsparcie zrównoważonych inwestycji i stworzenie sprzyjających warunków dla inwestorów.</p>	<p><b>+</b></p> <p><b>Wysoka efektywność działalności handlowej</b></p> <p>Wzrost wyniku na działalności handlowej o 21m rok do roku w efekcie skutecznego wykorzystywania okazji rynkowych.</p>	<p><b>+</b></p> <p><b>ENS zabezpieczyła przychody z rynku mocy na rok 2024 na aukcji</b></p> <p>Dodatkowy przychód w wysokości 28,9m i o 6,7m wyższy wynik.</p>	<p><b>+</b></p> <p><b>Sprzedaż 50% udziałów w MFW I</b></p> <p>Przychód z tyt. sprzedaży projektu wyniósł 34m.</p>	<p><b>+</b></p> <p><b>Rozwój morskich farm wiatrowych</b></p> <p>Spółki MFW I i MFW II uzyskały warunki techniczne przyłączenia o mocy 1,56 GW i 240 MW. Spółka MFW Bałtyk III uzyskała decyzję środowiskową dla infrastruktury przesyłowej łączącej planowane stacje elektroenergetyczne na morzu z KSE.</p>

W konsekwencji, w 2019 roku wartość Spółki wzrosła o 31%, tj. 291m oraz odnotowano rekordowe wyniki finansowe

## Podsumowanie najważniejszych wydarzeń w 4 kwartale 2019 r.

### Fakt



### Efekt / Komentarz

- **Wzrost wyceny Spółki**
  - Wzrost ceny akcji z 20,5 PLN na 31.12.2018 do 26,9 PLN na 31.12.2019 i 29,8 PLN na dzień 06.03.2020.
- **Aukcje OZE – zapowiedź aukcji na rok 2020 w dwóch turach (także dla dużego wiatru):** Pierwsza tura aukcji została zapowiedziana na połowę tego roku, druga – na ostatni kwartał.
  - Tegoroczne aukcje dla projektów o mocy ponad 1 MW przewidują zakup EE z farm wiatrowych do 800 MW, a z PV – 700 MW.
  - Aukcje dla projektów o mocy do 1 MW zakładają wsparcie dla elektrowni fotowoltaicznych o łącznej mocy 800 MW.
  - W związku z opublikowaniem podpisanego przez Premiera rozporządzenia nt. ilości i wartości energii możliwej do zakupu w aukcjach w 2020 r., nie będzie potrzebna kolejna nowelizacja ustawy o OZE do przeprowadzenia aukcji w 2020 r.
- **Ustawa offshore – projekt skierowany do konsultacji publicznych**
  - Rząd planuje przyjęcie projektu ustawy dedykowanej morskiej energetyce wiatrowej w I kwartale 2020 r.
  - Projektowane przepisy wprowadzają dwufazowy model systemu wsparcia. W pierwszej fazie systemu wsparcia, zaplanowanej na lata 2020-22, dla farm o mocy do 4,6GW prawo do pokrycia ujemnego salda będzie przyznawane projektom posiadającym m.in. zawartą umowę o przyłączenie. W drugiej fazie prawo do pokrycia ujemnego salda będzie przyznawane w drodze aukcji.
  - Pierwsze aukcje zaplanowano na rok 2023, maksymalny okres wsparcia miałby wynieść 25 lat.
- **Ustawa odległościowa – zapowiedź liberalizacji zasady 10H**
  - Minister rozwoju Jadwiga Emilewicz zapowiedziała przygotowanie projektu ustawy dotyczącej zmian regulacyjnych dla lądowej energetyki wiatrowej w I połowie 2020 r.
  - Po odbyciu konsultacji społecznych, realny termin wejścia w życie nowej ustawy to 1 stycznia 2021 r.
- **PV Sulechów I – uzyskano koncesję na wytwarzanie energii elektrycznej:** W dniu 24.01.2020 r. spółka Farma Wiatrowa 17 realizująca projekt PV Sulechów I uzyskała koncesję
- **Rozpoczęcie procesu finansowania farm wiatrowych Dipol i Krzęcin:** W dniu 26.02.2020 r. farmy wiatrowe Dipol i Krzęcin zawarły umowę kredytów.
  - Uzyskanie koncesji na wytwarzanie energii elektrycznej jest jednoznaczne z wejściem do systemu aukcyjnego.
  - Od 2020 r. Grupa wyodrębni fotowoltaikę jako osobny segment operacyjny.
- **Dystrybucja ze spółek:** W 4 kwartale 2019 roku wypłacono łącznie 58,7m z projektów Grupy z czego: ENS (40m), farma wiatrowa Krzęcin (1,3m), farma wiatrowa Mycielín (14,7m) oraz Polenergia Dystrybucja (2,7m).
  - Łączna kwota zadłużenia do 31,8m PLN, przeznaczona na: refinansowanie istniejącego zadłużenia Dipol, zasilenie rachunków rezerwy obsługi długu Kredytobiorców oraz refinansowanie udziałów własnych Polenergii S.A. wniesionych do Kredytobiorców.
  - Spłata kredytów terminowych nastąpi nie później niż w terminie 7 lat od dnia zawarcia.
- **Przedpłata długu w farmach wiatrowych Amon, Talia i Mycielín**
  - W przypadku farmy wiatrowej Krzęcin dotychczasowe wypłaty skutkują rekordowym tempem zwrotu zainwestowanego kapitału.
  - Pierwsza dystrybucja środków z farmy wiatrowej Mycielín.
  - Projekty Polenergii gwarantują stabilne przepływy do Centrali pozwalające na realizację kolejnych inwestycji.
- **Wzrost cen zielonych certyfikatów w 4 kwartale**
  - Zgodnie z umową kredytu, w 4 kwartale dokonano przedpłaty zadłużenia w kwocie 10,9m (Amon 3,6 m PLN, Talia 2,4 m PLN, Mycielín 4,9m PLN) z nadwyżki przepływów pieniężnych.
  - Ceny zielonych certyfikatów wzrosły z poziomu 134 PLN na dzień 31.09.2019 do 144,9 PLN na dzień 31.12.2019 i 151,5 na dzień 06.03.2020.

## Podsumowanie najważniejszych wydarzeń w 4 kwartale 2019 r.

### Fakt



### Działania mitygujące / Komentarz

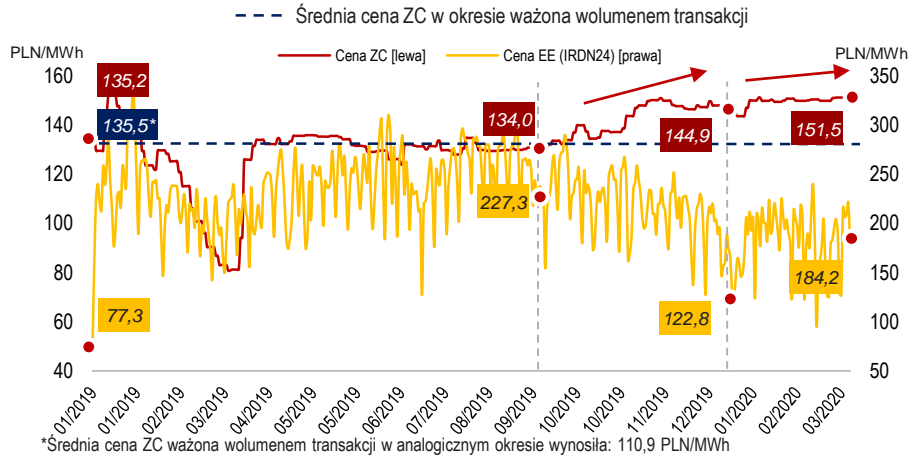
- **Aukcje OZE dla elektrowni fotowoltaicznych:** W 4 kwartale odbyły się aukcje dla elektrowni fotowoltaicznych (ok. 0,7 GW).
  - Polenergia zgłosiła w aukcji 2 projekty PV (Sulechów II i III) o mocy 20,7 MW. Oba projekty oferowały ceny wyższe od ceny maksymalnej ustalonej w aukcji i nie uzyskały wsparcia. Polenergia planuje udział z oboma projektami w kolejnej aukcji w 2020 r.
  - Projekty PV nie są obarczone ryzykiem utraty pozwoleń (jak projekty wiatrowe). To pozwala na bardziej agresywne ofertowanie i stosowanie taktyki przenoszenia projektów na kolejne aukcje w celu „wychwycenia” atrakcyjniejszych cen.
- **Polenergia Dystrybucja – uzyskanie nierentownej taryfy na sprzedaż energii do gospodarstw domowych w 2020 r.**

Prezes URE zatwierdził nową taryfę dla Polenergia Dystrybucja w dniu 27.02.2020r.

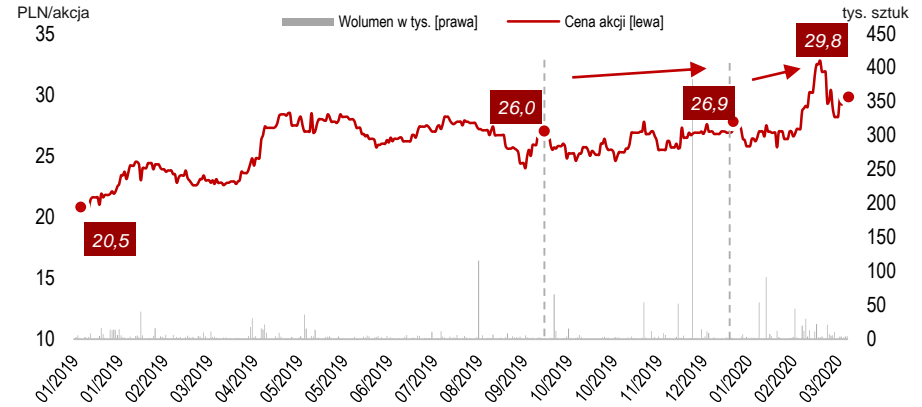
Do czasu zatwierdzenia nowej taryfy, Polenergia Dystrybucja sprzedawała energię po cenie z taryfy na 2018 r., tj. 235 PLN/MWh (brak zatwierdzonej taryfy na 2019r. w związku z zamrożeniem cen).
- **Spadek cen energii elektrycznej:** Spadek notowań kontraktów terminowych forward na energię elektryczną na rok 2021 z 272 PLN/MWh na dzień 30.09.2019 do poziomu około 254,9 PLN/MWh na dzień 31.12.2019 oraz 244,2 na dzień 06.03.2020
  - W związku z zaistniałą sytuacją, Spółka zawiązała w grudniu 2019 r. rezerwę w kwocie 918 tys. zł, co oznacza, iż nie oczekuje istotnego wpływu na EBITDA w 2020 r.
  - Dzięki bieżącemu monitoringowi rynku podjęto decyzję o zabezpieczeniu cen energii elektrycznej na rok 2020 oraz 2021 w części portfela farm wiatrowych ograniczając w ten sposób ekspozycję Grupy na ryzyko potencjalnego spadku cen energii elektrycznej.
  - Grupa aktywnie monitoruje sytuację na rynku energii.
  - W ocenie Grupy i niezależnych doradców rynkowych jest to krótkoterminowy spadek, długoterminowo przewidywany jest wzrost cen.

# Kluczowe indeksy i ceny rynkowe (ostatnie 12 miesięcy)

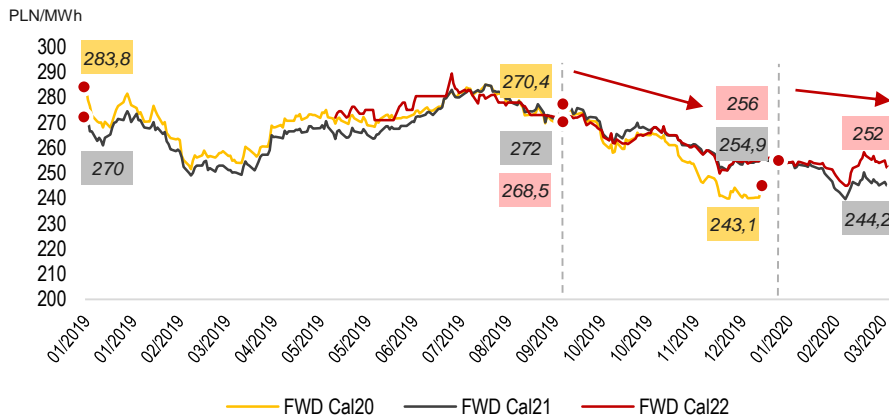
## 1 Ceny zielonych certyfikatów i energii elektrycznej



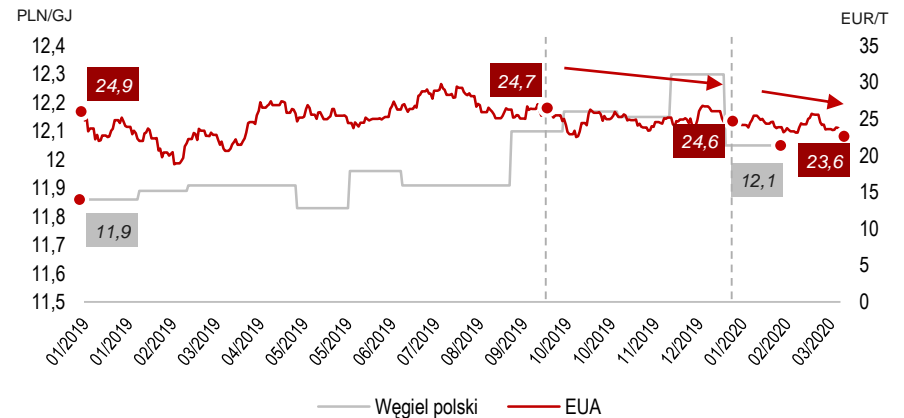
## 2 Notowania cen akcji Polenergia S.A.



## 3 Ceny terminowe energii elektrycznej



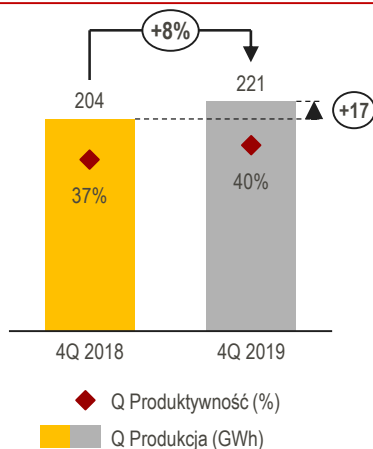
## 4 Notowania cen węgla na polskim rynku i praw do emisji CO<sub>2</sub>



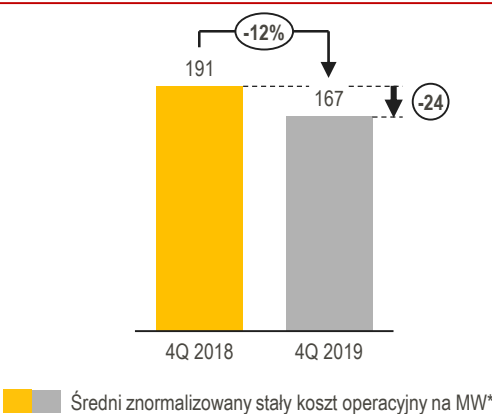
## Podsumowanie kluczowych parametrów operacyjnych – Segment energetyka wiatrowa

### 1 Produkcja farm wiatrowych (brutto) i LF %

Dane kwartalne

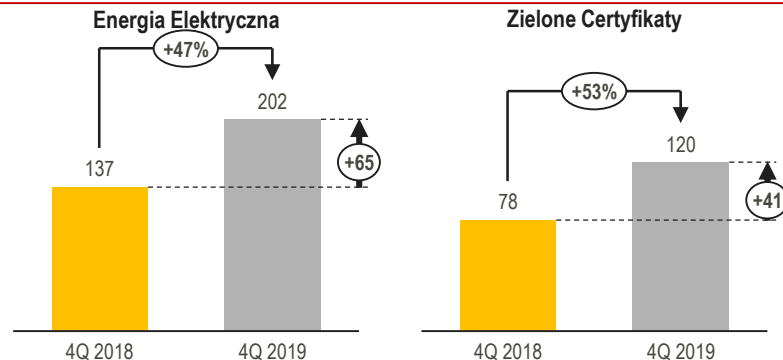


### 2 Średni stały koszt operacyjny na MW w farmach wiatrowych [tys.PLN/MW/rok]

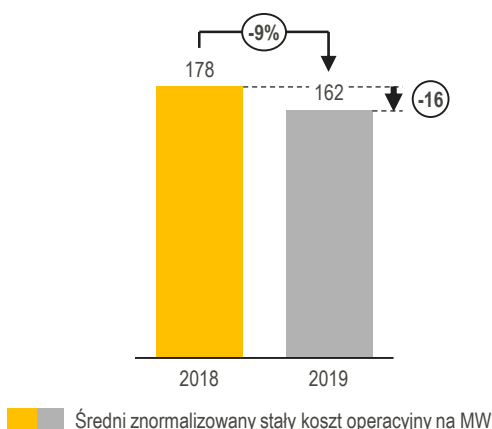
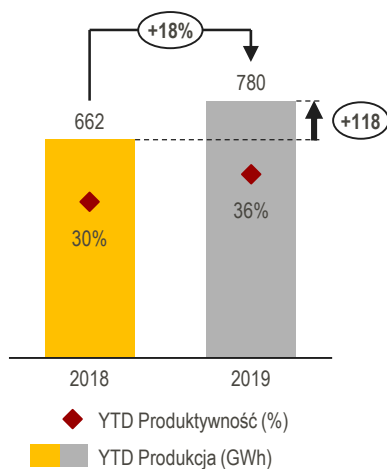


\* Średni stały koszt operacyjny w 2018 roku został znormalizowany o korektę rezerw na koszty podatku od nieruchomości za 2017r. w Gawłowicach i Skurpiach (100,8 PLN/MW). Średni stały koszt operacyjny przed normalizacją wynosi 291,9 PLN/MW.

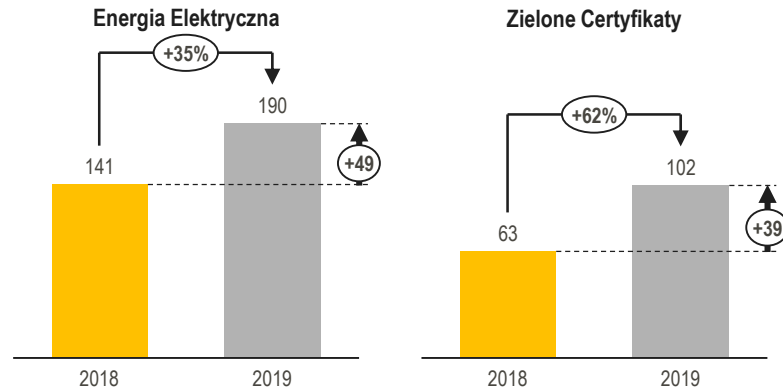
### 3 Średnie przychody na MWh (po kosztach bilansowania i profilu) na poziomie Grupy [PLN/MWh]



Dane narastające

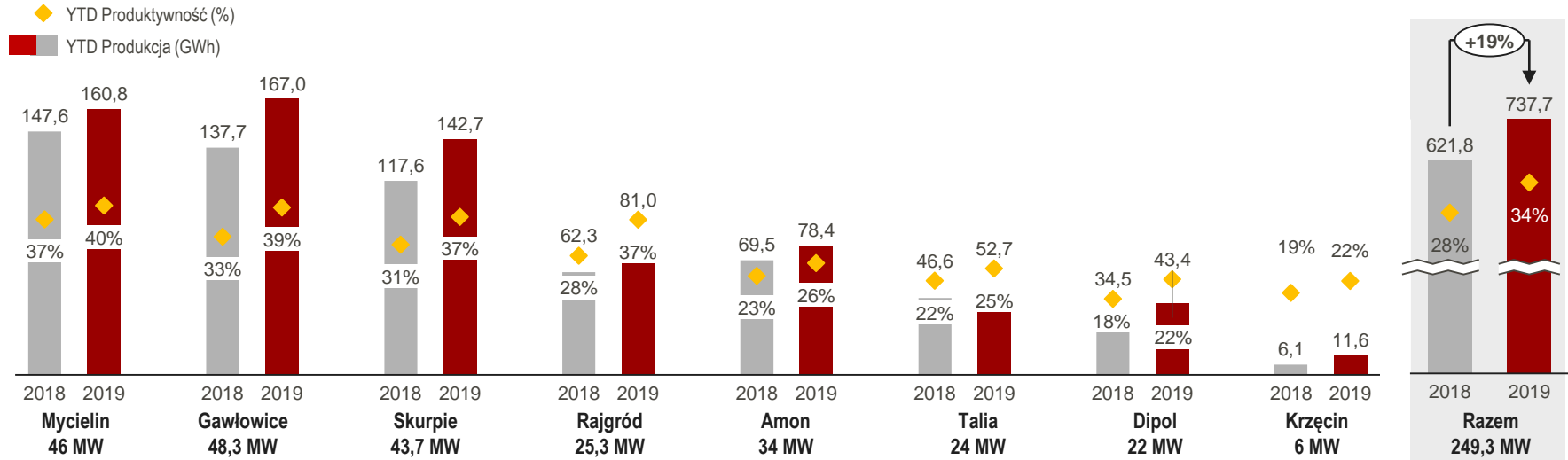


\* Średni stały koszt operacyjny w 2018 roku został znormalizowany o korektę kosztów serwisu technicznego w Mycielinie oraz rezerwy na koszty podatku od nieruchomości za 2017r. w Gawłowicach i Skurpiach (13,4 PLN/MW). Średni stały koszt operacyjny przed normalizacją wynosi 191,9 PLN/MW.

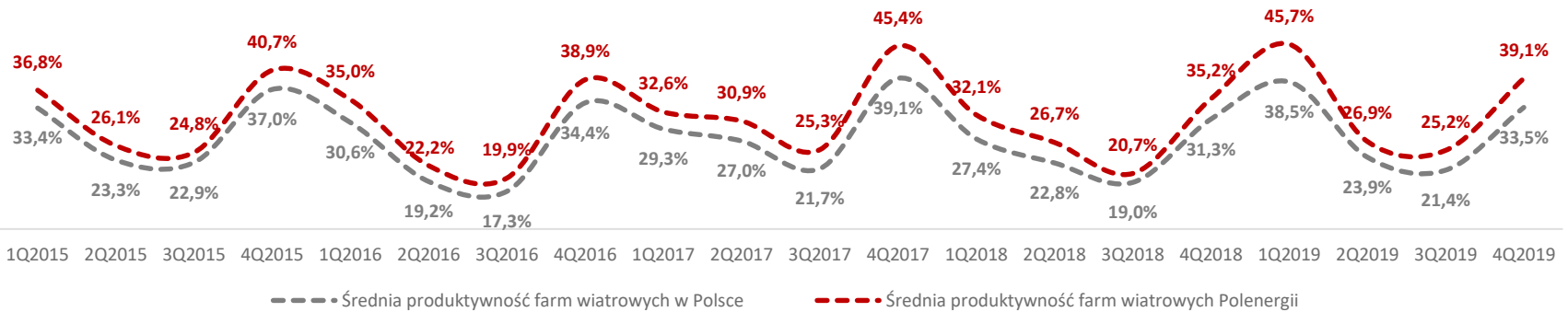


## Energetyka wiatrowa - produkcja

### Produkcja (netto), narastająco



### Produktowność netto farm Polenergii powyżej średniej\*



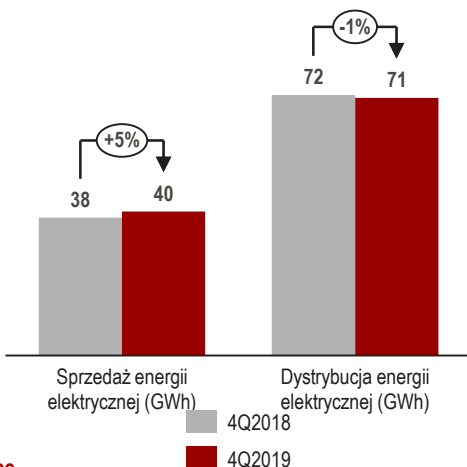
\* Porównanie na bazie produktywności netto (po zużyciu własnym i stratach) z uwagi na dostępność danych dot. sektora

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

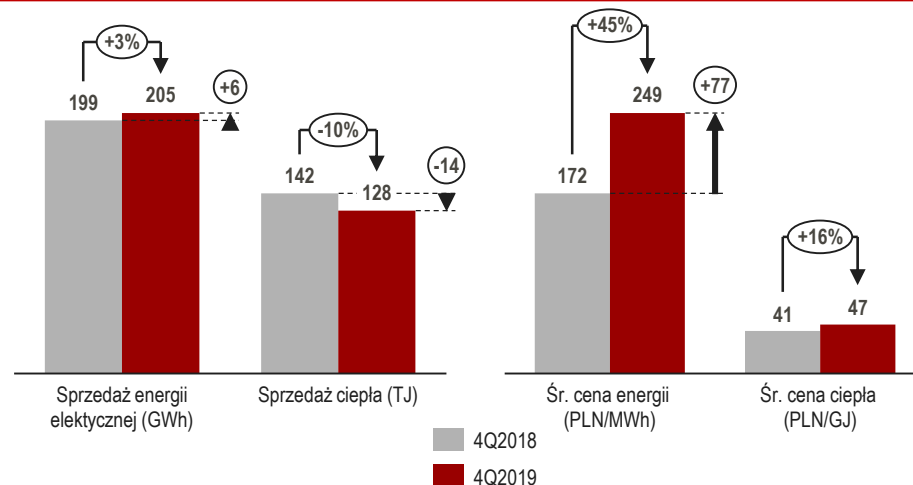
## Podsumowanie kluczowych parametrów operacyjnych

### 4 Segment dystrybucji – sprzedaż [GWh]

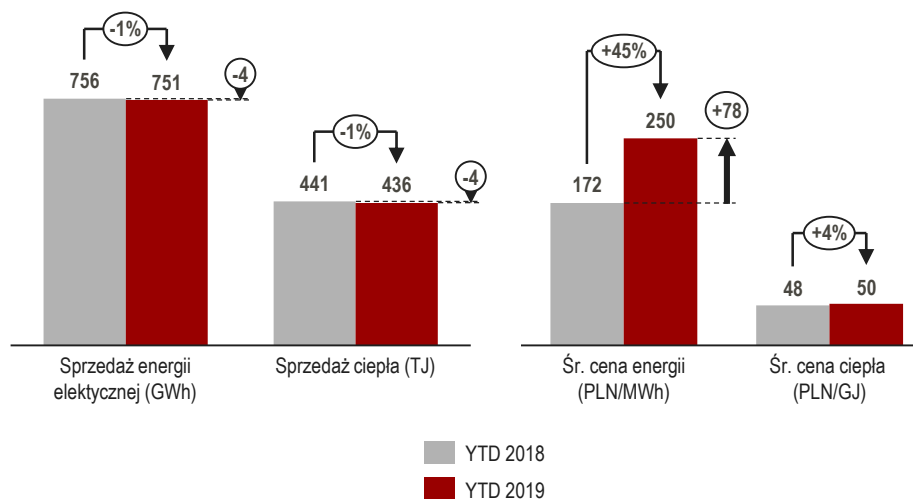
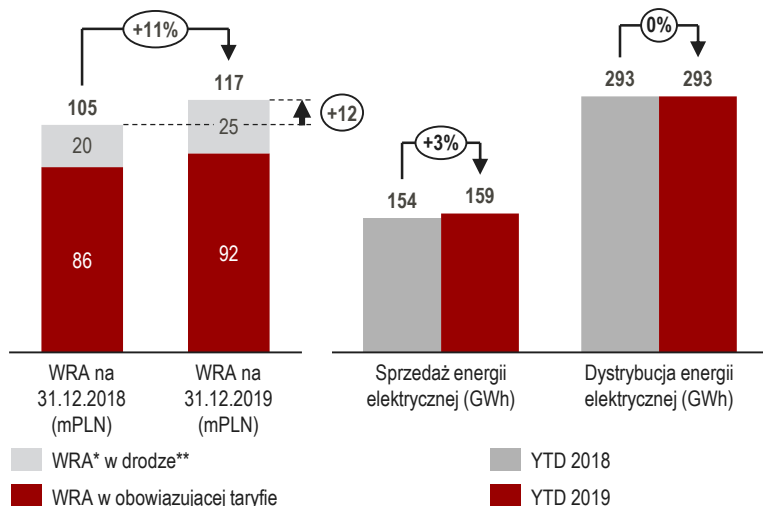
Dane kwartalne



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



Dane narastające

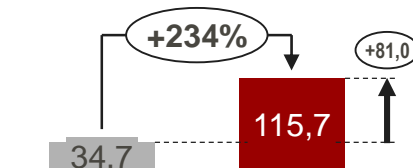
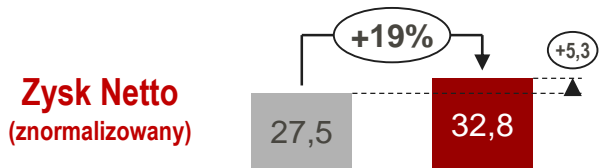
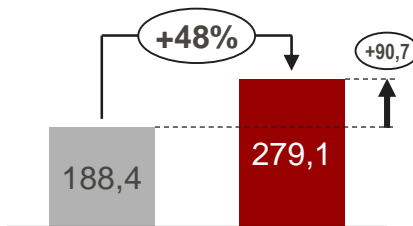
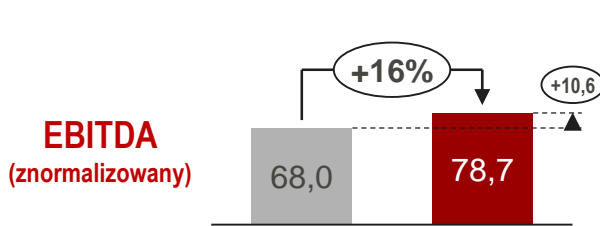
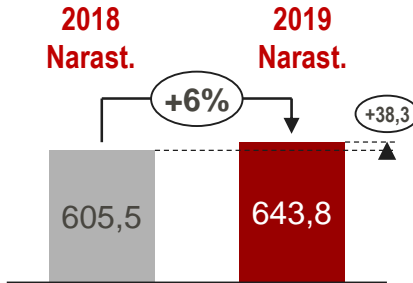
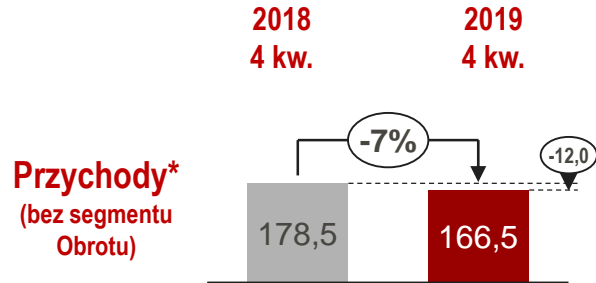


\* Wartość regulacyjna aktywów

\*\* Nakłady które zostały już poniesione ale nie zostały odzwierciedlone w tarifie dystrybucyjnej. Ich włączenie nastąpi w kolejnych aktualizacjach taryfy.



## Podsumowanie kluczowych wyników



- **4 Kw:** Przychody niższe z uwagi na spadek przychodów w segmencie energetyki konwencjonalnej skompensowany częściowo przez wyższe przychody w segmencie energetyki wiatrowej.
- **Narast:** Przychody wyższe ze względu na wzrost przychodów segmentu energetyki wiatrowej skompensowany częściowo przez niższe przychody w segmencie energetyki konwencjonalnej.

- **4 Kw:** Wzrost wyniku EBITDA głównie ze względu na wyższy wynik w segmencie energetyki wiatrowej (25m) oraz w segmencie obrotu (6m) częściowo skompensowany niższym wynikiem w segmencie energetyki konwencjonalnej (-22m)
- **Narast:** Wzrost wyniku EBITDA głównie ze względu na wyższy wynik w segmencie energetyki wiatrowej (83m) oraz obrotu (31m) częściowo skompensowany niższym wynikiem w segmencie energetyki konwencjonalnej (-29m).

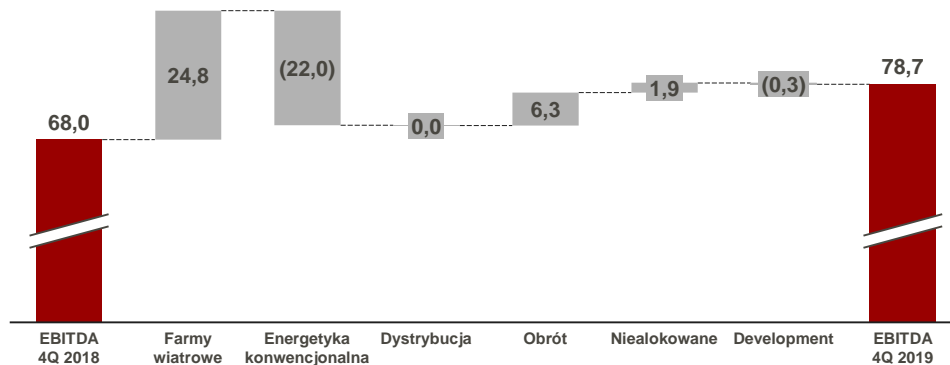
- Wzrost zysku netto to efekt wyższego wyniku EBITDA i niższych kosztów finansowych oraz nieefektywności podatkowej w 2018 r. skompensowanych przez wyższy poziom amortyzacji.

\* W 4 kwartale 2019r. Grupa dokonała zmiany polityki rachunkowości w zakresie prezentacji przychodów z tytułu przyznanych świadectw pochodzenia poprzez pomniejszenie kosztu własnego sprzedaży. Roczna wartość korekty 11,5m PLN została rozpoznana w 4 kwartale 2019 r.

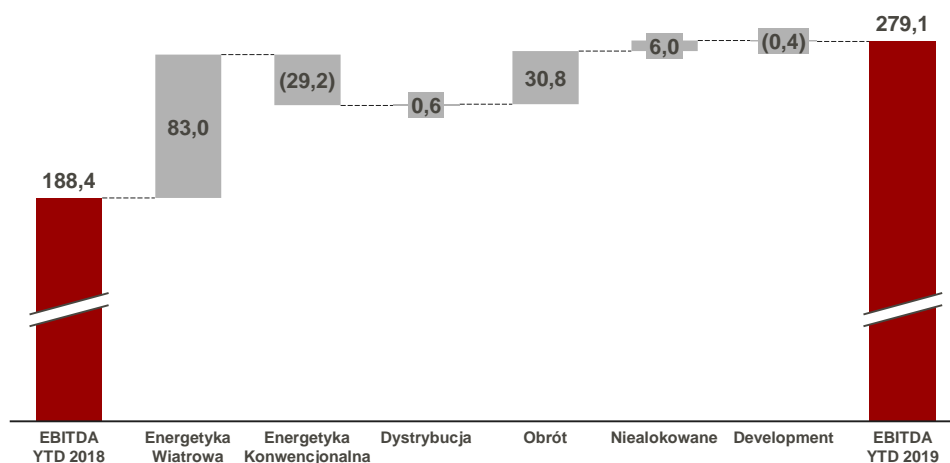
**ZNAČĄCA POPRAWA WYNIKÓW GŁÓWNIIE W EFEKCIE LEPSZEJ WIETRZNOŚCI, WYŻSZYCH CEN SPRZEDAŻY ENERGII ELEKTRYCZNEJ I ZIELONYCH CERTYFIKATÓW ORAZ POPRAWY ZARZĄDZANIA RYZYKIEM DZIAŁALNOŚCI HANDLOWEJ**

## EBITDA według segmentów operacyjnych

### 4 kwartał



### Narastająco



### Komentarze

**Energetyka Wiatrowa:** wzrost wyniku jest konsekwencją wyższych wolumenów produkcji oraz cen sprzedaży energii elektrycznej i zielonych certyfikatów. Dodatkowo niższe koszty operacyjne w 2019r. z uwagi na zaksięgowanie rezerwy na podatek od nieruchomości za 2017r. w grudniu 2018r. oraz braku kosztów dzierżaw w EBITDA (MSSF 16). Powyższe zostało częściowo skompensowane przez wyższe koszty serwisu technicznego z uwagi na odwrócenie części historycznych kosztów Vestas w 2018r.

**Energetyka Konwencjonalna:** spadek wyniku jest konsekwencją niższych przychodów z rekompensaty kosztów osieroconych głównie w związku z zmianą alokacji rekompensaty kosztów osieroconych w grudniu 2018r. (niższa oczekiwana strata na energii elektrycznej w 2019r. i 2020r.), niższych przychodów z rekompensaty kosztów gazu (zmiana wskaźnika Wg oraz niższa korekta kosztów gazu za 2018 r. ujęta w lipcu 2019r.) oraz braku przychodów z tytułu żółtych certyfikatów w związku z wygaśnięciem z końcem 2018 r. dotychczasowego systemu wsparcia dla kogeneracji gazowej.

**Dystrybucja:** wzrost wyniku z uwagi na wyższą marżę dystrybucyjną skompensowaną przez niższe pozostałe przychody operacyjne oraz niższą marżę na sprzedaży energii.

**Obrót:** wzrost wyniku ze względu na lepszy wynik na handlu energią elektryczną (poprawa zarządzania ryzykiem działalności handlowej i mniejsza zmienność cen na rynku), realizację transakcji strukturyzowanych oraz wyższą marżę na portfelu farm wiatrowych (wyższe ceny sprzedaży zielonych certyfikatów i wyższy wynik na energii elektrycznej w konsekwencji wzrostu wolumenów). Dodatkowo, wynik na portfelu farm wiatrowych uwzględni przeszacowanie magazynu zielonych certyfikatów. Powyższe zostało częściowo skompensowane przez niższy wynik na pozostałych kontraktach z uwagi na zakończenie wieloletniego kontraktu z podmiotem zewnętrznym na obsługę aktywów wytwórczych.

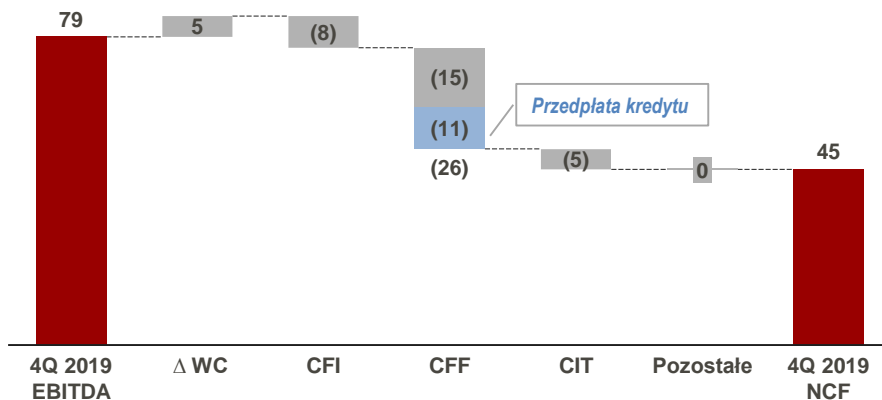
**Niealokowane:** Wynik pozycji Niealokowane w 2019 r. był lepszy o 6m PLN w porównaniu do analogicznego okresu ubiegłego roku głównie w związku z wyższą EBITDA na działalności biomasowej (+ 3,7m PLN), niższymi kosztami w efekcie korekty VAT za okres 12.2017-11.2018, niższymi kosztami usług obcych centrali oraz poniesionymi w 2018 r. kosztami wynikającymi ze sprzedaży udziałów w spółkach prowadzących projekty morskich farm wiatrowych i obsługi dwóch wezwań do sprzedaży akcji. EBITDA wyższa o 1,9m PLN w 4Q2019 wynika głównie z uwzględnienia lepszego o 1,3m PLN wyniku na działalności biomasowej w związku ze stabilizacją rynku biomasy oraz postępującym w 2018 roku procesem restrukturyzacji spółek należących do tego segmentu wraz ze sprzedażą aktywów zakładu Biomasa Południe.

**Dewelopment:** Wynik EBITDA segmentu działalności deweloperskiej ukształtował się na poziomie zbliżonym do ubiegłorocznego.

**ZNACZĄCA POPRAWA WYNIKU SEGMENTU ENERGETYKI WIATROWEJ I OBROTU SKOMPENSOWANA NIŻSZYM WYNIKIEM W SEGMENTCIE ENERGETYKI KONWENCJONALNEJ**

## Przepływy pieniężne Grupa Polenergia

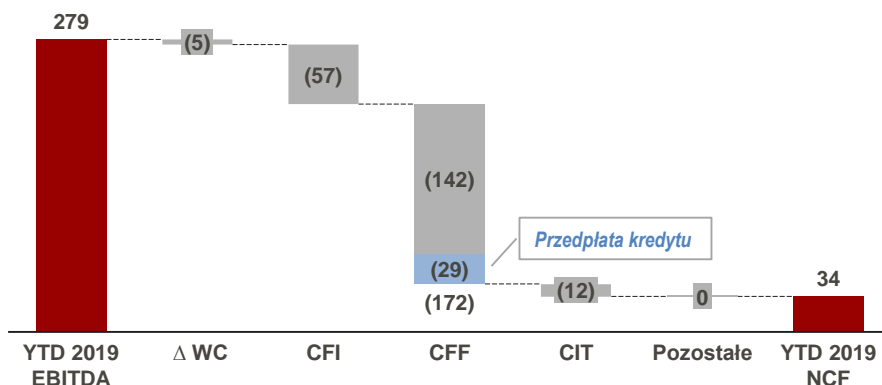
### 4 kwartał



### Komentarze

- **Δ WC:** Ruchy w kapitale obrotowym ENS (spadek należności z tytułu obu rekompensat częściowo skompensowany spadkiem rezerwy na uprawnienia CO2 i spadkiem zapasów) oraz zmianami w segmencie dystrybucji.
- **CFI:** Wydatki inwestycyjne poniesione na projekty Onshore RTB i PV oraz rozwój sieci dystrybucji. Dopłaty do projektu Offshore. Wpływy ze sprzedaży udziałów w projektach offshore.
- **CFF:** Spłata kredytu inwestycyjnego w segmencie dystrybucji (-0,7m PLN) oraz segmencie energetyki wiatrowej (-21,6m PLN), uwzględnia przedpłatę kredytu inwestycyjnego w wysokości 11m PLN w farmach wiatrowych Amon, Talia i Mycielin. Zaciągnięcie kredytu przez Dystrybucję (6,7m PLN). Spłata kredytu obrotowego w segmencie obrotu (-0,1m PLN). Dodatkowo spłata odsetek oraz koszty leasingu w segmencie energetyki wiatrowej, konwencjonalnej i dystrybucji (-11m PLN).

### Narastająco



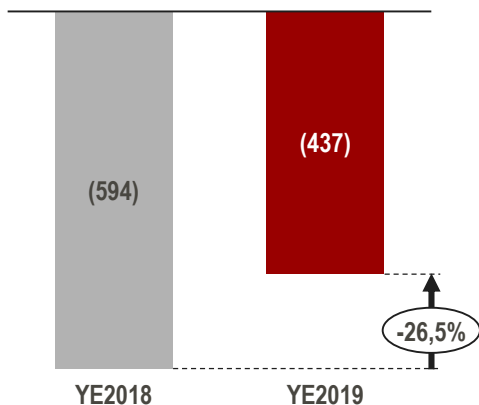
### Komentarze

- **Δ WC:** Ruchy w kapitale obrotowym ENS (przesunięcie terminu płatności faktury za energię elektryczną i ciepło oraz VAT na zakupie CO2 - zmiana zasad opodatkowania) skompensowane zmianami w segmencie energetyki wiatrowej, dystrybucji i obrotu.
- **CFI:** Wydatki inwestycyjne poniesione na projekty Onshore RTB i PV, rozwój sieci dystrybucji oraz nakłady remontowe w ENS. Dopłaty do projektu Offshore. Wpływy ze sprzedaży udziałów w projektach offshore.
- **CFF:** Spłata kredytu inwestycyjnego w ENS (-11,4m PLN), segmencie dystrybucji (-2,3m PLN) oraz segmencie energetyki wiatrowej (-71,9m PLN), co uwzględnia przedpłatę kredytu inwestycyjnego w wysokości 29m PLN w farmach wiatrowych Amon, Talia i Mycielin. Zaciągnięcie kredytu przez Dystrybucję (14,4m PLN). Spłata kredytu obrotowego w segmencie obrotu (-28,8m PLN) i ENS (-26m PLN). Dodatkowo spłata odsetek oraz koszty leasingu w segmencie energetyki wiatrowej, konwencjonalnej i dystrybucji (-45m PLN).

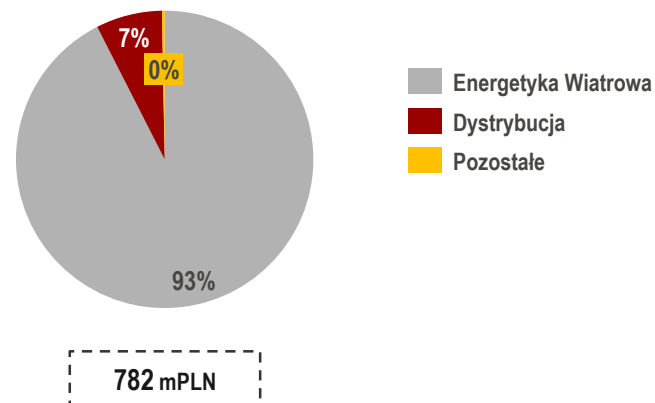
**EBITDA 2019 POZWOLIŁA NA SFINANSOWANIE PRZEPŁYWÓW INWESTYCYJNYCH (57M) WYNIKAJĄCYCH Z PROJEKTÓW FARM WIATROWYCH I FOTOWOLTAICZNYCH ORAZ OBSŁUGĘ DŁUGU W SEGMCIE FARM WIATROWYCH, SPŁATY KREDYTU OBROTOWEGO W SEGMCIE OBROTU I ENERGETYKI KONWENCJONALNEJ ORAZ PRZEDPŁATY KREDYTU W FARMACH WIATROWYCH AMON, TALIA I MYCIELIN**

## Struktura zadłużenia na 31 grudnia 2019 roku

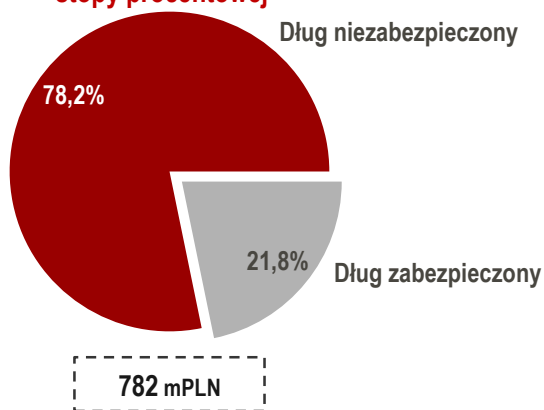
Dług netto (YE2018 vs. YE2019)



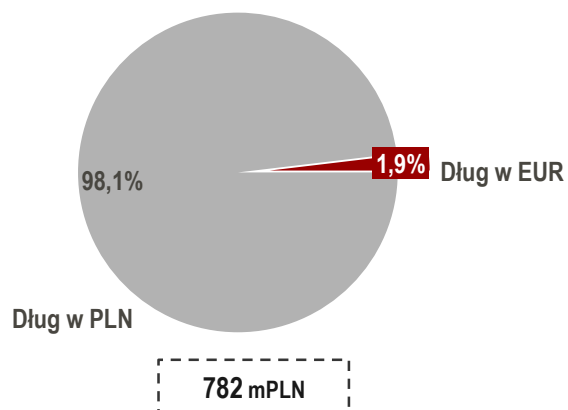
Struktura zadłużenia według segmentów



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

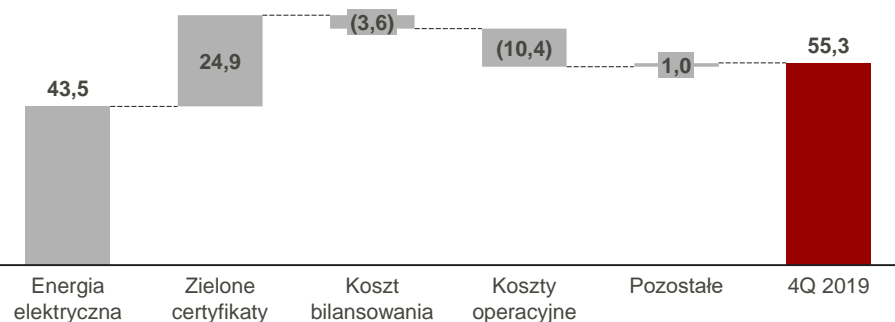


OBRÓT

## Podsumowanie wyników segmentów

## Energetyka wiatrowa – 4 kwartał

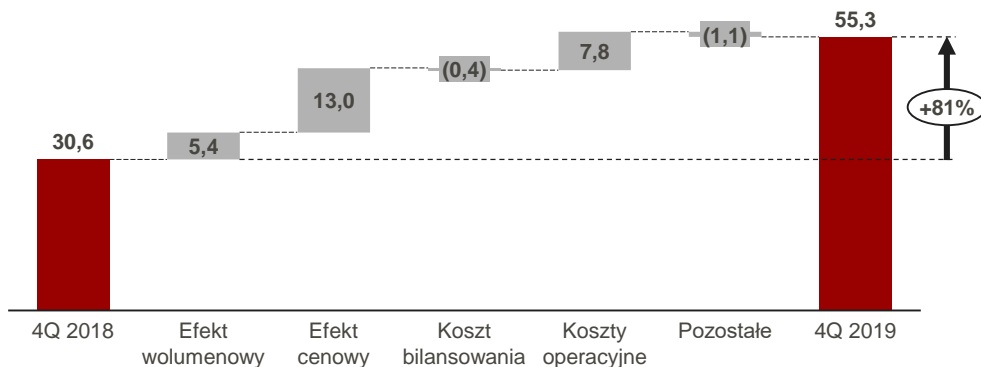
### 1 EBITDA build-up



### Komentarze

- Wolumen produkcji energii elektrycznej i zielonych certyfikatów wyższy o 17 GWh.
- Wzrost cen sprzedaży zielonych certyfikatów i energii elektrycznej (łącznie o 65,7 PLN/MWh) na poziomie segmentu.
- Koszty operacyjne niższe z uwagi na wpływ zawiązania rezerwy na koszty podatku od nieruchomości za 2017r w Gawłowicach i Skurpiach w grudniu 2018 r.

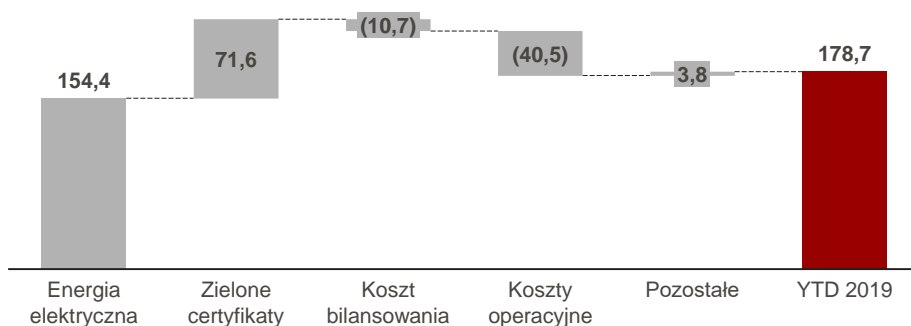
### 2 EBITDA bridge



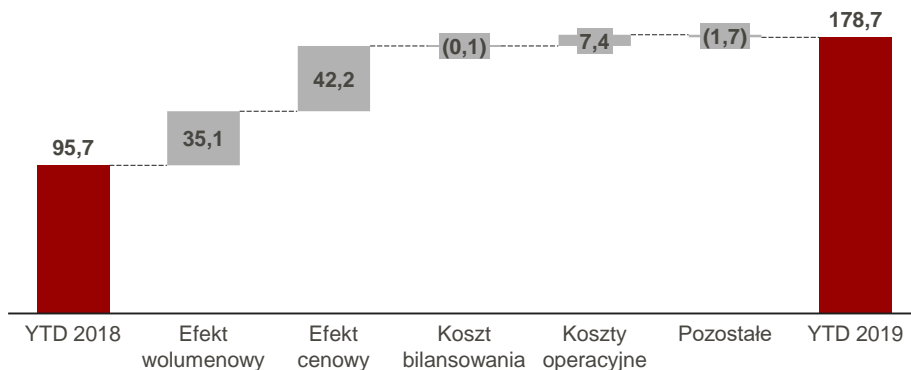
**WYŻSZE WOLUMENY PRODUKCJI I CENY SPRZEDAŻY ZIELONYCH CERTYFIKATÓW I ENERGII ELEKTRYCZNEJ**

## Energetyka wiatrowa – narastająco

### 1 EBITDA build-up



### 2 EBITDA bridge



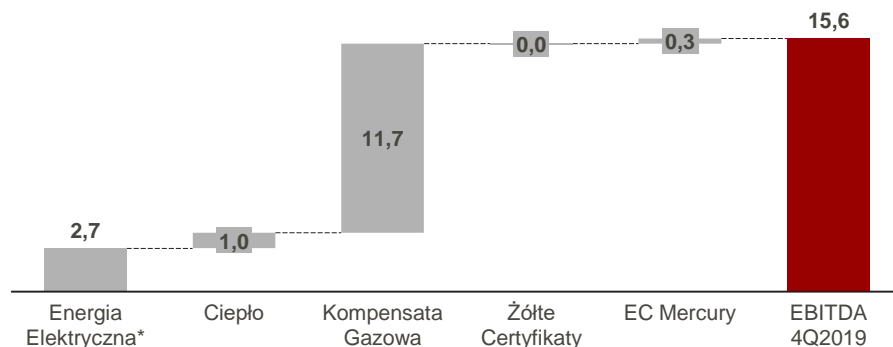
### Komentarze

- Wolumen produkcji energii elektrycznej wyższy o 115,8 GWh, natomiast wolumen produkcji zielonych certyfikatów wyższy o 117,9 GWh.
- Wzrost cen sprzedaży zielonych certyfikatów i energii elektrycznej (łącznie o 66 PLN/MWh) na poziomie segmentu.
- Dodatkowo odchylenie na kosztach operacyjnych wynika głównie z zaksięgowania w grudniu 2018 r. rezerwy na koszty podatku od nieruchomości za 2017 r. w Gawłowicach i Skurpiach oraz braku kosztów dzierżaw w wyniku EBITDA podyktowanego zmianą standardów rachunkowości (wejście w życie MSSF 16) w 2019 r. Powyższe zostało częściowo skompensowane negatywnym odchyleniem w linii kosztów serwisu technicznego w 2019 r. z uwagi na niższe koszty serwisu technicznego w Mycielinie w 2018 r. będące rezultatem odwrócenia części historycznych kosztów serwisu technicznego w wyniku umowy z Vestas.

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

## Energetyka konwencjonalna – 4 kwartał

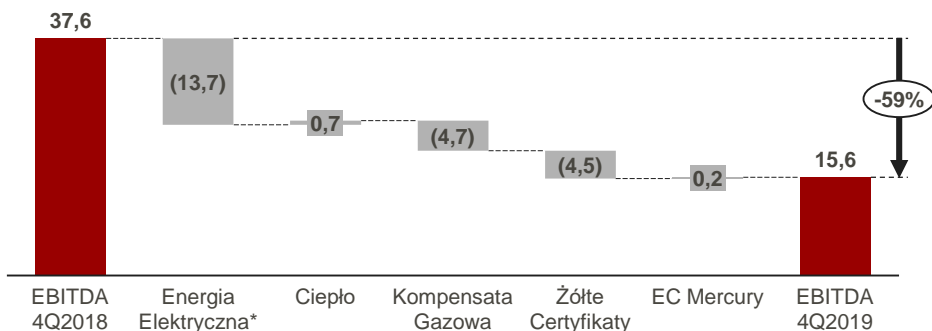
### 1 EBITDA build-up



### Komentarze

- Niższy wynik na energii elektrycznej wynika z niższych przychodów z rekompensaty kosztów osieroconych (4Q2018 wpływ wyższej marży ze sprzedaży energii elektrycznej w 2019r. i 2020r. w związku z aktualizacją (+) cen energii i (-) cen CO2, na zmianę alokacji przychodów z rekompensaty kosztów osieroconych w całym okresie rekompensat).
- Wyższe przychody z rekompensaty gazowej w 4Q2018 vs 4Q2019 wynikają ze zmiany prognozowanego wskaźnika Wg na 2018r. (z 0,46 na 0,53).
- Brak przychodów z żółtych certyfikatów w 2019r. - dotychczasowy system wsparcia kogeneracji skończył się w grudniu 2018r.

### 2 EBITDA bridge



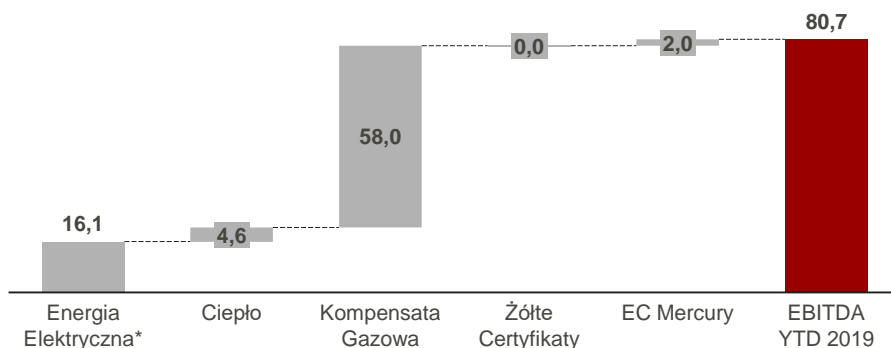
\* Uwzględnia kompensatę kosztów osieroconych oraz przychody z tytułu świadczenia usługi black-start

**NIŻSZY WYNIK EBITDA Z UWAGI NA NIŻSZE PRZYCHODY Z TYTUŁU REKOMPENSATY KOSZTÓW OSIEROCONYCH I REKOMPENSATY GAZOWEJ ORAZ BRAK PRZYCHODÓW Z TYTUŁU ŻÓŁTYCH CERTYFIKATÓW**

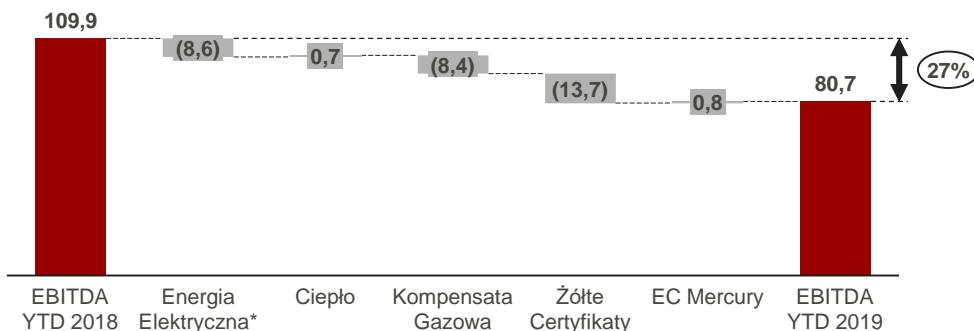


## Energetyka konwencjonalna – narastająco

### 1 EBITDA build-up



### 2 EBITDA bridge



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

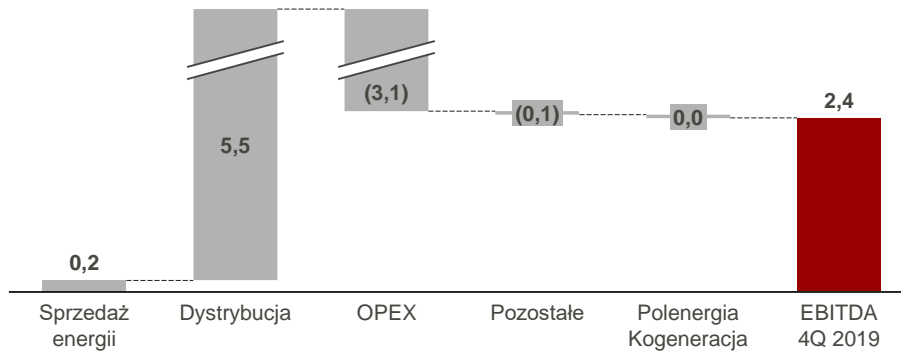
### Komentarze

- Niższy wynik na energii elektrycznej wynika z niższych przychodów z rekompensaty kosztów osieroconych w porównaniu do 2018r. w związku ze zmianą alokacji rekompensaty kosztów osieroconych w grudniu 2018r. w rezultacie:
  - ✓ niższej oczekiwanej straty na energii elektrycznej w 2019r. i 2020r.:
    - (+) aktualizacja cen energii elektrycznej na 2019r. i 2020r.
    - (-) aktualizacja cen CO2 w latach 2018 – 2020
  - ✓ mniejszej różnicy pomiędzy stratą operacyjną na energii i przychodami z rekompensaty kosztów osieroconych. W 2019r. nie wystąpiła zmiana alokacji.
- Niższe przychody z tytułu rekompensaty gazowej w 2019r w porównaniu do 2018r wynikają ze zmiany prognozowanego wskaźnika Wg +4,4m PLN (zmiana z 0,46 na 0,53) w grudniu 2018r. oraz niższej korekty kosztów gazu za 2018r. (+15,2m PLN) ujętej w lipcu 2019r. w stosunku do korekty za 2017r. (+20,8m PLN) ujętej w lipcu 2018r.
- Brak przychodów z żółtych certyfikatów w 2019 r. - dotychczasowy system wsparcia kogeneracji skończył się w grudniu 2018 r.

**NIŻSZY WYNIK EBITDA Z UWAGI NA NIŻSZE PRZYCHODY Z TYTUŁU REKOMPENSATY KOSZTÓW OSIEROCONYCH I REKOMPENSATY GAZOWEJ ORAZ BRAK PRZYCHODÓW Z TYTUŁU ŻÓŁTYCH CERTYFIKATÓW**

## Dystrybucja – 4 kwartał

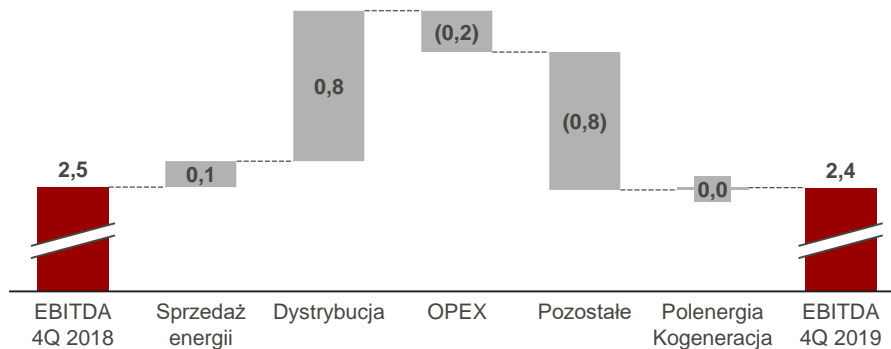
### 1 EBITDA build-up



### Komentarze

Segment dystrybucji zanotował w 4Q 2019 wynik EBITDA porównywalny do analogicznego okresu roku ubiegłego co jest głównie konsekwencją wyższej marży na dystrybucji skompensowanej przez niższe pozostałe przychody operacyjne (Spółka otrzymała w 4Q 2018 zwrot z tyt. PON).

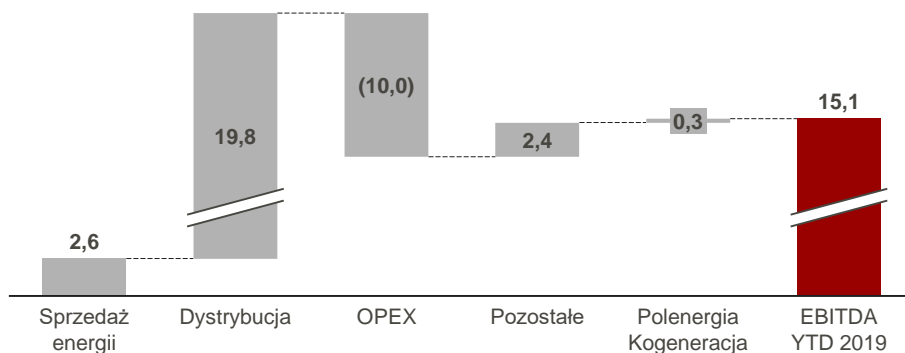
### 2 EBITDA bridge



**STABILNA DZIAŁALNOŚĆ OPERACYJNA. WZROST MARŻY NA DYSTRYBUCJI ENERGII.**

## Dystrybucja – narastająco

### 1 EBITDA build-up

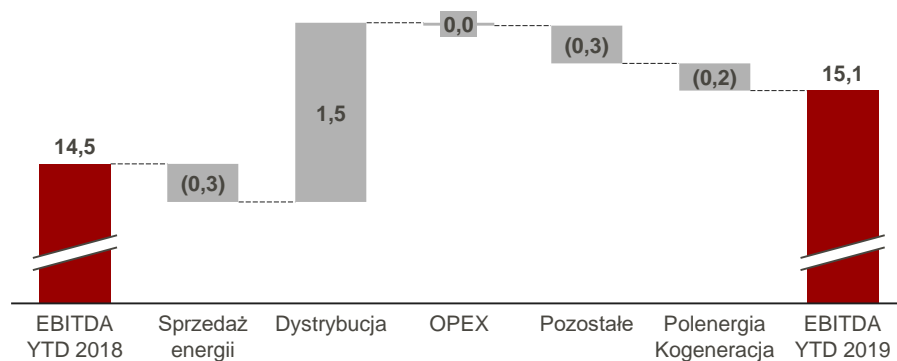


### Komentarze

Segment dystrybucji narastająco zanotował wzrost wyniku EBITDA o 0,6m PLN w porównaniu do analogicznego okresu roku ubiegłego, co jest głównie konsekwencją:

- wyższej marży dystrybucyjnej,
- niższych pozostałych przychodów operacyjnych (wysoki zwrot podatku od nieruchomości otrzymany w 2018r.),
- niższej marży na sprzedaży energii.

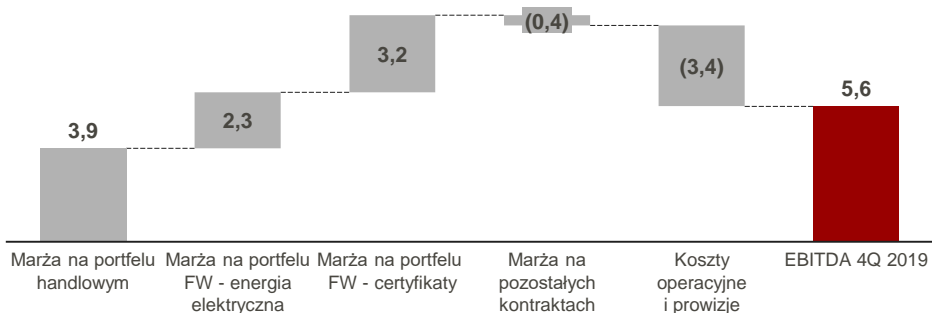
### 2 EBITDA bridge



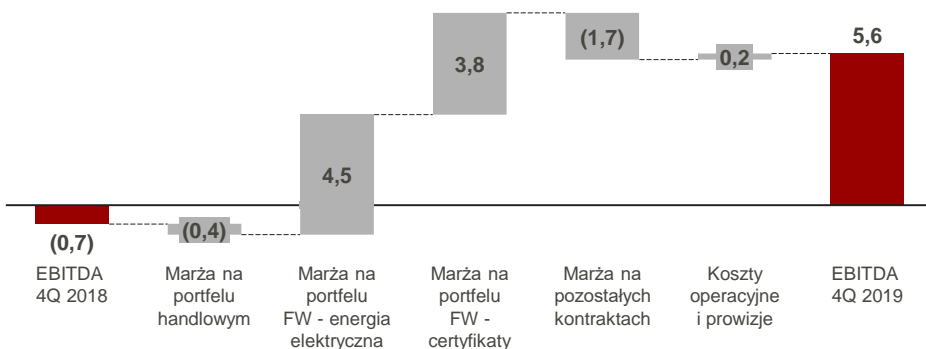
**STABILNA DZIAŁALNOŚĆ OPERACYJNA. WYŻSZA EBITDA Z UWAGI NA WZROST MARŻY NA DYSTRYBUCJI ENERGII.**

## Obrót – 4 kwartał

### 1 EBITDA build-up



### 2 EBITDA bridge



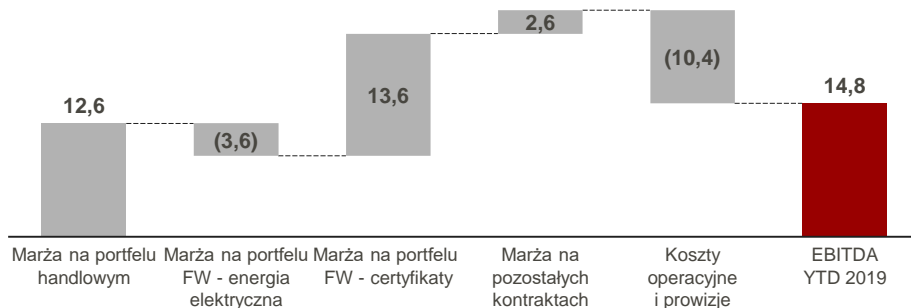
### Komentarze

- Niższy wynik na portfelu handlowym w związku gorszym wynikiem na handlu krótkoterminowym w 4Q 2019.
- Wyższa marża na portfelu farm wiatrowych w związku z wyższymi cenami sprzedaży zielonych certyfikatów oraz wyższym wynikiem na energii elektrycznej w konsekwencji urynkowania kosztów profilowania w umowach PPA z farmami wiatrowymi. Dodatkowo, prezentowany wynik na certyfikatach w segmencie farm wiatrowych uwzględnia wycenę magazynu zielonych certyfikatów na poziomie farm wiatrowych w kwocie (-2,74m PLN) odpowiadający zmianie wartości wyceny w stosunku do końca 3Q 2019.
- Niższy wynik na pozostałych kontraktach.

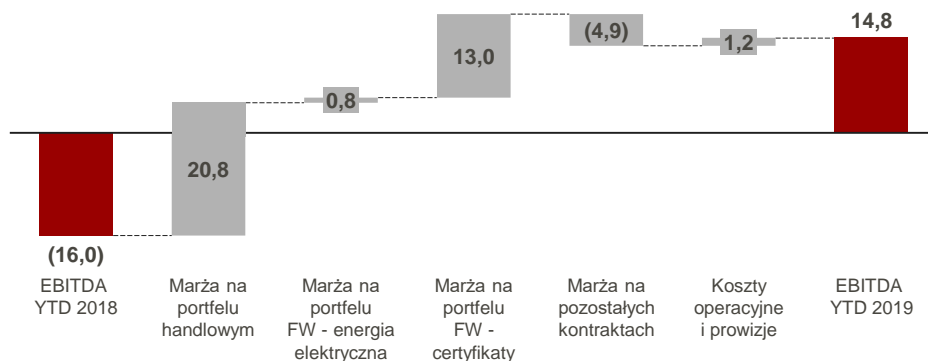
**BARDZO DOBRY WYNIK NA HANDLU ZIELONYMI CERTYFIKATAMI SKOMPENSOWANY PRZEZ NIŻSZY WYNIK NA POZOSTAŁYCH KONTRAKTACH**

## Obrót – narastająco

### 1 EBITDA build-up



### 2 EBITDA bridge



### Komentarze

- Wzrost wyniku na handlu energią elektryczną w związku z poprawą zarządzania ryzykiem działalności handlowej.
- Wyższa marża na portfelu farm wiatrowych w związku z wyższymi cenami sprzedaży zielonych certyfikatów oraz wyższym wynikiem na energii elektrycznej w konsekwencji urynkowania kosztów profilowania w umowach PPA z farmami wiatrowymi. Dodatkowo prezentowany wynik na certyfikatach w segmencie farm wiatrowych uwzględnia wycenę magazynu zielonych certyfikatów na poziomie farm wiatrowych w kwocie (1,74m PLN).
- Niższy wynik na pozostałych kontraktach z uwagi na rozpoznanie w 3 kwartale 2018 roku wyniku na transakcji sprzedaży energii elektrycznej na 2019 rok.
- Niższe koszty prowizji.

**DOBRY WYNIK NA HANDLU ENERGIĄ ELEKTRYCZNĄ, ZIELONYMI CERTYFIKATAMI ORAZ NIŻSZE KOSZTY PROWIZJI SKOMPENSOWANE PRZEZ NIŻSZY WYNIK NA POZOSTAŁYCH KONTRAKTACH**

## Projekty w fazie rozwoju

### Farmy wiatrowe (Szymankowo, Dębask, Kostomłoty, Piekło):

- Projekty Dębask, Szymankowo i Kostomłoty wygrały aukcje OZE dla farm wiatrowych (186MW).
- Trwa budowa farmy wiatrowej Szymankowo – pierwszy projekt tej skali w Polsce nie uzależniony od systemu wsparcia. W dniu 5.11.2019 podpisano umowę kredytu inwestycyjnego do 107m PLN oraz kredytu VAT do 20m PLN. Zawarto umowę na dostawę turbin oraz serwis techniczny z Siemens Gamesa Renewables Energy. Zawarto umowę na budowę farmy z spółką Przedsiębiorstwo Budownictwa Drogowo-Inżynieryjnego S.A.
- Rozpoczęcie prac budowlanych w projektach farm wiatrowych Dębask oraz Kostomłoty planowane jest w 2020 r.

### Morskie farmy wiatrowe:

- 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 rozpoczęcia budowy farm uzależniony jest od wejścia w życie stosownego systemu regulacyjnego, przy czym zakładamy, że pierwsza energia z Morskich Farm Wiatrowych popłynie już w 2025 roku.
- 28 stycznia 2019 roku spółka MFW Bałtyk II sp. z o. o. otrzymała od PSE warunki przyłączenia 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 od PSE warunki przyłączenia o łącznej mocy 1560 MW.
- Na bazie otrzymanych od PSE warunków przyłączenia prowadzone są rozmowy z Operatorem w celu podpisania umów przyłączeniowych.
- W grudniu 2019 roku sfinalizowano z Wind Power AS, spółką należącą do grupy kapitałowej Equinor, przyrzeczoną umowę sprzedaży 50% udziałów w spółce MFW Bałtyk I sp. z o.o. będącej jedynym akcjonariuszem spółki Polenergia Bałtyk I S.A. odpowiadającej za rozwój projektu o mocy 1560 MW.

### Elektrownia biomasowa (Wińsko):

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

### Farmy fotowoltaiczne:

- Została zakończona budowa 8 elektrowni fotowoltaicznych o łącznej mocy 8 MW, które wygrały aukcję w 2018 roku i uzyskały prawo do pokrycia ujemnego salda w odniesieniu do ceny zaoferowanej w toku aukcji za wyprodukowaną energię elektryczną przez 15 lat. Projekt Sulechów I otrzymał pozwolenie na użytkowanie, a Spółka realizująca projekt uzyskała koncesję na wytwarzanie energii elektrycznej.
- Zgodnie z zawartą 22 października 2019 roku umową kredytu z ING Bankiem Śląskim, Bank udostępni Spółce Farma Wiatrowa 17 Sp. z o.o. kredyt na refinansowanie nakładów na budowę 8 farm fotowoltaicznych w wysokości do 15,5m PLN oraz finansowanie budowy kolejnych farm fotowoltaicznych o łącznej mocy do 12 MW i obsługę podatku VAT w kwocie do 29m PLN pod warunkiem m.in. wygrania aukcji dla OZE oraz podjęcia decyzji inwestycyjnej dla projektu.
- W dniu 20 grudnia 2019 r. projekty Sulechów II i Sulechów III o łącznej mocy 20,7 MW nie wygrały aukcji na sprzedaż energii z odnawialnych źródeł energii. W związku z niewygraniem aukcji OZE w 2019 roku przez projekt o łącznej mocy do 12 MW, dostępność kredytu dotyczy tylko projektu 8 farm fotowoltaicznych.
- Grupa planuje gotowość trzech projektów fotowoltaicznych o łącznej mocy ok. 29 MW do aukcji w roku 2020. Kolejne projekty o mocy ok. 80 MW znajdują się we wczesnej fazie rozwoju.

**DALSZY ROZWÓJ MORSKICH FARM WIATROWYCH O CAŁKOWITYM POTENCJALE DO 3 000MW. ZAKOŃCZENIE BUDOWY PV SULECHÓW 8MW. TRWA BUDOWA FARMY WIATROWEJ SZYMANKOWO 38MW. KONTYNUACJA ROZWOJU KOLEJNYCH 161MW FARM WIATROWYCH NA LĄDZIE ORAZ 109MW FARM FOTOWOLTAICZNYCH**