



ENERGIA ODNAWIALNA



ENERGIA KONWENCJONALNA



DYSTRYBUCJA



OBRÓT

# GK POLENERGIA

## Wyniki finansowe za rok 2015

17 Luty 2016

## Agenda

- |   |                                                                    |       |
|---|--------------------------------------------------------------------|-------|
| 1 | Podsumowanie wyników 2015 roku                                     | 3-7   |
| 2 | Wyniki finansowe za rok 2015, prognoza i oczekiwania na przyszłość | 8-25  |
| 3 | Otoczenie strategiczne                                             | 26-34 |
| 4 | Załączniki                                                         |       |
| A | Szczegółowe wyniki finansowe                                       | 35-45 |
| B | Otoczenie regulacyjne - podsumowanie                               | 46-51 |
| C | Analiza rynku - Pakiet Danych                                      | 52-56 |
| D | Podsumowanie projektów biznesowych                                 | 57-67 |

*W razie pytań dotyczących zawartości tej prezentacji prosimy o kontakt [PolenergiaIR@polenergia.pl](mailto:PolenergiaIR@polenergia.pl)*

**01**

Podsumowanie wyników 2015 roku

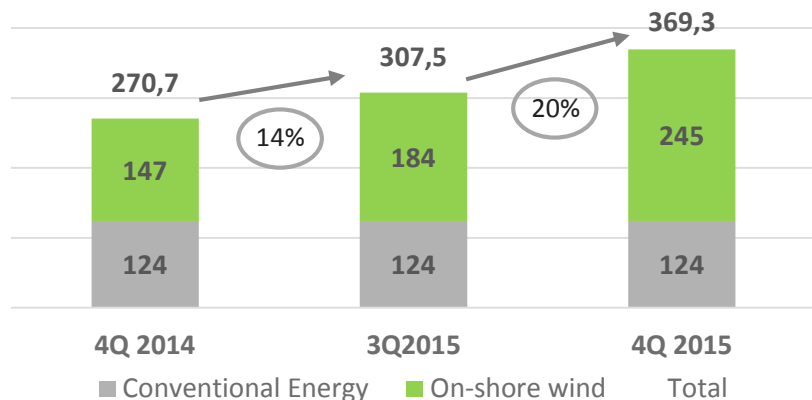
## Podsumowanie roku 2015 i perspektywa na rok 2016

- **Doskonałe wskaźniki wykorzystania mocy:** doskonała wydajność w 2015 wskazują na rosnący potencjał w przyszłości zwiększający się wraz z wejściem nowych mocy;
- **369MW mocy zainstalowanej na koniec 2015:** 245,3MW farm wiatrowych, 124MW ENS i kogeneracja. 100MW zostało dodane w roku 2015.
- **279 MW gotowe do wzięcia udziału w pierwszej aukcji w 2016 roku:** najwięcej spośród wszystkich graczy na rynku,
- **Aukcje/Regulacje:** W związku z nowelizacją ustawy o OZE spodziewane są opóźnienia aukcji. Ogłoszone poziomy cen referencyjnych:
  - Onshore 385 PLN/MWh: Oferta Polenergii będzie konkurencyjna ze względu na charakterystykę projektów, poprawę produktywności oraz synergie kosztowe wynikające z bilansowania w ramach grupy kapitałowej. Przygotowania do osiągnięcia jak najlepszych parametrów oferty zostały już rozpoczęte;
  - Offshore 470 PLN/MWh: w granicach oczekiwanego LCOE dla farm offshore do 2020 roku (założony cel 110 USD/MWh).
- **Ceny rynkowe:** umiarkowany wzrost cen energii, zakładana kontynuacja w 2016. Zakłada się że ceny ZC powrócą do wyższych poziomów w 2H 2016, (dzięki ograniczonej podaży). Pełny efekt ożywienia cen ZC będzie widoczny w 2017 roku.
- **ENS:** Przeprowadzone z sukcesem uruchomienie zasilanego węglem bloku Połaniec w scenariuszu „black out” - potwierdzając tym samym potencjalną rolę ENS w zapewnieniu bezpieczeństwa energetycznego w Południowej Polsce, szczególnie w obliczu ostatnich ograniczeń w podaży energii;
- **Trading (Obrót):** Wzrost determinowany przez udaną optymalizację handlu na poziomie Grupy;
- **Distribution:** oczekiwane stabilne wyniki;
- **Bernau-Szczecin/Offshore:** Zachęcający kierunek nowego rządu w sprawie współpracy gazowej w regionie, znacznych postępów na morskich farmach wiatrowych z bardzo pozytywnym sygnałem dla przyszłego wsparcia regulacyjnego;
- **Stopa dywidendy i profil wzrostu:** Zarząd Polenergia S.A. podjął decyzję o przedłożeniu rekomendacji odnośnie wypłaty dywidendy inauguracyjnej w roku 2016 w wysokości 0,5 PLN na akcję z jasną polityką dywidendową odzwierciedlającą profil „Dividend Yield and Growth”.
- **Zmiany sektorowe w kierunku Clean/Smart Energy:** ogromny globalny nacisk na OZE/ Clean Tech i redukcję emisji - Polenergia aktywnie monitoruje rynek Clean/Smart Energy, jako istotny kierunek rozwoju rynku.

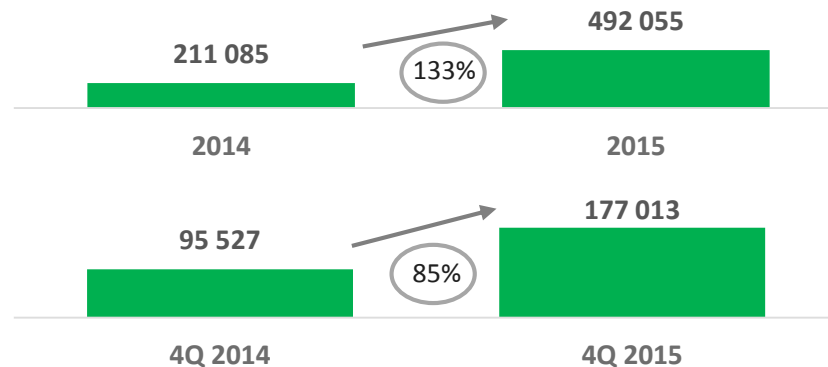
**Polenergia pozostaje dobrze pozycjonowana w rosnącym sektorze OZE z pozytywnymi sygnałami dla farm wiatrowych Off-shore i regionalnej współpracy gazowej wpływającymi pozytywnie na realizację kluczowych projektów rozwojowych**

## Podsumowanie IV kw. 2015: znaczący wzrost zysków i kontynuacja wzrostu wolumenów

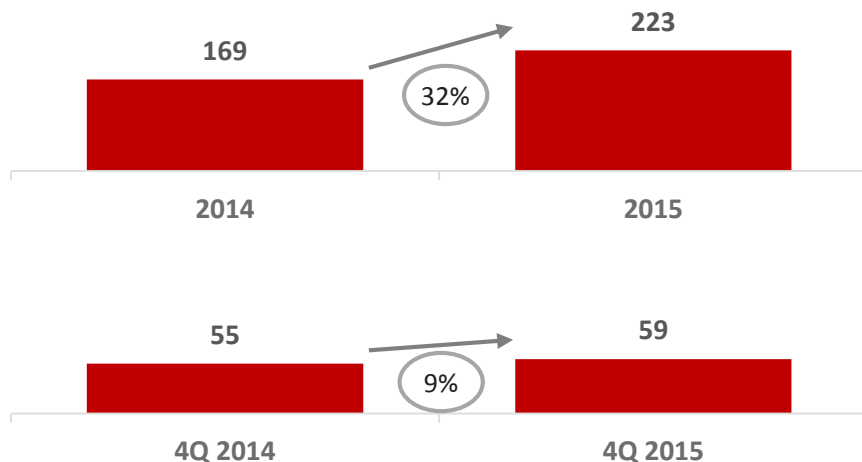
Całkowita moc (MW)



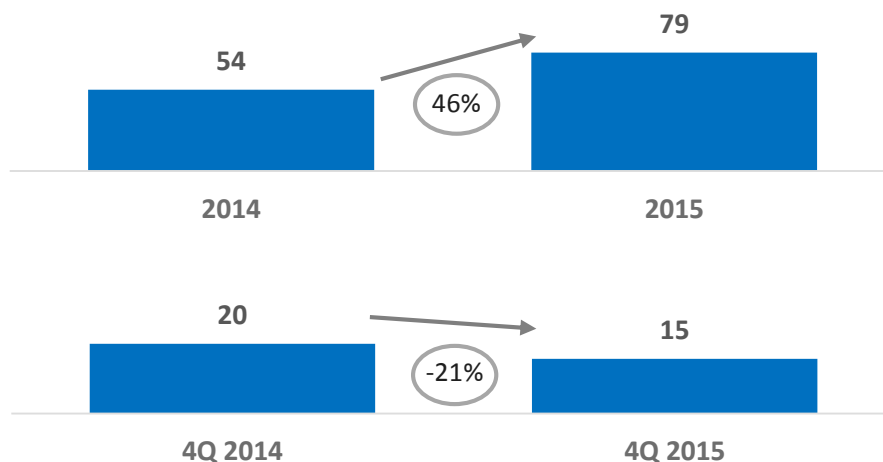
Wolumeny farm wiatrowych na lądzie (MWh)



Wzrost skorygowanej EBITDA (PLNm)



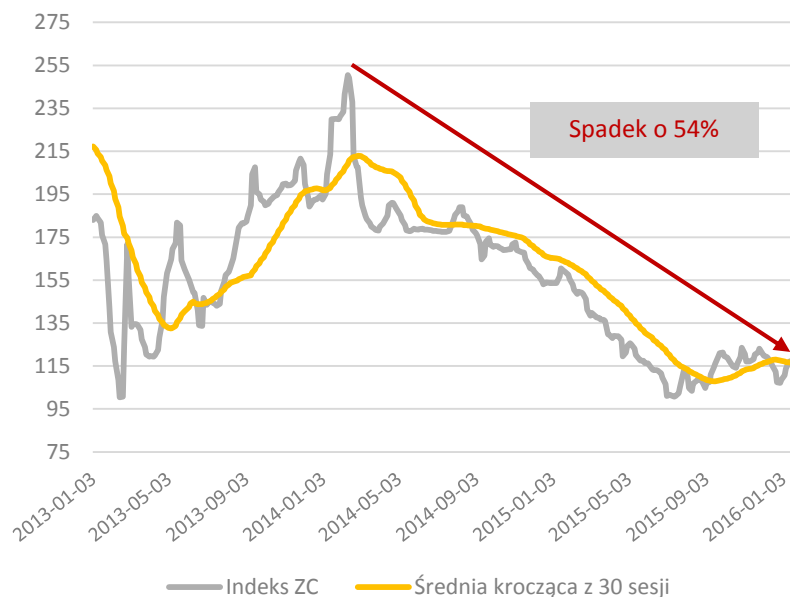
Skorygowany zysk netto (PLNm)



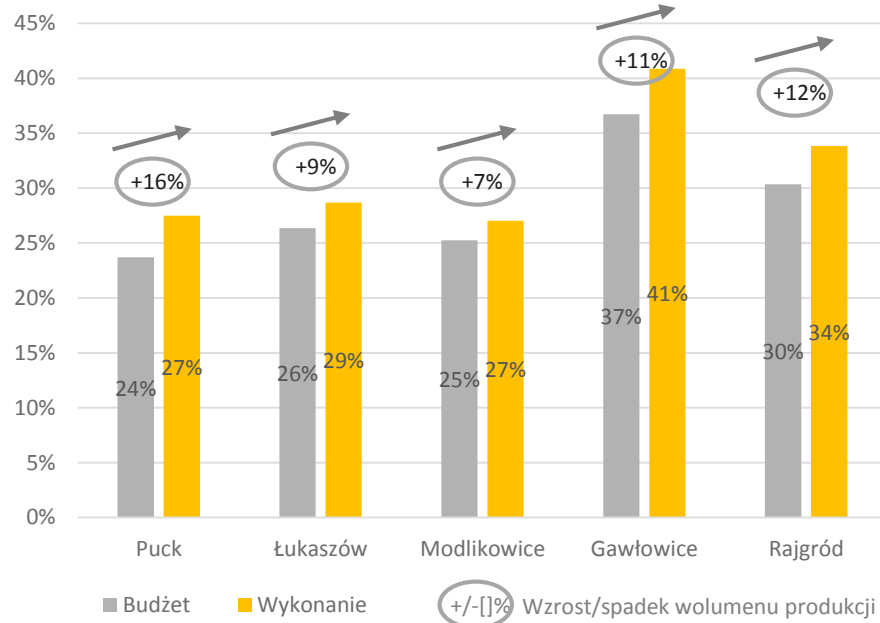
**Kluczowe czynniki:** Farmy na lądzie – znakomita produktywność, Skurpie/Mycielin oddane przed terminem i skuteczna strategia zabezpieczająca. Negatywny wpływ (PKH) na FW Łukaszów/Modlikowice i spadające ceny certyfikatów. Zysk netto w 4Q 2015 roku niższe niż w 2014 roku ze względu na zdarzenia jednorazowe.

## Doskonała produktywność i polityka hedgingowa częściowo rekompensują spadek cen

Cena rynkowa zielonych certyfikatów (PLN/MWh)

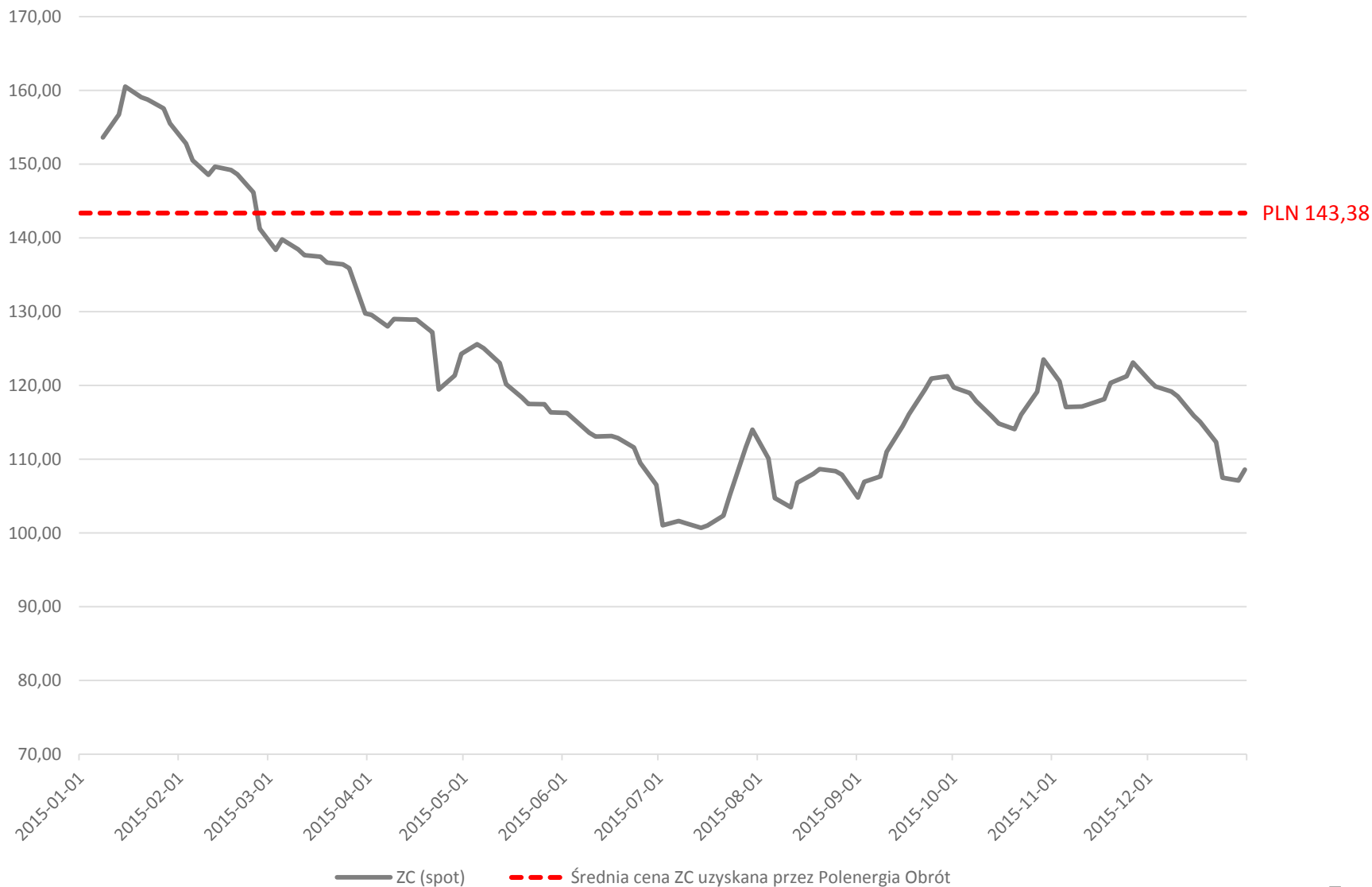


Produktywność 2015 (%) budżet oraz wykonanie

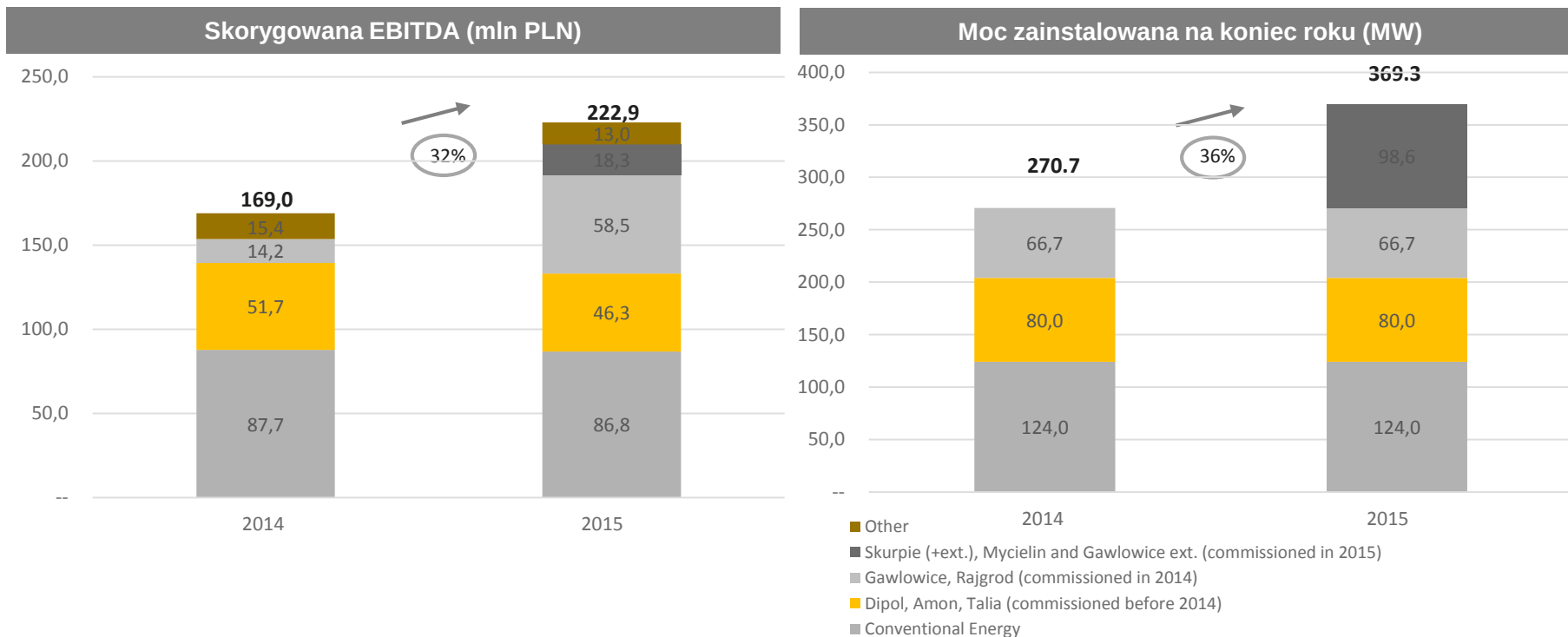


- Wpływ spadku rynkowych cen ZC (o 54% w okresie 2014-2016) został częściowo zniwelowany dzięki bardzo dobrej produktywności farm wiatrowych, wcześniejszemu uruchomieniu FW Skurpie (dodatkowe 69 MWh) oraz dzięki strategii hedgingowej przyjętej przez Polenergię Obrót, pozwalającej na osiągnięcie wyższej średniej ceny sprzedaży ZC niż na rynku spot;
- Produktywność działających farm wiatrowych była wyższa o ok 2-5 p.p., co zaowocowało średnim wyprodukowanym wolumenem o 11% wyższym niż budżetowany;
- Średnia cena sprzedaży ZC osiągnięta przez Polenergię Obrót w 2015 roku wyniosła ok. 143 PLN/MWh, podczas gdy cena rynkowa spadła ze 165 PLN/MWh do 108 PLN/MWh;

## Ceny zielonych certyfikatów: Cena uzyskiwana przez Polenergia Obrót vs. rynek



## Udane uruchomienie nowych mocy przed terminem



- **32% wzrost EBITDA i 36% wzrost mocy potwierdza pozycję Polenergii jako jednego z liderów na polskim rynku energetyki odnawialnej**
- **Wzrost wyników farm wiatrowych na lądzie napędzany przez nowe moce i ponadprzeciętne wyniki operacyjne, które były kompensowane przez spadek cen zielonych certyfikatów**
- **Wyniki energetyki konwencjonalnej i dystrybucji pozostają stabilne**



## 02

Wyniki finansowe za rok 2015, prognoza i  
oczekiwanie na przyszłość

## Doskonałe wyniki 2015 roku, realizacja prognozy Spółki oraz przebicie oczekiwań analityków

| Dane w mln PLN         | 2014<br>Wykonanie | 2015<br>Wykonanie | 14 /<br>15<br>różnica | 14 /<br>15<br>różnica % | Dane w mln PLN         | 2015<br>Prognoza | %<br>realizacji |
|------------------------|-------------------|-------------------|-----------------------|-------------------------|------------------------|------------------|-----------------|
| Skorygowana EBITDA     | 169.0             | 222.9             | 53.9                  | 31.9%                   | Skorygowana EBITDA     | 204              | 109.3%          |
| Skorygowany zysk netto | 54.4              | 79.2              | 24.8                  | 45.5%                   | Skorygowany zysk netto | 72.4             | 109.4%          |

| Prognozy<br>analityków | Skor.<br>EBITDA | Skor.<br>zysk netto |
|------------------------|-----------------|---------------------|
| BZWBK                  | 218             | 73                  |
| PKO BP                 | 219             | 79                  |
| Trigon                 | 208             | 73                  |
| SG                     | 229             | 89                  |
| Konsensus              | 218.5           | 78.5                |
| Wykonanie              | 222.9           | 79.2                |

- Polenergia przebiła własną prognozę za 2015 rok o 9.3% na linii EBITDA i ponad 9% na pozycji zysku netto
- Wyniki Polenergia okazały się lepsze niż konsensus analityków o PLN 4.4m (2%) na linii EBITDA i PLN 0.7m (0.9%) na zysku netto

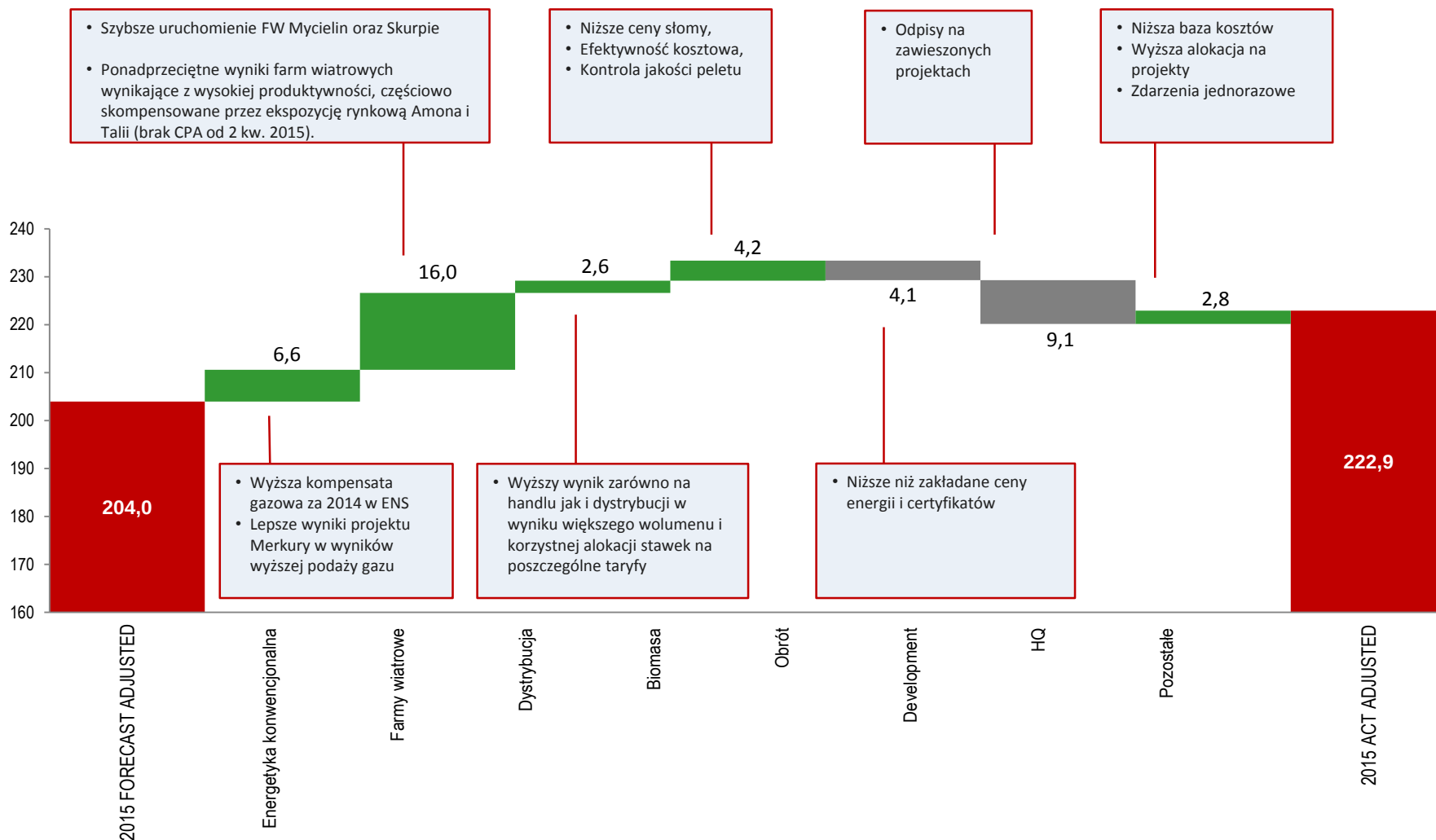
## Wyniki łączne za 12M 2015 roku – P&L

Zaprezentowane poniżej wyniki porównywalne za 4Q 2014 zostały zestawione przy założeniu, że transakcja wniesienia aktywów Polenergii Holding – Grupy Neutron (tj. ENS, PE-D, PE-O, projekty deweloperskie etc.) miała miejsce w dniu 1/1/2014, co pozwala na pełną porównywalność okresów.

| Wyniki Grupy Polenergia (dla danych porównywalnych przyjęto, iż datą przejęcia był początek rocznego okresu sprawozdawczego) [mln PLN] | 12M 2015         | 12M 2014       | Różnica<br>r/r | Różnica<br>r/r [%] | 4Q 2015        | 4Q 2014      | Różnica<br>r/r | Różnica<br>r/r [%] |
|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|------------------|----------------|----------------|--------------------|----------------|--------------|----------------|--------------------|
| <b>Przychody ze sprzedaży</b>                                                                                                          | <b>2 772,4</b>   | <b>2 659,0</b> | <b>113</b>     |                    | <b>740,1</b>   | <b>645,3</b> | <b>95</b>      |                    |
| w tym Segment obrotu                                                                                                                   | 2 072,4          | 2 001,8        | 71             |                    | 554,8          | 462,6        | 92             |                    |
| <b>Koszt własny sprzedaży</b>                                                                                                          | <b>(2 599,1)</b> | <b>(2 541)</b> | <b>(58)</b>    |                    | <b>(685,3)</b> | <b>(605)</b> | <b>(80)</b>    |                    |
| w tym Segment obrotu                                                                                                                   | (2 056)          | (1 993)        | (64)           |                    | (550)          | (459)        | (91)           |                    |
| <b>Zysk brutto ze sprzedaży</b>                                                                                                        | <b>173,3</b>     | <b>117,6</b>   | <b>55,7</b>    | <b>47%</b>         | <b>54,8</b>    | <b>40,3</b>  | <b>14,5</b>    | <b>36%</b>         |
| <b>Skorygowana EBITDA</b>                                                                                                              | <b>222,9</b>     | <b>169,0</b>   | <b>53,9</b>    | <b>32%</b>         | <b>59,4</b>    | <b>54,6</b>  | <b>4,8</b>     | <b>9%</b>          |
| <b>Skorygowany Zysk Netto</b>                                                                                                          | <b>79,2</b>      | <b>54,4</b>    | <b>24,8</b>    | <b>46%</b>         | <b>17,6</b>    | <b>19,6</b>  | <b>(2,0)</b>   | <b>-10%</b>        |
| <b>Skorygowana EBITDA (bez segmentu obrotu)</b>                                                                                        | <b>216,4</b>     | <b>162,1</b>   | <b>54,3</b>    | <b>33%</b>         | <b>58,0</b>    | <b>49,5</b>  | <b>8,5</b>     | <b>17%</b>         |
| <b>Skorygowana marża EBITDA (bez obrotu)</b>                                                                                           | <b>30,9%</b>     | <b>24,7%</b>   | <b>6,2%</b>    |                    | <b>31,3%</b>   | <b>27,1%</b> | <b>4,2%</b>    |                    |

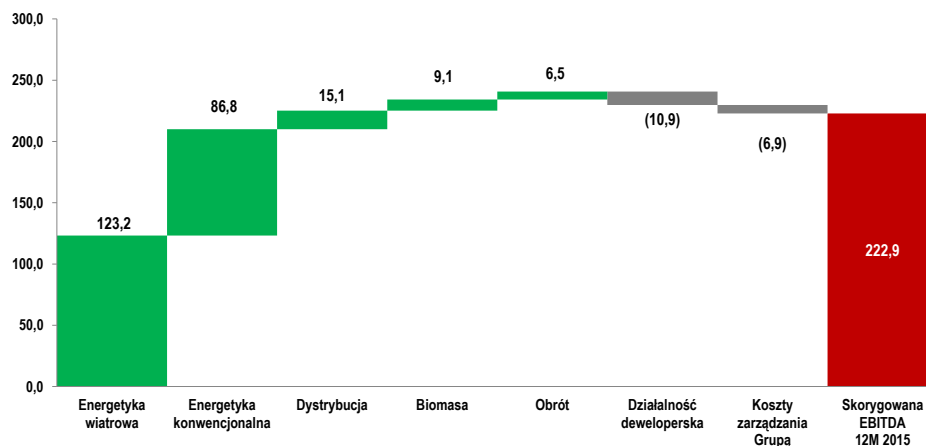
- Połączone wyniki na poziomie skorygowanych (znormalizowanych) EBITDA oraz zysku netto prezentują istotny wzrost r/r YTD EBITDA o 53,9 mln PLN (32%) oraz zysku netto o 24,8 mln PLN (46%)
- W 4Q EBITDA wzrosła r/r o 4,8 mln PLN (9%) (skutek odpisów na segmencie dewelopmentu) przy spadku zysku netto o 2,0 mln PLN (-10%) (skutek odpisów na aktywie z tytułu odroczonego podatku dochodowego)
- Poprawia się rentowność - jest to widoczne we wzroście marży EBITDA do ok. 31% (z wyłączeniem tradingu).

## EBITDA Bridge 2015 Prognoza vs wykonanie 2015



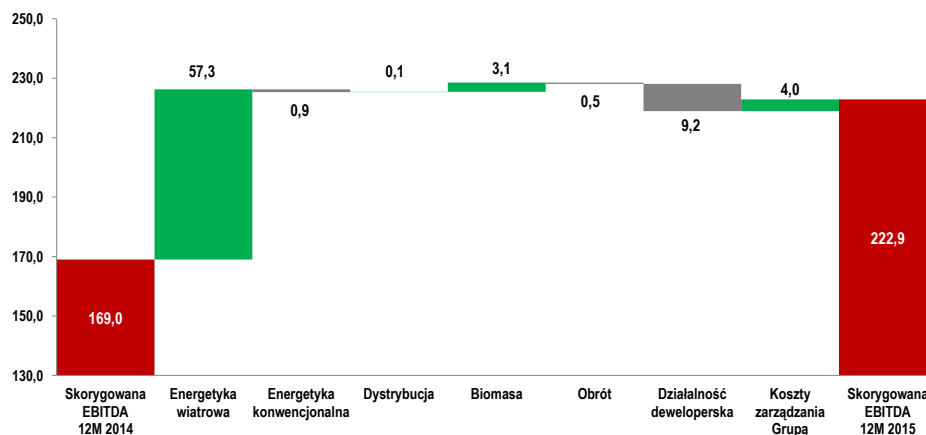
## Wyniki skonsolidowane za 12M 2015 roku – Analiza EBITDA

### EBITDA Build-up 12M 2015



- Marża EBITDA z wyłączeniem obrotu 30,9% w 12M 2015 (24,7% w 12M 2014).
- Energetyka konwencjonalna oraz dystrybucja gwarantują stabilny poziom EBITDA i CFO.
- Po przeprowadzonej restrukturyzacji operacyjnej segment biomasy generuje stabilne przepływy pieniężne.
- Rośnie rola segmentu obrotu w Grupie.
- Na koniec 2015 roku moc zainstalowana operacyjnych farm wiatrowych osiągnęła 245 MW (w tym 61,8 MW na FW Mycielin, rozszerzeniu FW Gawłowice oraz Skurpie). Prognozowana produkcja FW oddanych w 2015 roku (w tym FW Skurpie) wynosi ok. 280 GWh rocznie.

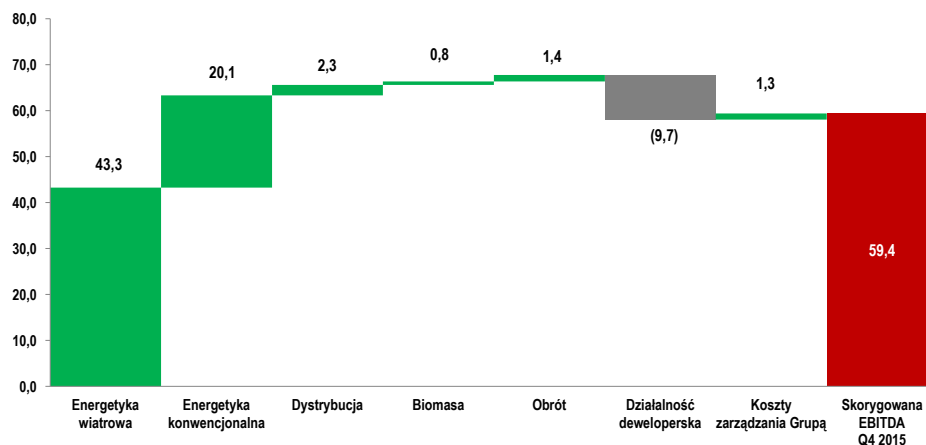
### EBITDA Bridge 12M 2015/ 12M 2014



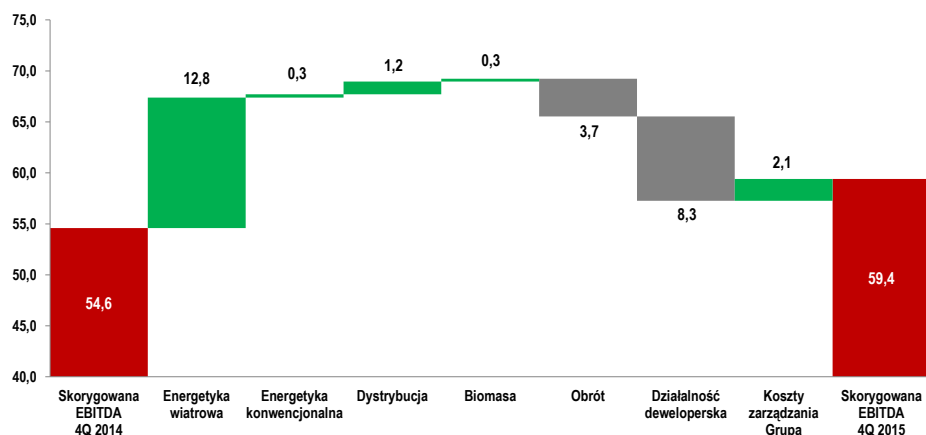
- Skokowy wzrost wyniku segmentu **energetyki wiatrowej** (o 57,3 mln PLN), związany z uruchomieniem nowych farm (Gawłowice, Rajgród) w drugiej połowie 2014 oraz Skurpie w 3Q 2015 roku oraz lepszych warunków wietrznych.
- Całkowita produkcja energii z segmentu wiatrowego wyniosła w 12M 2015 492 GWh w porównaniu do 211 GWh w 12M 2014.
- Wynik segmentu **dystrybucji** był powyżej oczekiwań.
- Lepszy wynik segmentu **biomasy** wynika z niższych cen słomy.
- Wynik **segmentu obrotu** był nieznacznie niższy w porównaniu z wynikiem roku 2014 z powodu spadku cen certyfikatów.
- Strata w **segmencie dewelopmentu** wynika z odpisów na projektach (głównie na projekcie Wojcieszyn, z powodu uchylecia MPZP).
- Zgodny z oczekiwaniami wynik segmentu **energetyki konwencjonalnej** jest pochodną wyższej korekty rekompensaty gazowej za 2014 r. oraz wyższych przychodów z tytułu żółtych certyfikatów (brak w okresie I-IV 2014 roku) skompensowanych niższymi przychodami z tytułu rekompensaty gazowej za 2015 i z rekompensaty kosztów osieroconych za rozwiązanie KDT.

## Wyniki skonsolidowane za 4Q 2015 roku – Analiza EBITDA

### EBITDA Build-up 4Q 2015



### EBITDA Bridge 4Q 2015/ 4Q 2014



Na wzrost wyniku EBITDA za 4kwartał 2015 w stosunku do 4kwartału 2014 o 4,8 mln PLN miały wpływ następujące czynniki:

- Wzrost wyniku segmentu **energetyki wiatrowej** (o 12,8 mln PLN) związany z uruchomieniem nowych farm (Gawłowice, Rajgród) w drugiej połowie 2014 roku oraz Skurpie w 3Q 2015 oraz lepszych warunków wietrznych.
- Całkowita produkcja energii z segmentu wiatrowego wyniosła w 4Q 2015 około 177 GWh wobec 96 GWh w 4Q 2014.
- Wynik **segmentu biomasy** wyższy w wyniku znacznie niższych cen zakupu słomy w 2015 oraz dalszej optymalizacji pozostałych jednostkowych kosztów wytworzenia pelletu.
- Wynik **segmentu dystrybucji** był wyższy r/r głównie w wyniku obowiązywania od lipca 2015 nowej taryfy w PE-D przenoszącej między innymi 100% WRA, co pozwoliło skompensować niższe marże w obszarze sprzedaży energii do odbiorców końcowych.
- Wynik **energetyki konwencjonalnej** zgodny z wynikiem roku poprzedniego.
- Pogorszenie wyników **segmentu obrotu** spowodowane w głównej mierze spadkiem cen zielonych certyfikatów oraz wzrostem kosztów koncesji i prowizji.
- Strata w **segmencie dewelopmentu** wynika z odpisów na projektach (głównie na projekcie Wojcieszyn, z powodu uchylenia MPZP).

## Analiza skonsolidowanego rachunku przepływów pieniężnych

| Rachunek przepływów pieniężnych                                           | 12M 2015     | 4Q 2015      |
|---------------------------------------------------------------------------|--------------|--------------|
| <b>A.Przepływy środków pieniężnych z działalności operacyjnej</b>         |              |              |
| I. EBITDA                                                                 | 220          | 59           |
| II. Korekty razem                                                         | 5            | (30)         |
| <b>III. Przepływy pieniężne netto z działalności operacyjnej (I+/-II)</b> | <b>226</b>   | <b>28</b>    |
| <b>B. Przepływy środków pieniężnych z działalności inwestycyjnej</b>      |              |              |
| I. Wpływy                                                                 | 2            | 1            |
| II. Wydatki                                                               | (603)        | (227)        |
| <b>III. Przepływy pieniężne netto z działalności inwestycyjnej (I-II)</b> | <b>(602)</b> | <b>(227)</b> |
| <b>C. Przepływy środków pieniężnych z działalności finansowej</b>         |              |              |
| I. Wpływy                                                                 | 460          | 189          |
| II. Wydatki                                                               | (139)        | (30)         |
| <b>III. Przepływy pieniężne netto z działalności finansowej (I-II)</b>    | <b>321</b>   | <b>160</b>   |
| <b>D. Przepływy pieniężne netto, razem (A.III+/-B.III+/-C.III)</b>        | <b>(55)</b>  | <b>(39)</b>  |
| <b>E. Bilansowa zmiana stanu środków pieniężnych</b>                      | <b>(55)</b>  | <b>(39)</b>  |
| <b>F. Środki pieniężne na początek okresu</b>                             | <b>417</b>   | <b>401</b>   |
| <b>G. Środki pieniężne na koniec okresu</b>                               | <b>362</b>   | <b>362</b>   |
| <br>                                                                      |              |              |
| <b>Dług</b>                                                               | <b>1 148</b> | <b>1 148</b> |
| <b>Dług netto</b>                                                         | <b>786</b>   | <b>786</b>   |

Na wartość korekt składają się przede wszystkim zmiany na kapitale obrotowym (20 mPLN dla 12M 2015 oraz -27 mPLN dla 4Q 2015) szczegółowo wyjaśnione w dalszej części prezentacji oraz podatek dochodowy (-15 mPLN dla 12M 2015 oraz -3 mPLN dla 4Q 2015).

Budowa farm wiatrowych Skurpie, Gawłowice i Mycielin oraz dalszy development projektów.

Kredyty inwestycyjne długoterminowe na budowę farm wiatrowych Skurpie, Gawłowice oraz Mycielin

Splata kredytów inwestycyjnych oraz odsetek zaciągniętych na operujące aktywa, przede wszystkim farmy wiatrowe, ENS, Dystrybucja i Obrót.

- Skorygowana EBITDA za ostatnie 12 miesięcy (od 1 stycznia 2014 roku do 31 grudnia 2015 roku) wyniosła 222,9 milionów PLN, co przy poziomie zadłużenia netto grupy na 31 grudnia 2015 roku wynoszącego 785,8 milionów PLN implikuje wskaźnik Zadłużenie netto/EBITDA na poziomie 3,53x i był wyższy niż na 3Q 2015 kiedy wyniósł 2,63x.
- Długoterminowym celem Zarządu (od momentu pełnego odzwierciedlenia w EBITDA obecnie realizowanych projektów inwestycyjnych) jest utrzymanie wskaźnika Zadłużenie netto/EBITDA poniżej poziomu 3,0x.
- Relacja długu netto do kapitałów własnych była równa 0,56x, natomiast relacja kapitałów własnych do aktywów wynosiła 0,44x.

## 2016 Prognoza

| Dane w mln PLN         | 2016 Prognoza |
|------------------------|---------------|
| Skorygowana EBITDA     | 233.3         |
| Skorygowany Zysk Netto | 52.1          |

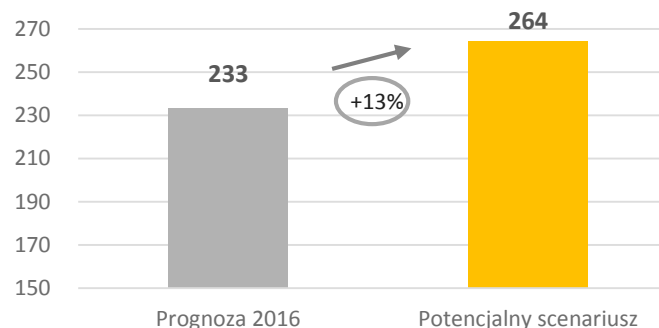
### Główne założenia dotyczące prognozy 2016

- **Farmy wiatrowe na lądzie:**
  - Konserwatywne założenie dotyczące ZC zakłada wzrost ceny ZC do poziomu PLN 130/MWh na koniec 2016
  - Produktowność założona na poziomie P75 z wyjątkiem P90 dla FW Amon/Talia
- **Dystrybucja:**
  - Stabilny z nieznacznym spadkiem marży ze względu na TPA
- **Trading:**
  - Założono konserwatywny poziom cen ZC
- **Segment Konwencyjny:**

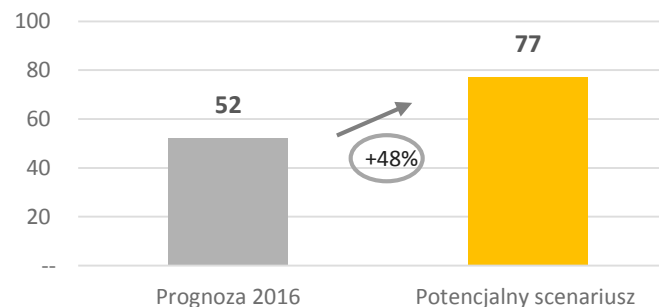
Niższe przychody z tytułu kompensaty gazowej ze względu na spadek cen gazu (mniejsza strata z wytwarzania energii elektrycznej) zrekompensowany przez:

  - Wyższe przychody z kompensaty kosztów osieroconych
  - Przychody z żółtych certyfikatów pozostaną stabilne
- **Biomasa:**
  - Niższe ceny pelletu ze względu na zakładane niższe ceny słomy

### Skorygowana EBITDA 2016 (mln PLN) - wrażliwość



### Skorygowany Zysk Netto 2016 (mln PLN) - wrażliwość



Przy założeniu stopniowego przywrócenia ceny ZC do poziomu 150 PLN / MWh oraz wyższej produktywności (obydwa założenia wydają się rozsądne w oparciu o dynamikę rynkową i osiąganymi wynikami operacyjnymi). Prognoza na 2016 rok może być zrewidowana w górę w ciągu roku.



## Oczekiwania na przyszłość 2017 - 2020

- **Oczekiwania na lata 2017-2020:** Nie zakłada się rozwodnienia przy jednoczesnym kontynuowaniu inwestycji i wypłaty dywidendy - w tym celu Polenergia może rozważyć zaoferowanie niektórych projektów na sprzedaż;
- **Atrakcyjne otoczenie ekonomiczne:** trudne do przewidzenia kryteria inwestycyjne dla wygranych i zabezpieczonych projektów na aukcjach jednakże, oczekujemy znaczącej premii ze względu na stabilność CFD (niższy WACC, większa dźwignia), poprawie wydajności technicznej i obniżenie kosztów (patrz ilustracja na następnym slajdzie).
- **Docelowy udział projektów lądowych FW przeznaczonych do budowy/sprzedaży:** będzie ostatecznie zależeć od cen certyfikatów i wyceny projektów na moment gotowości do budowy (z zabezpieczoną ceną aukcją), co daje pełną elastyczność pomiędzy budowaniem własnego potencjału lub zapraszaniem kapitału inwestycyjnego dla części/całości niektórych projektów. Zarząd będzie wybrać najlepszą strategię w celu maksymalizacji wzrostu wartości oraz profilu stopy dywidendy dla inwestorów;
- **Zielone certyfikaty:** polepszenie podaży/popytu przywróci cenę do poziomu 180 PLN/MWh w 2017-2018. Docelowy poziom PLN240 / MWh w 2019-2020 poprzez umożliwienie współspalania, jeżeli będzie to konieczne dla Polski w celu spełnienia unijnych zobowiązań w 2020 roku a także dla uniknięcia kosztownych transferów statystycznych potencjalnie wynoszących 100 EUR/MWh od Niemiec/Szwecji (lub innych państw, które osiągną cele unijne). Omówiono szerzej na slajdach 46-51.
- **Ceny energii elektrycznej:** Umiarkowany wzrost założony do roku 2020 (około 180 PLN / MWh)
- **Offshore:** Cel zakłada sprzedaż 50% projektu w 2018 i 25% w 2020 (patrz założenia do wyceny na slajdzie 18)

## Orientacyjna wycena „projektu aukcyjnego” – Kluczowe założenia

| Parametry                    |                       | Rozporządzenie w sprawie cen referencyjnych* | Modyfikacja w oparciu o aktualne trendy           | Komentarz                                                                                                                                                                                                                                                                              |
|------------------------------|-----------------------|----------------------------------------------|---------------------------------------------------|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| Okres operacyjny             | <i>lata</i>           | 15 years (subsidies)<br>+ 15% terminal value | 15 years (subsidies)<br>+ 5 years (market prices) |                                                                                                                                                                                                                                                                                        |
| Produktywność                | %                     | 26%                                          | 32%                                               | Według BNEF obecna produktywność zazwyczaj znacząco przewyższa poziom 30%. Dane operacyjne Polenergia to potwierdzają (2014-15 dla nowych farm). Patrz slajd 55 odnośnie źródła BNEF                                                                                                   |
| Auction/reference price      | <i>PLN/MWh</i>        | 385                                          | 320                                               | Orientacyjna, cena konserwatywna wyraźnie niższy od minimalnego poziomu, jak w innych krajach UE (patrz slajdy 31-32)                                                                                                                                                                  |
| Capex                        | <i>tys. PLN/MWh</i>   | 6 300                                        | 6 600                                             | Według BNEF ceny turbin stale spadają i ceny światowe (z wyjątkiem Chin) są obecnie na poziomie pomiędzy 0,8 mln EUR/MW (ok. 60% całego Capex'u) – pozostajemy konserwatywni ze względu na zaprezentowaną większą produktywność. Patrz slajd 54 odnośnie źródła BNEF                   |
| Opex - zmienny               | <i>PLN/MWh</i>        | 15                                           | 15                                                |                                                                                                                                                                                                                                                                                        |
| Opex - stały                 | <i>tys PLN/MW/rok</i> | 225                                          | 190                                               | Według BNEF, indeks ceny O&M wynosi około ca 20 tys. EUR/MW/rok. Nie obejmuje wszystkich stałych kosztów operacyjnych, ale tendencja jest malejąca, plus Polenergia posiada własny O & M, który pokazuje potencjał redukcji kosztów O&M o 30-50%. Patrz slajd 55 odnośnie źródła BNEF. |
| Okres amortyzacji podatkowej | <i>lata</i>           | 15                                           | 15                                                |                                                                                                                                                                                                                                                                                        |

- Nowe tendencje na rynku FW on-shore pozwalają na uzyskanie dodatkowych korzyści z uwagi na zastosowanie bardziej opłacalnych technologii;
- Wstępne badanie rynku wskazuje, że korzystniejsze warunki kredytu (80% długu, niższe marże) powinny być osiągalne w systemie aukcyjnym ze względu na jego niższy profil ryzyka;

\* Rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 13 listopada 2015 r. w sprawie ceny referencyjnej energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii w 2016 r.

## Orientacyjna wycena „projektu aukcyjnego” – Kluczowe wyniki

|                       |                 | 2016           | 2017       | 2018       | 2019       | 2020       | 2021       | 2022         | 2031         | 2032       | 2033       | 2034       | 2035         | 2036         |
|-----------------------|-----------------|----------------|------------|------------|------------|------------|------------|--------------|--------------|------------|------------|------------|--------------|--------------|
| Współczynnik produkt. | %               |                | 32%        | 32%        | 32%        | 32%        | 32%        | 32%          | 32%          | 32%        | 32%        | 32%        | 32%          | 32%          |
| Sprzedaż EE           | MWh             |                | 2 800      | 2 800      | 2 800      | 2 800      | 2 800      | 2 800        | 2 800        | 2 800      | 2 800      | 2 800      | 2 800        | 2 800        |
| Cena EE               | PLN/MWh         |                | 320        | 328        | 336        | 345        | 353        | 362          | 452          | 318        | 339        | 351        | 376          | 395          |
| CPI                   | %               |                |            | 2,5%       | 2,5%       | 2,5%       | 2,5%       | 2,5%         | 2,5%         | 2,5%       | 2,5%       | 2,5%       | 2,5%         | 2,5%         |
| <b>Przychody</b>      | <b>tys. PLN</b> |                | <b>896</b> | <b>918</b> | <b>941</b> | <b>965</b> | <b>989</b> | <b>1 014</b> | <b>1 266</b> | <b>892</b> | <b>948</b> | <b>984</b> | <b>1 052</b> | <b>1 107</b> |
| Koszty zmienne        | tys. PLN        |                | 43         | 44         | 45         | 46         | 47         | 48           | 60           | 62         | 63         | 65         | 66           | 68           |
| Koszty stałe          | tys. PLN        |                | 190        | 195        | 200        | 205        | 210        | 215          | 268          | 275        | 282        | 289        | 296          | 304          |
| <b>EBITDA</b>         | <b>tys. PLN</b> |                | <b>663</b> | <b>680</b> | <b>697</b> | <b>714</b> | <b>732</b> | <b>751</b>   | <b>937</b>   | <b>555</b> | <b>603</b> | <b>630</b> | <b>689</b>   | <b>735</b>   |
| Amortyzacja           | tys. PLN        |                | (444)      | (444)      | (444)      | (444)      | (444)      | (444)        | (444)        | --         | --         | --         | --           | --           |
| <b>EBIT</b>           | <b>tys. PLN</b> |                | <b>220</b> | <b>236</b> | <b>253</b> | <b>271</b> | <b>289</b> | <b>307</b>   | <b>494</b>   | <b>555</b> | <b>603</b> | <b>630</b> | <b>689</b>   | <b>735</b>   |
| CIT (19%)             | tys. PLN        |                | (42)       | (45)       | (48)       | (51)       | (55)       | (58)         | (94)         | (105)      | (115)      | (120)      | (131)        | (140)        |
| +Amortyzacja          | tys. PLN        |                | 444        | 444        | 444        | 444        | 444        | 444          | 444          | --         | --         | --         | --           | --           |
| Capex                 | tys. PLN        | (6 600)        | --         | --         | --         | --         | --         | --           | --           | --         | --         | --         | --           | --           |
| <b>FCF</b>            | <b>tys. PLN</b> | <b>(6 600)</b> | <b>622</b> | <b>635</b> | <b>649</b> | <b>663</b> | <b>677</b> | <b>692</b>   | <b>844</b>   | <b>449</b> | <b>488</b> | <b>510</b> | <b>558</b>   | <b>596</b>   |
| <b>IRR projektu</b>   | <b>%</b>        | <b>8,16%</b>   |            |            |            |            |            |              |              |            |            |            |              |              |
| <b>WACC @ D/A=80%</b> | <b>%</b>        | <b>4,88%</b>   |            |            |            |            |            |              |              |            |            |            |              |              |
| <b>NPV</b>            | <b>PLNk/MW</b>  | <b>1 078</b>   |            |            |            |            |            |              |              |            |            |            |              |              |
| <b>NPV</b>            | <b>EURk/MW</b>  | <b>257</b>     |            |            |            |            |            |              |              |            |            |            |              |              |

Źródło: Orientacyjna analiza Polenergii

- Wycena potencjalnych projektów z zabezpieczonym wsparciem na poziomie 320 PLN / MWh może wynieść około 1,078 tys. PLN/MW (257 tys. EUR / MW);
- Główne wrażliwość wyceny koncentrują się wokół współczynnika produktywności, ceny aukcyjnej i capex/O&M. Polenergia jest idealnie predysponowana do maksymalizacji każdego operacyjnego aspektu i może oferować konkurencyjne stawki więc także może zabezpieczyć najlepszą wycenę
- Znaczny potencjał wyceny, wynikający z nadwyżki ponad poziom historycznych wycen dla projektu RTB w systemie zielonych certyfikatów na poziomie EUR 150-200/MW

## Potencjalna wycena projektów morskich farm wiatrowych

- Polenergia posiada projekty dwóch morskich farm wiatrowych o łącznej mocy 1,2GW, których uruchomienie planowane jest kolejno na 2022 i 2026 rok;
- Przyjmując za punkt odniesienia wartość projektu na moment rozpoczęcia budowy (tzn. z pozwoleniem na budowę) Polenergia ocenia obecny stan zaawansowania projektu morskich farm wiatrowych na 45% (m.in. uzyskano pozwolenie na wznoszenie i wykorzystywanie sztucznych wysp, ułożenie i otrzymywanie kabli podmorskich, podpisano umowę przyłączeniową z PSE ). Do końca 2016 roku Spółka planuje uzyskanie decyzji środowiskowej;
- Bazując na rzeczywistych transakcjach na rynku europejskim w ostatnim czasie, potencjalna wartość projektów farm morskich na moment zamknięcia finansowego może wynieść ok. 260 tys. EUR\* / 1MW;
- Przyjmując taką wycenę możemy ustalić potencjalna wartość projektu na koniec 2016:


$$1200 \text{ MW} \times \text{€}260\text{k} / \text{MW} \times 4,2 \text{ EUR} / \text{PLN} = \underline{1.310 \text{ m PLN @ 45\%}} \\ = \underline{590\text{m PLN}}$$

- Powyższa wartość odzwierciedla wartość projektu na moment zamknięcia finansowego, który obie farmy BS II i BS III osiągną w 2019 r.

\*Mnożnik z transakcji zakupu farmy Gode Wind I i II przez Dong Energy od PNE Wind w 2012 wg danych opublikowanych przez Bloomberg New Energy Finance

**Polenergia szacuje potencjalny wpływ na wycenę na poziomie 13 PLN na akcję.**

## Polityka dywidendowa

- **Nadrzędny cel Zarządu Polenergia S.A.:** tworzenie wartości dla Akcjonariuszy poprzez wzrost wartości Spółki w długim terminie. Jednocześnie, biorąc pod uwagę lepsze wyniki finansowe spółki i opóźnienie procesu aukcyjnego, Zarząd podjął decyzję, aby przyspieszyć inauguracyjną wypłatę dywidendy Polenergia SA o jeden roku począwszy od roku od 2016 zamiast pierwotnie zakładanego 2017;
- **Polityka dywidendowa:** Zarząd Polenergia S.A. zamierza przedkładać Walnemu Zgromadzeniu Akcjonariuszy propozycję wypłaty dywidendy w następującej wysokości:
  - 0,5 zł na akcję za rok zakończony w dniu 31 grudnia 2015 r.,
  - 30%-60% skonsolidowanego zysku netto przypadającego na rzecz akcjonariuszy Spółki, jako jednostki dominującej począwszy od zysku za rok kończący się w dniu 31 grudnia 2016 r.
- **Dodatkowy potencjał:** Zarząd Polenergia S.A. może rekomendować WZA wypłatę dywidendy nadzwyczajnej przypadku nadwyżki środków pieniężnych przekraczającym planowane inwestycje na przykład z osiągniętego zysku, ze zbycia udziałów w wybranych projektach rozwojowych farm wiatrowych na lądzie i morzu.

*Ostateczny kształt przedstawianej przez Zarząd Spółki rekomendacji, co do dysponowania zyskiem wypracowanym w Grupie Polenergia S.A., będzie każdorazowo uzależniony od poziomu osiągniętego przez Grupę Polenergia S.A. skonsolidowanego zysku netto, od potrzeb związanych z rozwojem Grupy Polenergia S.A., w szczególności związanych z realizacją planów inwestycyjnych, sytuacji finansowej i płynnościowej Grupy Polenergia S.A., istniejących i przyszłych zobowiązań (w tym potencjalnych ograniczeń związanych z umowami kredytowymi i emisją instrumentów dłużnych) oraz oceny perspektyw Grupy Polenergia S.A. w określonych uwarunkowaniach rynkowych i makroekonomicznych.*

*Decyzja dotycząca dysponowania zyskiem Grupy Polenergia S.A., w tym decyzja co do wypłaty i wysokości dywidendy, należy każdorazowo do Walnego Zgromadzenia Akcjonariuszy, które nie jest związane rekomendacją Zarządu Polenergia S.A. W zależności od wskazanych powyżej okoliczności, rekomendacja Zarządu Polenergia S.A. może być w poszczególnych latach odmienna od zakładanej w niniejszej polityce dywidendowej. Również rzeczywista wysokość ustalonej do wypłaty dywidendy może być przyjęta przez Walne Zgromadzenie Akcjonariuszy na poziomie wyższym lub niższym od poziomów zakładanych w niniejszej polityce dywidendowej.*

*Polityka dywidendowa podlegała będzie okresowym przeglądom i może zostać zmieniona lub odwołana z uwagi na niemożność lub utrudnienia w jej realizacji.*

## Przejście na profil “Dividend Yield and Growth” - unikalna propozycja wśród polskich spółek energetycznych

### ▪ Stopa dywidendy i wzrost:

- Inauguracyjna dywidenda umożliwia przejście Polenergii do unikatowego profilu dochodowego, jak również utrzymanie przyszłego wzrostu;
- Inauguracyjna dywidenda będzie wypłacona rok przed terminem, w kwocie pozwalającej na utrzymanie środków pieniężnych pozwalających na realizację projektów w systemie aukcyjnym o dodatnim NPV (patrz orientacyjny model aukcji na 1MW) i umożliwić rynkowi zielonych certyfikatów odpowiedź na ograniczenia dostaw wynikających z nowej ustawy o OZE;
- Przyszłe dywidendy do roku 2020 będą odzwierciedlać zarówno wynik zwiększonej mocy, znacznego wzrostu zielonych certyfikatów do roku 2020, jak również umożliwiać inwestycje w projekty.

### ▪ Unikalna propozycja w Polsce i regionie: Polski sektor energetyczny jest obciążony niepewnością w związku z planami wsparcia sektora górnictwa węgla kamiennego, a także rosnącym kosztem CO<sub>2</sub> w średnim / długim okresie. Polenergia oferuje czystą energię alternatywą zgodną z długoterminowymi wytycznymi UE, pomagającą Polsce w spełnieniu unijnych celów na rok 2020 dot. energii odnawialnej, poprzez wzrost jak również wypłaty dywidendy dla akcjonariuszy;

### ▪ Strategiczna zmiana dot. lądowych FW: W celu maksymalizacji atrakcyjności stopy dywidendy i profilu wzrostowego dla inwestorów, Polenergia dostosuje swój profil odpowiednio tak, aby zmaksymalizować możliwości rozbudowy portfela poprzez umożliwienie inwestycji w projekty (po wygranej aukcji), co zapewni dodatkowy kapitał jak również pozwalają na podniesienie poziomu wypłaty dywidendy;

### ▪ Pozostałe założenia strategii bez zmian:

- Atrakcyjne perspektywy długoterminowe dla ENS: cena gazu maleje, długoterminowe wsparcie dla współspalania prawdopodobne. ENS jest doskonale przygotowana do świadczenia usług wsparcia na wypadek blackout'ów dla polskiego operatora systemu;
- Dystrybucja/sprzedaż i trading: stabilna wydajność oraz potencjał do zwiększenia zadłużenia w celu pozyskania kapitału dla regionalnej konsolidacji i akwizycji pozwalającej rozwinąć sieć i bazę klientów a także na realizację koncepcji Smart Energy
- Przełomowy potencjał dla FW na morzu: ostatnie sygnały świadczące o pozytywnym nastawieniu nowego rządu do FW off-shore dają podstawy do rozważenia uwzględnienia potencjalnego efektu dla wyceny Polenergii, jak również dywidendy. To także umożliwia Polenergii wsparcie Polski w stosunku do wypełnienia obowiązków emisji CO<sub>2</sub> do roku 2030;
- Bernau-Szczecin gazociąg: Potencjalnie skorzysta z silnego nacisku nowego rządu na dywersyfikację dostaw gazu i regionalną współpracę w obszarze gazowym.

## Istotne priorytety określone przez nowego Ministra Energii / Główne wyzwania

| Kluczowe priorytety                       | Opis                                                                                                           | Dotyczy                                                      | Wpływ                                                                               | Wyzwania / czynniki ograniczające                                                                                                                                                                   |
|-------------------------------------------|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------|--------------------------------------------------------------|-------------------------------------------------------------------------------------|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| Wyraźny nacisk na wsparcie OZE obok węgla | Notyfikacja odnośnie nowej ustawy o OZE i wyrażnie nastawienie na dywersyfikację polskiego mixu energetycznego | Lądowe i morskie farmy wiatrowe                              |  | Powrót wsparcia dla współspalania podlega ścisłym ograniczeniom UE i zdefiniowanej "prawdziwej" definicji biomasy. Wszelkie ograniczenia w imporcie będą pozytywne dla wyników Biomasy w Polenergii |
| FW na morzu                               | Wsparcie jasno zakomunikowane przez Min. Tchórzewskiego                                                        | Farmy wiatrowe na morzu                                      |  | Wyraźne korzyści NPV dla Polski, wsparcie ME, zastąpienie efektu restrukturyzacji kopalni węgla, spadające LCOE                                                                                     |
| Wsparcie kogeneracji                      | Prawdopodobnie będzie kontynuowane w 2018 roku w drodze aukcji                                                 | ENS                                                          |  | ENS jako "diament" w polskim systemie. Możliwość bycia wsparciem zapasowym potwierdzona                                                                                                             |
| Regionalna współpraca gazowa              | Dywersyfikacja dostaw energii                                                                                  | Bernau-Szczecin rurociąg                                     |  | Decyzja polityczna złagodzone przez potrzebę dywersyfikacji                                                                                                                                         |
| Smart Energy                              | Efektywność energetyczna i inteligentne systemy pomiarowe                                                      | Polenergia działa aktywnie i monitoruje segment Smart Energy |  | Polenergia ma naturalny potencjał dla inwestycji w Smart Energy z własną bazą klientów / siecią dystrybucyjną                                                                                       |



### Wsparcie dla morskich FW wyraźnie przekazane przez Ministra Energii:

- „Mam nadzieję, że wkrótce ruszą też projekty wiatraków morskich. Mamy tereny na Bałtyku, gdzie efekt jest o 50% lepszy niż na lądzie”
- „Wsparcie dla energetyki wiatrowej na morzu jest jedną z ważniejszych kwestii do rozwiązania... Inwestorzy, (...) muszą mieć zagwarantowaną stabilizację regulacyjną”



## „Globalne Trendy w Czystej Energetyce” – Konferencja Bloomberg/Polenergia



### ZAPROSZENIE

BLOOMBERG NEW ENERGY FINANCE  
ORAZ POLENERGIA SA  
ZAPRASZAJĄ NA SPOTKANIE Z **MICHAELEM LIEBREICHEM**  
„GLOBALNE TRENDY W CZYSTEJ ENERGETYCE. EUROPEJSKA I  
POLSKA POLITYKA ENERGETYCZNA OZE – SZANSE I KOSZTY”



Michael Liebreich

założyciel i prezes Bloomberg New  
Energy Finance, światowej klasy ekspert  
w dziedzinie czystej energetyki, finansów  
i zrównoważonego rozwoju,  
członek grupy ds. zrównoważonego  
rozwój przy Sekretarzu Generalnym ONZ.

25 lutego (czwartek),  
godzina 14:00,  
Hotel Sheraton,  
Warszawa, ul. Bolesława Prusa 2.

#### AGENDA

- 14.00 Rejestracja uczestników
- 14.20 **Zbigniew Prokopowicz**,  
Prezes Zarządu Polenergia SA
- 14.30 **Michael Liebreich**,  
Chairman Of The Advisory Board BNEF  
„Globalne trendy w czystej energetyce”
- 15.15 **Janis Hoberg**, European Policy Analyst  
BNEF „Trendy w europejskiej i polskiej  
polityce energetycznej OZE – szanse i  
koszty”
- 16.00 Q&A

**Bloomberg**  
NEW ENERGY FINANCE

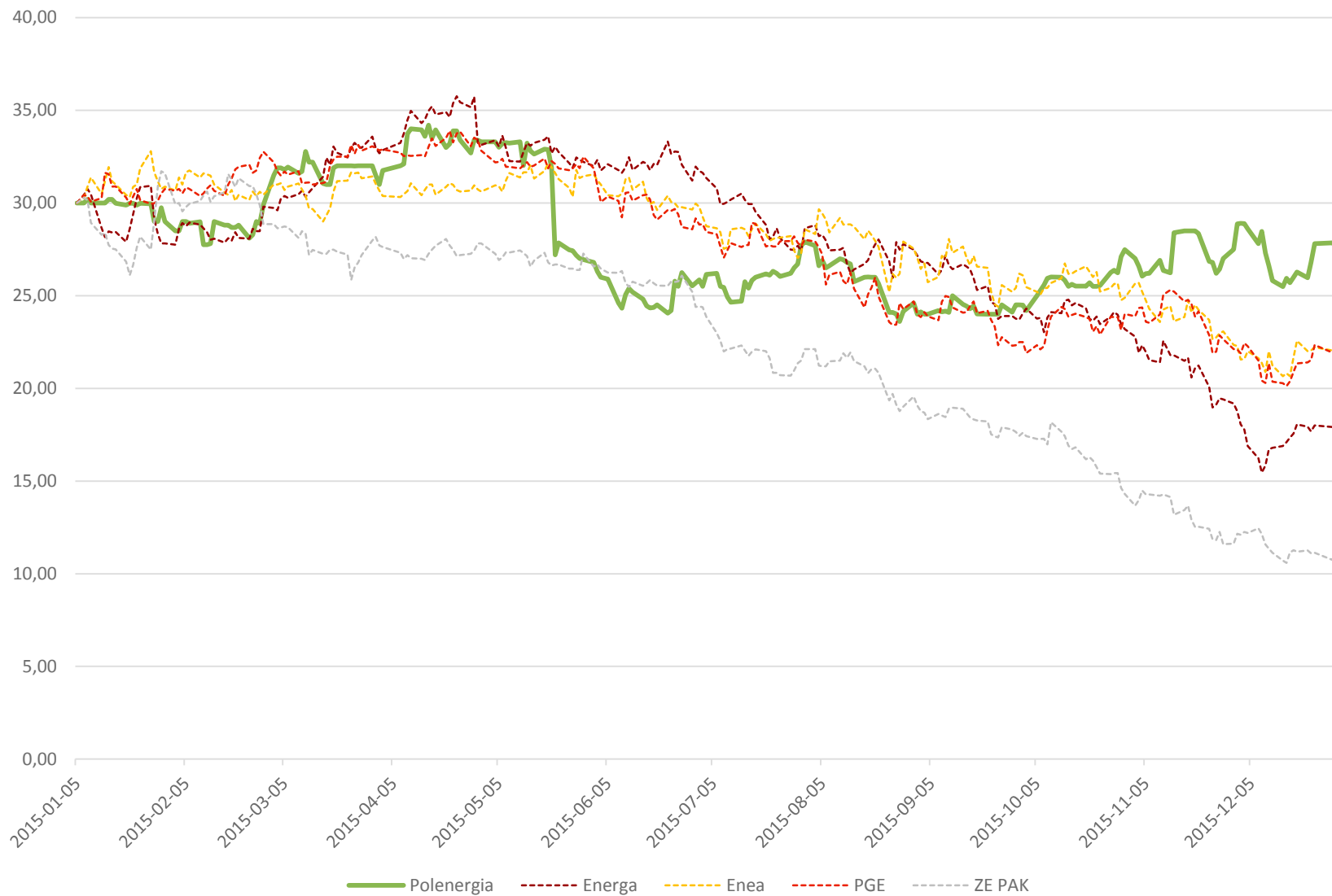
Globalny lider wśród instytucji dostarczających  
i analizujących informacje z dziedziny  
nowoczesnej, czystej energetyki.  
[about.bnef.com](http://about.bnef.com)

 **POLENERGIA**

Polska prywatna pionowo zintegrowana grupa  
energetyczna o międzynarodowym zasięgu specjalizująca  
się w wytwarzaniu energii ze źródeł odnawialnych.  
[www.polenergia.pl/pol/en](http://www.polenergia.pl/pol/en)



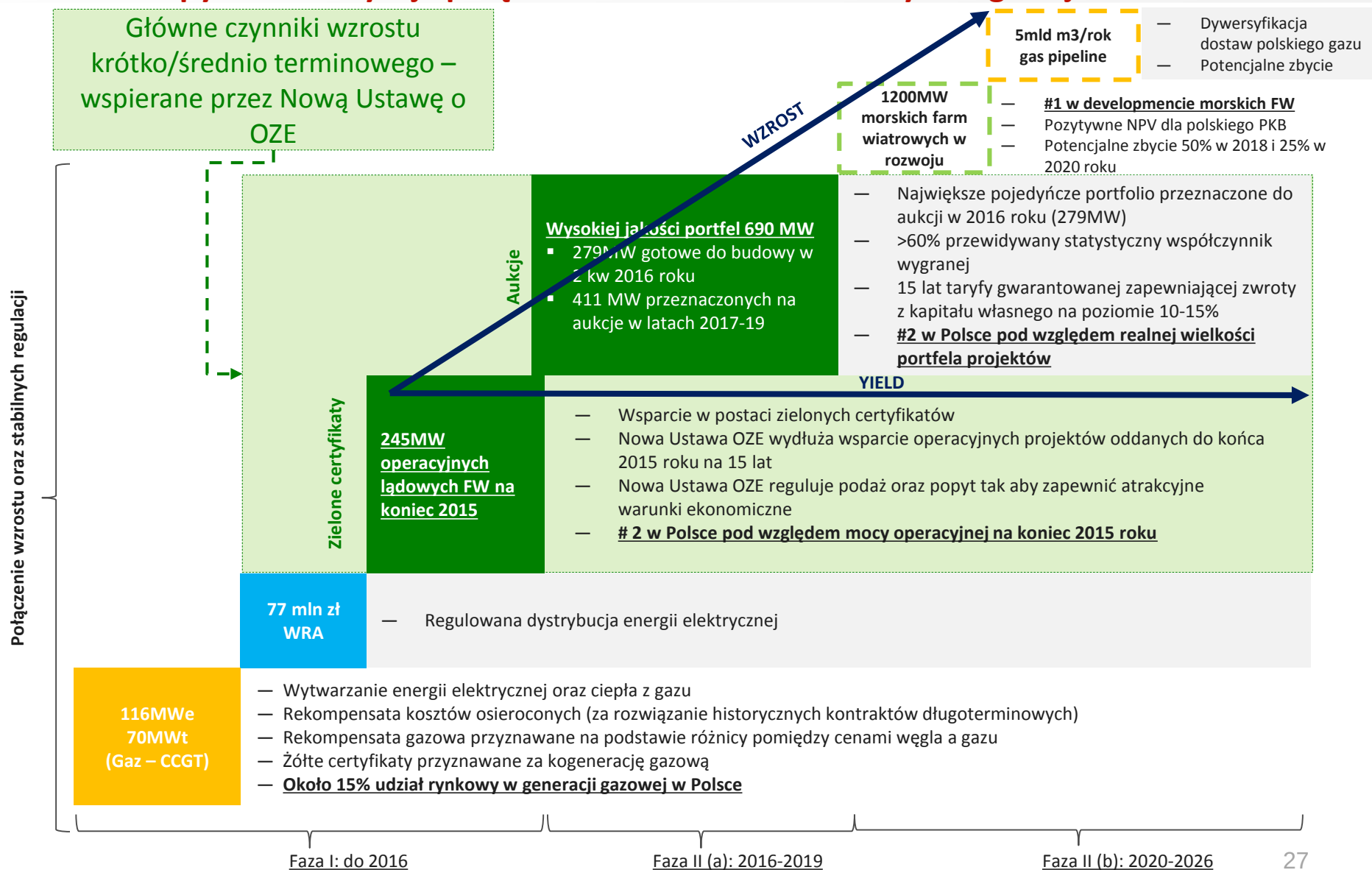
## Cena akcji Polenergia w 2015 roku wykazujące na odporność i stabilność w trudnych czasach



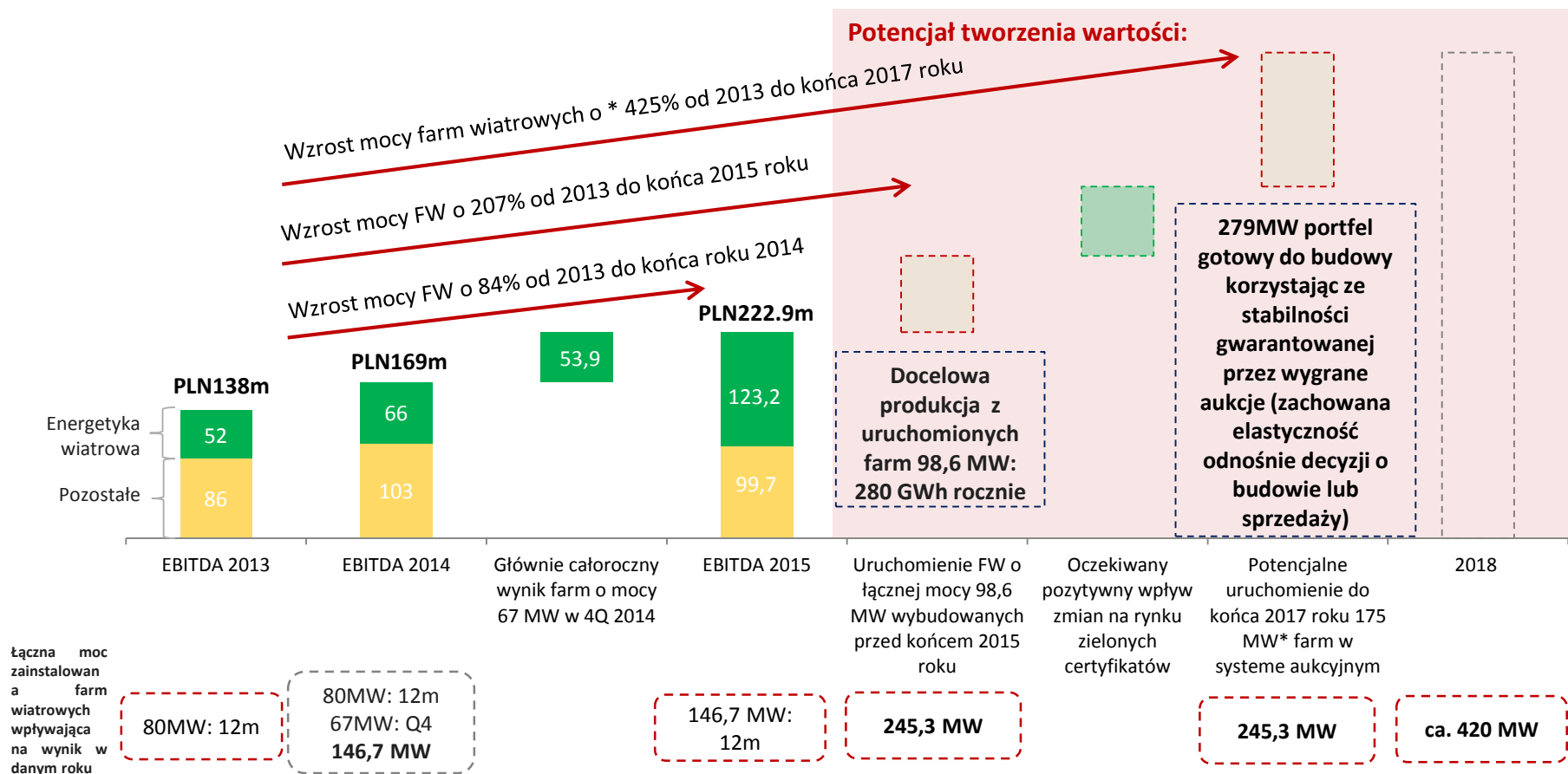
# 03

## Otoczenie strategiczne

## Profil Grupy charakteryzuje połączenie wzrostu oraz stabilnych regulacji



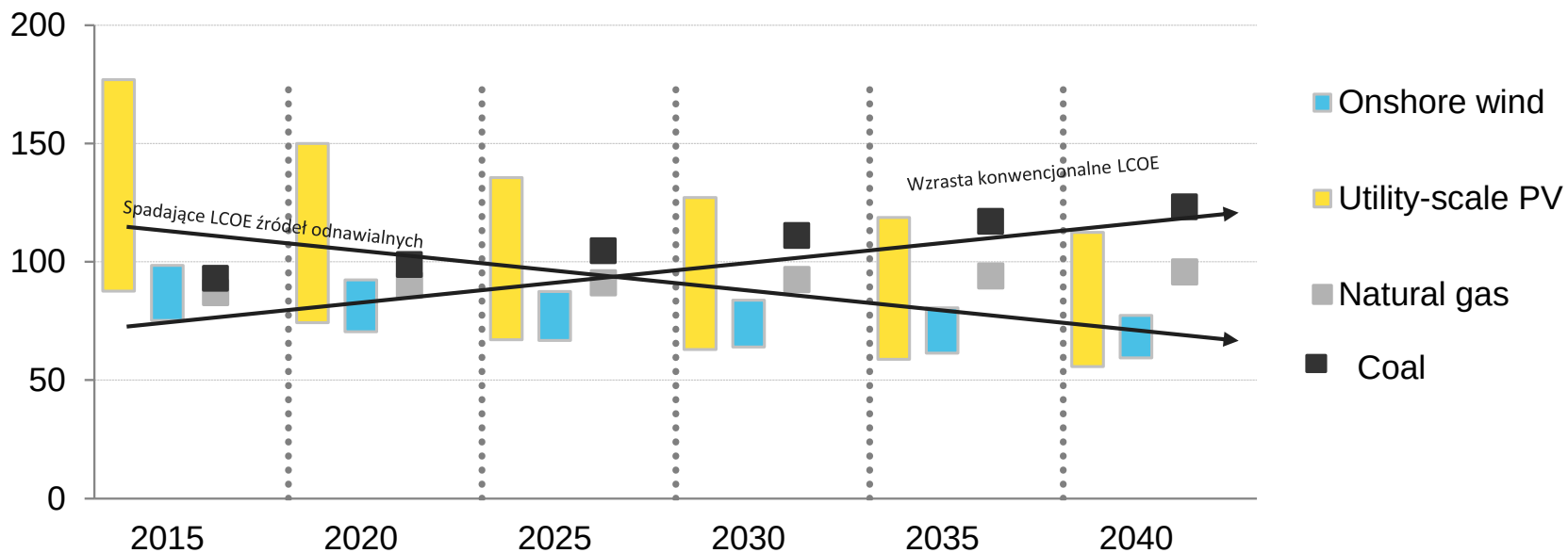
## Wzrost utrzymany pomimo opóźnienia w rozpoczęciu aukcji



\*Zgodnie z założonym prawdopodobieństwem wygrania aukcji. Możliwa jest również sprzedaż wybranych projektów lądowych farm wiatrowych realizowanych po 2015 r. w systemie aukcyjnym (przed lub po wygranej aukcji) w celu zwiększenia potencjalnych dywidend

**Celem jest umożliwienie przyrostu nowych mocy jak również przepływów pieniężnych ze sprzedaży wybranych projektów umożliwiające podniesienie stopy dywidendy dla akcjonariuszy**

## Europejskie LCOE OZE spada, podczas gdy na wytwarzaniu konwencjonalnym wzrasta



Nota: US\$/MWh. Współczynniki mocy – morski wiatr: 25-35%; solar: 10-15%

Źródło: BNEF

**W Europie lądowa energetyka wiatrowa jak i słoneczna osiągnęły już parytet sieci, w porównaniu do gazu naturalnego i oczekuje się, że staną się tańszymi technologiami, niż węgiel kamienny w latach 2020-25. Oczekuje się, że LCOE węgla kamiennego wzrośnie z powodu rosnących cen CO<sub>2</sub> w okresie średnio/długo terminowym (pomimo ostatnich spadków), niższego wykorzystania ze względu na zmieniające się warunki rynkowe oraz rosnące koszty finansowania i spadającą dostępność zewnętrznego finansowania dla elektrowni opalanych węglem.**

## Przeprowadzone aukcje w Europie wskazują na atrakcyjne poziomy cen

| Aukcja dla farm wiatrowych na lądzie Włochy          |                                              |                                                          |
|------------------------------------------------------|----------------------------------------------|----------------------------------------------------------|
|                                                      | <i>Wartość ceny referencyjnej dla aukcji</i> | <i>Taryfa ustalona w drodze aukcji</i>                   |
| <b>2013</b>                                          | 127€/MWh (PLN508/MWh)                        | 96 €/MWh (PLN384/MWh) –<br>123,88€/MWh (PLN495/MWh)      |
| <b>2014</b>                                          | 121€/MWh (PLN484/MWh)                        | 102,87 €/MWh (PLN412/MWh) –<br>114,92 €/MWh (PLN460/MWh) |
| <b>2015</b>                                          | 121€/MWh (PLN484/MWh)                        | 88,90 €/MWh (PLN356/MWh) –<br>93,50 €/MWh (PLN374/MWh)   |
| Aukcja dla farm wiatrowych na lądzie Wielka Brytania |                                              |                                                          |
|                                                      | <i>Wartość ceny referencyjnej dla aukcji</i> | <i>Taryfa ustalona w drodze aukcji</i>                   |
| <b>2015</b>                                          | £95/MWh (PLN532/MWh)                         | £82/MWh (PLN460/MWh)                                     |

Źródło: PSEW na podst. Assorinnovabili.it, rząd WB

- ✓ Dyskonto w stosunku do ceny referencyjnej w przeprowadzonych w Europie aukcjach wynosiło 2-27%;
- ✓ Najniższe taryfy gwarantowane nigdy nie były poniżej 88,90 €/MWh (ekwiwalent PLN356/MWh);
- ✓ W Wielkiej Brytanii taryfa gwarantowana przez 15 lat a we Włoszech 20 lat.

## Atrakcyjne warunki finansowania dla projektów które wygraą aukcję

### Mechanizm kontraktów różnicowych (CFD), który jest bardzo stabilny i charakteryzuje się niskim ryzykiem

- 15-letni kontrakt różnicowy (CFD) ze stałą ceną indeksowaną CPI;
- Bardzo niskie ryzyko CFD, którym będzie Państwo Polskie (OREO), które odpowiada ryzyku polskich Obligacji Skarbowych;
- Polenergia rozpoczęła konsultację z bankami komercyjnymi oraz europejskimi instytucjami finansowymi odnośnie potencjalnych warunków finansowania projektów, które wygraą aukcje – prognozy są bardzo pozytywne, ponieważ banki wspierają najbardziej prawdopodobnych zwycięzców aukcji.

### Wstępna Cena Referencyjna<sup>1</sup> ustawiona na osiągalnych poziomach

- 385 PLN, nawet po ewentualnej obniżce w aukcji, pozwoli Polenergii licytować konkurencyjnie ze względu na atrakcyjną charakterystykę projektów, poprawę współczynnika wykorzystania mocy, wewnątrzgrupowych synergii kosztowych oraz znaczącej siły negocjacyjnej odnośnie wysokości nakładów inwestycyjnych oraz kosztów operacyjnych w celu osiągnięcia optymalnego współczynnika wykorzystania mocy oraz finalnego średnioważonego kosztu energii („LCOE”). Rozpoczęto już staranne przygotowania w celu osiągnięcia najlepszych parametrów;
- Obserwowane aukcje we Włoszech/UK sugerują dyskonto w zakresie 2-27%. Należy pamiętać, że najniższa cena w tych aukcjach wyniosła równowartość 356 PLN/MWh.

### Polenergia jako czołowy deweloper oraz operator lądowych farm wiatrowych w Polsce

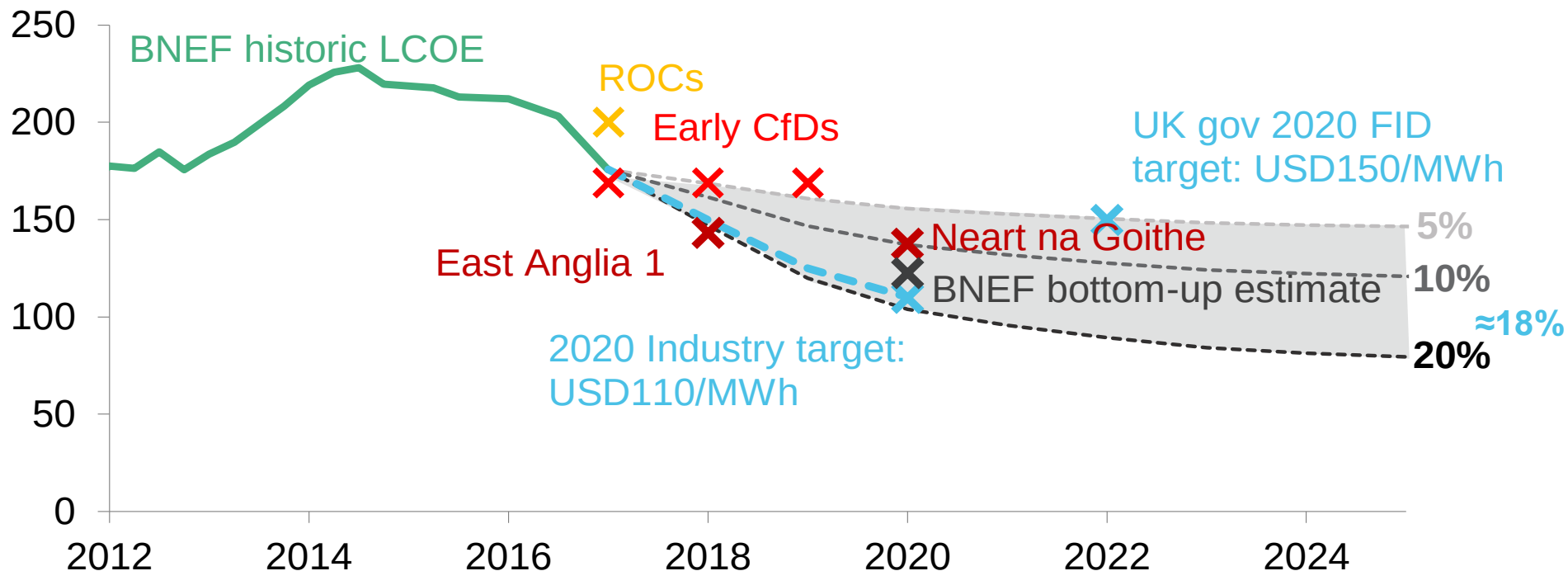
- 245MW w operacji do końca 2015 (Nr 2 w Polsce);
- Spółka najprawdopodobniej wystawi największą liczbę projektów do pierwszej aukcji ze wszystkich deweloperów w Polsce (około 280MW);
- W sumie ponad 600 MW projektów doprowadzonych do etapu „Gotowe do budowy” do tej pory, z istniejącym portfelem deweloperskim 730MW, z czego około 280MW będzie uczestniczyć w pierwszej aukcji, a pozostałe w kolejnych;
- Udowodniona zdolność efektywnej budowy: wszystkie historyczne realizacje inwestycji zakończone przed terminem;
- Znacząca siła negocjacyjna odnośnie wykonawców.

<sup>1</sup> Oparta na projekcie rozporządzenia, aktualnie w konsultacjach

**Polenergia ma najlepsze warunki ze wszystkich graczy na polskim rynku energetyki wiatrowej aby wygrać maksymalną ilość zbliżających się aukcji.**

## Energia z morskich farm wiatrowych za US\$110/MWh - cel na 2020 (BNEF)

Historyczne i prognozowane „LCOE” przy założeniu różnych „learning rates” w zależności od roku rozruchu (USD/MWh)



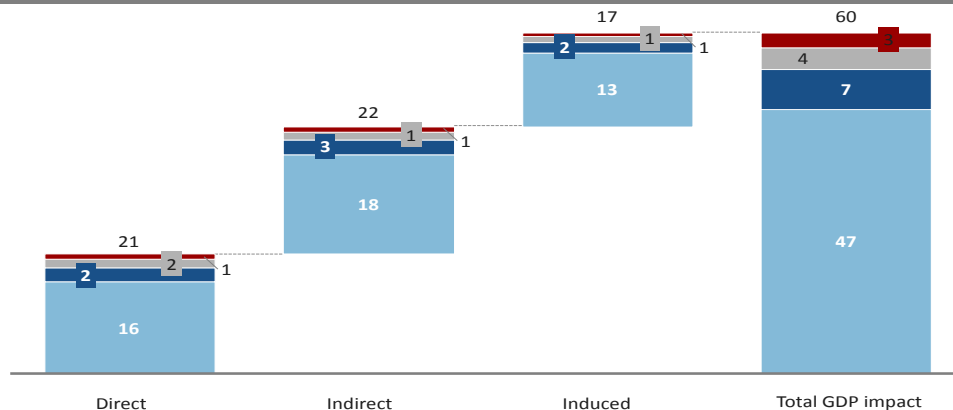
Note: Przeczytanie wykresu posłuży do otrzymania LCOE w momencie rozruchu. Na przykład, historyczny LCOE do 2017 roku ze względu na projekt uruchomiony w 2017 roku odzwierciedlający wyliczoną LCOE w etapie poprzedzającym rozpoczęcie budowy tj. 2 lata wcześniej. Obliczenia na podstawie przewidywanej liczby jednostek zamiast zainstalowanej mocy. Kurs wymiany USD / GBP = 1,5 oraz USD / EUR = 1,1 (średnia z ostatnich 3 miesięcy).

**Docelowa cena energii z morskich farm wiatrowych na poziomie US\$110/MWh w zestawieniu z wstępną ceną referencyjną dla offshore w Polsce (470PLN/MWh) pozwala w pełni na realizację projektów przez Polenergię.**



## Morskie farmy wiatrowe będą miały znaczący pozytywny wpływ na polską gospodarkę

Wpływ na PKB 2019-2030 z 6 GW mocy wiatrowych, miliard PLN



1 W cenach 2014, porównując do PKB 2014

Procent 10cio-  
-letniego PKB<sup>1</sup>

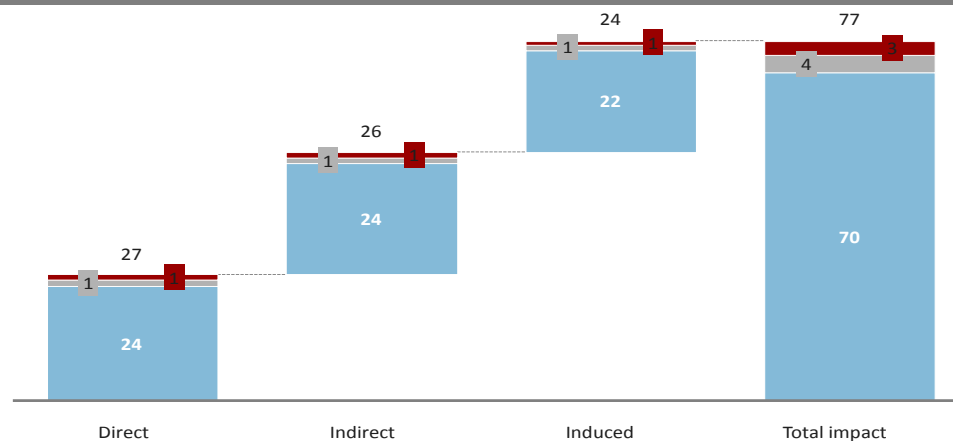
Potencjalny przychód  
z podatków

0.35

PLN 15mld

Infrastruktura  
O&M  
Eksport  
Capex

Wpływ na zatrudnienie 2019-2030 z 6 GW mocy wiatrowych, tysiące etatów (średnio)



Procent  
bezrobocia<sup>1</sup>

5.2

1 za 1 kwartał 2015 roku - łącznie 17,3 mln zatrudnionych, bezrobotnych 1,5 mln Źródło: GUS; McKinsey

**Ponad 60mld PLN do PKB oraz do 70 tysięcy dodatkowych miejsc pracy w całej Polskiej gospodarce kompensujących efekty restrukturyzacji polskich kopalni. Stanowi to realną alternatywę dla Polskiego Rządu.**

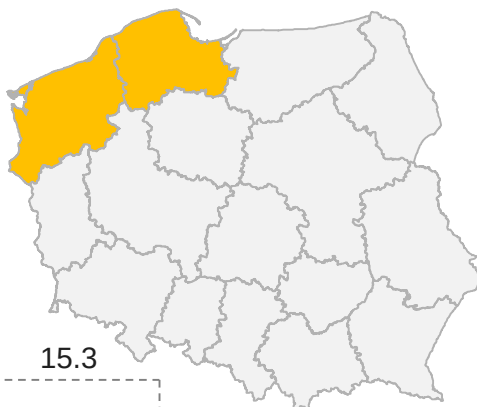
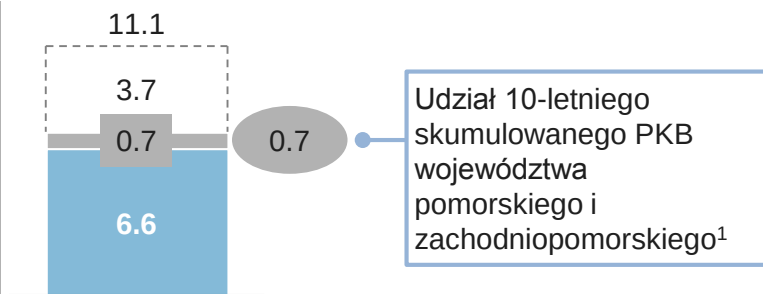
## Regiony pomorskie nie są jedynymi beneficjentami morskiej energetyki wiatrowej w Polsce

Skutki ekonomiczne morskiej energii wiatrowej w województwie pomorskim i zachodniopomorskim w latach 2020-2030 - ponad 11 mld zł PKB i ponad 15 000 miejsc pracy

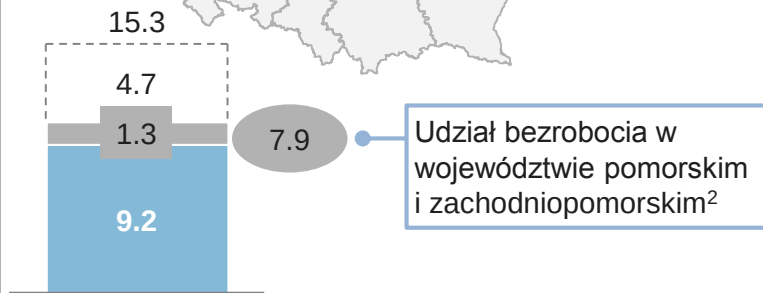
Spółki w Polsce już zaangażowane w rozwój morskiej energetyki wiatrowej

Pośredni i indukowany wpływ<sup>3</sup> O&M (bezpośredni skutek) Budowa + eksport (bezpośredni skutek)

**Skumulowany wpływ PKB 2020-2030 w mld zł**



**Nowe miejsca pracy 2020-2030 Tysiące etatów**



Regiony węglowe w Polsce również skorzystają z rozwoju energetyki wiatrowej

<sup>1</sup> Na podstawie najnowszych dostępnych danych o PKB Województw GUS (2012)

<sup>2</sup> Na podstawie danych GUS Q1 2015

<sup>3</sup> Udział pośredni i indukowany oszacowano na podstawie udziału w PKB Polski w 2012 roku w województwie pomorskim (5,8%) i zachodniopomorskim (3,8%)

**4A**

Szczegółowe wyniki finansowe

## Wyniki łączne za 12M 2015 – P&L

Zaprezentowane poniżej wyniki porównywalne za 12M 2014 zostały zestawione przy założeniu, że transakcja wniesienia aktywów Polenergii Holding – Grupy Neutron (tj. ENS, PE-D, PE-O, projekty deweloperskie etc.) miała miejsce w dniu 1/1/2014, co pozwala na pełną porównywalność okresów.

| Wyniki Grupy Polenergia (przy założeniu że datą przejścia był początek rocznego okresu sprawozdawczego) w tys. PLN | 2015             | 2014             | Różnica r/r    |
|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|------------------|------------------|----------------|
| Przychody ze sprzedaży                                                                                             | 2 640 918        | 2 566 553        | 74 365         |
| Przychody z tytułu świadectw pochodzenia                                                                           | 131 518          | 92 485           | 39 033         |
| <b>Przychody ze sprzedaży</b>                                                                                      | <b>2 772 436</b> | <b>2 659 038</b> | <b>113 398</b> |
| w tym Segment obrotu                                                                                               | 2 072 439        | 2 001 767        | 70 672         |
| Koszt własny sprzedaży                                                                                             | (2 599 123)      | (2 541 397)      | (57 726)       |
| w tym Segment obrotu                                                                                               | (2 056 288)      | (1 992 662)      | (63 626)       |
| <b>Zysk brutto ze sprzedaży</b>                                                                                    | <b>173 313</b>   | <b>117 641</b>   | <b>55 672</b>  |
| Pozostałe przychody operacyjne                                                                                     | 7 549            | 7 149            | 400            |
| Koszty ogólnego zarządu                                                                                            | (34 476)         | (28 364)         | (6 112)        |
| Pozostałe koszty operacyjne                                                                                        | (13 739)         | (9 121)          | (4 618)        |
| <b>Zysk operacyjny</b>                                                                                             | <b>132 647</b>   | <b>87 305</b>    | <b>45 342</b>  |
| Amortyzacja                                                                                                        | 87 660           | 86 081           | 1 579          |
| <b>EBITDA</b>                                                                                                      | <b>220 307</b>   | <b>173 386</b>   | <b>46 921</b>  |
| Eliminacja efektu alokacji ceny nabycia                                                                            | 2 412            | (4 388)          | 6 800          |
| Koszty pozyskania finansowania korporacyjnego                                                                      | 176              |                  | 176            |
| <b>Skorygowana EBITDA*</b>                                                                                         | <b>222 895</b>   | <b>168 998</b>   | <b>53 897</b>  |
| Przychody finansowe                                                                                                | 7 432            | 10 055           | (2 623)        |
| Koszty finansowe                                                                                                   | (49 037)         | (40 167)         | (8 870)        |
| <b>Zysk (Strata) brutto</b>                                                                                        | <b>91 042</b>    | <b>57 193</b>    | <b>33 849</b>  |
| Podatek dochodowy                                                                                                  | (23 667)         | (7 625)          | (16 042)       |
| <b>Zysk (Strata) netto</b>                                                                                         | <b>67 375</b>    | <b>49 569</b>    | <b>17 806</b>  |
| Eliminacja efektu alokacji ceny nabycia                                                                            | 10 149           | 3 352            | 6 797          |
| Eliminacja efektu niezrealizowanych różnic kursowych                                                               | 4                | 928              | (924)          |
| Eliminacja efektu przychodów z tyt. dyskonta                                                                       | -                | (519)            | 519            |
| Eliminacja efektu wyceny kredytów                                                                                  | 1 535            | 1 106            | 429            |
| Koszty pozyskania finansowania korporacyjnego                                                                      | 143              | -                | 143            |
| <b>Skorygowany Zysk Netto*</b>                                                                                     | <b>79 206</b>    | <b>54 436</b>    | <b>24 770</b>  |
| <b>Skorygowana EBITDA (bez segmentu obrotu)</b>                                                                    | <b>216 436</b>   | <b>162 085</b>   | <b>54 351</b>  |
| <b>Skorygowana marża EBITDA (bez segmentu obrotu)</b>                                                              | <b>30,9%</b>     | <b>24,7%</b>     | <b>6,3%</b>    |

Dekompozycja EBITDA została przedstawiona w dalszej części prezentacji.

Niższe przychody finansowe z powodu niższego salda środków pieniężnych.

Wyższe koszty z tytułu odsetek związane z uruchomieniem nowych projektów, w części skompensowane przez spadek zadłużenia w pozostałych operujących projektach oraz niższe stopy %.

Wzrost obciążenia z tytułu CIT wynika z rozpoznania w wyniku 2014 roku rozwiązania rezerwy z tytułu podatku odroczonego od przychodów spółek SKA oraz braku ujęcia aktywa (podejście konserwatywne) na części strat podatkowych osiągniętych w 2015 roku.

\*) skorygowane o rozpoznane przychody (koszty) w danym roku obrotowym o charakterze niepieniężnym/jednorazowym

A Eliminacja efektu rozliczenia ceny nabycia (przy założeniu, że nabycie zostało rozliczone 1 stycznia 2014 roku)

B Niezrealizowane różnice kursowe na kredycie walutowym

C Eliminacja przychodów z tytułu rozliczenia dyskonta od należności długoterminowej

D Wycena kredytów metodą AMC

E Koszty pozyskania finansowania korporacyjnego

## Wyniki łączne za 4Q 2015 – P&L

Zaprezentowane poniżej wyniki porównywalne za 4Q 2014 zostały zestawione przy założeniu, że transakcja wniesienia aktywów Polenergii Holding – Grupy Neutron (tj. ENS, PE-D, PE-O, projekty deweloperskie etc.) miała miejsce w dniu 1/1/2014, co pozwala na pełną porównywalność okresów.

| Wyniki Grupy Polenergia (przy założeniu że datą przejścia był początek rocznego okresu sprawozdawczego) w tys. PLN | 4 kwartał<br>2015 | 4 kwartał<br>2014 | Różnica r/r    |
|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-------------------|-------------------|----------------|
| Przychody ze sprzedaży                                                                                             | 687 336           | 618 106           | 69 230         |
| Przychody z tytułu świadectw pochodzenia                                                                           | 52 779            | 27 217            | 25 562         |
| <b>Przychody ze sprzedaży</b>                                                                                      | <b>740 115</b>    | <b>645 323</b>    | <b>94 792</b>  |
| w tym Segment obrotu                                                                                               | 554 772           | 462 559           | 92 213         |
| Koszt własny sprzedaży                                                                                             | (685 310)         | (605 019)         | (80 291)       |
| w tym Segment obrotu                                                                                               | (549 871)         | (459 403)         | (90 468)       |
| <b>Zysk brutto ze sprzedaży</b>                                                                                    | <b>54 805</b>     | <b>40 304</b>     | <b>14 501</b>  |
| Pozostałe przychody operacyjne                                                                                     | 1 223             | 1 603             | (380)          |
| Koszty ogólnego zarządu                                                                                            | (10 767)          | (5 047)           | (5 720)        |
| Pozostałe koszty operacyjne                                                                                        | (10 954)          | (6 597)           | (4 357)        |
| <b>Zysk operacyjny</b>                                                                                             | <b>34 307</b>     | <b>30 263</b>     | <b>4 044</b>   |
| Amortyzacja                                                                                                        | 24 486            | 23 729            | 757            |
| <b>EBITDA</b>                                                                                                      | <b>58 793</b>     | <b>53 992</b>     | <b>4 801</b>   |
| Eliminacja efektu alokacji ceny nabycia                                                                            | 603               | 603               | -              |
| Koszty pozyskania finansowania korporacyjnego                                                                      | 3                 | -                 | 3              |
| <b>Skorygowana EBITDA*</b>                                                                                         | <b>59 399</b>     | <b>54 595</b>     | <b>4 804</b>   |
| Przychody finansowe                                                                                                | 1 604             | 2 132             | (528)          |
| Koszty finansowe                                                                                                   | (14 812)          | (9 900)           | (4 912)        |
| <b>Zysk (Strata) brutto</b>                                                                                        | <b>21 099</b>     | <b>22 495</b>     | <b>(1 396)</b> |
| Podatek dochodowy                                                                                                  | (6 461)           | (6 018)           | (443)          |
| <b>Zysk (Strata) netto</b>                                                                                         | <b>14 638</b>     | <b>16 478</b>     | <b>(1 840)</b> |
| Eliminacja efektu alokacji ceny nabycia                                                                            | 2 535             | 2 538             | (3)            |
| Eliminacja efektu niezrealizowanych różnic kursowych                                                               | 266               | 650               | (384)          |
| Eliminacja efektu przychodów z tyt. dyskonta                                                                       | -                 | (134)             | 134            |
| Eliminacja efektu wyceny kredytów                                                                                  | 140               | 65                | 75             |
| Koszty pozyskania finansowania korporacyjnego                                                                      | 3                 | -                 | 3              |
| <b>Skorygowany Zysk Netto*</b>                                                                                     | <b>17 582</b>     | <b>19 597</b>     | <b>(2 015)</b> |
| <b>Skorygowana EBITDA (bez segmentu obrotu)</b>                                                                    | <b>58 001</b>     | <b>49 505</b>     | <b>8 496</b>   |
| <b>Skorygowana marża EBITDA (bez segmentu obrotu)</b>                                                              | <b>31,3%</b>      | <b>27,1%</b>      | <b>4,2%</b>    |

Dekompozycja EBITDA została przedstawiona w dalszej części prezentacji.

Niższe przychody finansowe z powodu niższego salda środków pieniężnych.

Wyższe koszty z tytułu odsetek związane z uruchomieniem nowych projektów, w części skompensowane przez spadek zadłużenia w pozostałych operujących projektach oraz niższe stopy %.

Wzrost obciążenia z tytułu CIT wynika z rozpoznania w wyniku 2014 roku rozwiązania rezerwy z tytułu podatku odroczonego od przychodów spółek SKA. Efektywna stawka podatku CIT za 4Q 2015 wyniosła 30,6% z powodu odpisu aktywa z tyt. podatku odroczonego w Amonie i Talii.

\*) skorygowane o rozpoznane przychody (koszty) w danym roku obrotowym o charakterze niepieniężnym/jednorazowym

A Eliminacja efektu rozliczenia ceny nabycia (przy założeniu, że nabycie zostało rozliczone 1 stycznia 2014 roku)

B Niezrealizowane różnice kursowe na kredycie walutowym

C Eliminacja przychodów z tytułu rozliczenia dyskonta od należności długoterminowej

D Wycena kredytów metodą AMC

E Koszty pozyskania finansowania korporacyjnego

## Wyniki 12M 2015 – Segmenty

| 12 miesięcy 2015 roku (mPLN)                         | Energetyka konwencjonalna | Działalność deweloperska | Biomasa    | Energetyka wiatrowa | Dystrybucja | Obrót       | Nieal. koszty zarządzania Grupą | Alokacja ceny nabycia | RAZEM        |
|------------------------------------------------------|---------------------------|--------------------------|------------|---------------------|-------------|-------------|---------------------------------|-----------------------|--------------|
| Przychody ze sprzedaży                               | 327,5                     | 0,0                      | 60,5       | 150,9               | 155,4       | 2 072,4     | 3,0                             | 2,7                   | 2 772,4      |
| Koszty operacyjne                                    | -251,3                    | -0,5                     | -54,8      | -79,0               | -137,7      | -2 056,3    | -4,4                            | -15,3                 | -2 599,1     |
| w tym amortyzacja                                    | -18,9                     | -0,0                     | -4,0       | -49,6               | -3,9        | -0,0        | -1,2                            | -10,1                 | -87,7        |
| <b>Zysk brutto ze sprzedaży</b>                      | <b>76,2</b>               | <b>-0,4</b>              | <b>5,7</b> | <b>72,0</b>         | <b>17,7</b> | <b>16,2</b> | <b>-1,4</b>                     | <b>-12,5</b>          | <b>173,3</b> |
| Koszty ogólnego zarządu                              | -7,1                      | -1,0                     | -1,2       | -2,6                | -6,1        | -10,0       | -6,5                            | -                     | -34,5        |
| Pozostała działalność operacyjna                     | -1,2                      | -9,5                     | 0,6        | 4,3                 | -0,3        | 0,3         | -0,3                            | -                     | -6,2         |
| <b>Zysk z działalności operacyjnej</b>               | <b>67,9</b>               | <b>-10,9</b>             | <b>5,1</b> | <b>73,7</b>         | <b>11,3</b> | <b>6,4</b>  | <b>-8,3</b>                     | <b>-12,5</b>          | <b>132,6</b> |
| <b>EBITDA</b>                                        | <b>86,8</b>               | <b>-10,9</b>             | <b>9,1</b> | <b>123,2</b>        | <b>15,1</b> | <b>6,5</b>  | <b>-7,1</b>                     | <b>-2,4</b>           | <b>220,3</b> |
| Eliminacja kosztów pozyskania finansowania           |                           |                          |            |                     |             |             | 0,2                             |                       | 0,2          |
| Eliminacja efektu alokacji ceny nabycia              |                           |                          |            |                     |             |             |                                 | 2,4                   | 2,4          |
| <b>Skorygowana EBITDA</b>                            | <b>86,8</b>               | <b>-10,9</b>             | <b>9,1</b> | <b>123,2</b>        | <b>15,1</b> | <b>6,5</b>  | <b>-6,9</b>                     | <b>-</b>              | <b>222,9</b> |
| Wynik na działalność finansowej                      | -8,4                      | 0,1                      | -1,0       | -32,5               | -1,7        | -1,4        | 3,4                             | -                     | -41,6        |
| <b>Zysk (Strata) brutto</b>                          | <b>59,5</b>               | <b>-10,8</b>             | <b>4,1</b> | <b>41,1</b>         | <b>9,6</b>  | <b>5,0</b>  | <b>-4,9</b>                     | <b>-12,5</b>          | <b>91,0</b>  |
| Podatek dochodowy                                    |                           |                          |            |                     |             |             |                                 |                       | -23,7        |
| <b>Zysk (strata) netto za okres</b>                  |                           |                          |            |                     |             |             |                                 |                       | <b>67,4</b>  |
| Eliminacja efektu Alokacji ceny nabycia              |                           |                          |            |                     |             |             |                                 |                       | 10,1         |
| Eliminacja efektu przychodów z tyt. dyskonta         |                           |                          |            |                     |             |             |                                 |                       | -            |
| Eliminacja efektu wyceny kredytów                    |                           |                          |            |                     |             |             |                                 |                       | 1,5          |
| Eliminacja kosztów pozyskania finansowania           |                           |                          |            |                     |             |             |                                 |                       | 0,1          |
| <b>Skorygowany Zysk Netto</b>                        |                           |                          |            |                     |             |             |                                 |                       | <b>79,2</b>  |
| 12 miesięcy 2014 roku (mPLN)                         | Energetyka konwencjonalna | Działalność deweloperska | Biomasa    | Energetyka wiatrowa | Dystrybucja | Obrót       | Nieal. koszty zarządzania Grupą | Alokacja ceny nabycia | RAZEM        |
| Przychody ze sprzedaży                               | 365,5                     | 0,1                      | 67,0       | 80,7                | 139,7       | 2 001,8     | 0,0                             | 4,4                   | 2 659,0      |
| Koszty operacyjne                                    | -314,2                    | -0,5                     | -63,0      | -44,0               | -120,2      | -1 992,7    | 3,3                             | -10,1                 | -2 541,4     |
| w tym amortyzacja                                    | 43,1                      | 0,0                      | 3,7        | 25,2                | 3,9         | 0,0         | -                               | 10,1                  | 86,1         |
| <b>Zysk brutto ze sprzedaży</b>                      | <b>51,3</b>               | <b>-0,5</b>              | <b>4,0</b> | <b>36,7</b>         | <b>19,5</b> | <b>9,1</b>  | <b>3,3</b>                      | <b>-5,7</b>           | <b>117,6</b> |
| Koszty ogólnego zarządu                              | -6,0                      | -0,4                     | -          | -                   | -6,3        | -1,4        | -14,3                           | -                     | -28,4        |
| Pozostała działalność operacyjna                     | -0,7                      | -0,8                     | -1,7       | 4,1                 | -2,1        | -0,8        | 0,1                             | -                     | -2,0         |
| <b>Zysk z działalności operacyjnej</b>               | <b>44,6</b>               | <b>-1,7</b>              | <b>2,2</b> | <b>40,8</b>         | <b>11,1</b> | <b>6,9</b>  | <b>-10,8</b>                    | <b>-5,7</b>           | <b>87,3</b>  |
| <b>EBITDA</b>                                        | <b>87,7</b>               | <b>-1,7</b>              | <b>6,0</b> | <b>66,0</b>         | <b>15,0</b> | <b>6,9</b>  | <b>-10,8</b>                    | <b>4,4</b>            | <b>173,4</b> |
| Eliminacja efektu alokacji ceny nabycia              |                           |                          |            |                     |             |             |                                 | -4,4                  | -4,4         |
| <b>Skorygowana EBITDA</b>                            | <b>87,7</b>               | <b>-1,7</b>              | <b>6,0</b> | <b>66,0</b>         | <b>15,0</b> | <b>6,9</b>  | <b>-10,8</b>                    | <b>-</b>              | <b>169,0</b> |
| Wynik na działalność finansowej                      | -0,4                      | 0,8                      | -1,5       | -21,4               | -2,1        | -1,0        | -4,7                            | -                     | -30,1        |
| <b>Zysk (Strata) brutto</b>                          | <b>44,2</b>               | <b>-0,9</b>              | <b>0,8</b> | <b>19,4</b>         | <b>9,1</b>  | <b>5,9</b>  | <b>-15,5</b>                    | <b>-5,7</b>           | <b>57,2</b>  |
| Podatek dochodowy                                    |                           |                          |            |                     |             |             |                                 |                       | -7,6         |
| <b>Zysk (strata) netto za okres</b>                  |                           |                          |            |                     |             |             |                                 |                       | <b>49,6</b>  |
| Eliminacja efektu Alokacji ceny nabycia              |                           |                          |            |                     |             |             |                                 |                       | 3,4          |
| Eliminacja efektu niezrealizowanych różnic kursowych |                           |                          |            |                     |             |             |                                 |                       | 0,9          |
| Eliminacja efektu przychodów z tyt. dyskonta         |                           |                          |            |                     |             |             |                                 |                       | -0,5         |
| Eliminacja efektu wyceny kredytów                    |                           |                          |            |                     |             |             |                                 |                       | 1,1          |
| <b>Skorygowany Zysk Netto</b>                        |                           |                          |            |                     |             |             |                                 |                       | <b>54,4</b>  |
| <b>Skorygowana EBITDA rdr</b>                        | <b>-0,9</b>               | <b>-9,2</b>              | <b>3,1</b> | <b>57,3</b>         | <b>0,1</b>  | <b>-0,5</b> | <b>4,0</b>                      | <b>0,0</b>            | <b>53,9</b>  |

## Wyniki 4Q 2015 – Segmenty

| 4 kwartał 2015 roku (mPLN)                           | Energetyka konwencjonalna | Działalność deweloperska | Biomasa     | Energetyka wiatrowa | Dystrybucja | Obrót       | Nieal. koszty zarządzania Grupą | Alokacja ceny nabycia | RAZEM       |
|------------------------------------------------------|---------------------------|--------------------------|-------------|---------------------|-------------|-------------|---------------------------------|-----------------------|-------------|
| Przychody ze sprzedaży                               | 79,9                      | -0,3                     | 14,9        | 52,4                | 36,3        | 554,8       | 1,4                             | 0,7                   | 740,1       |
| Koszty operacyjne                                    | -62,8                     | 0,3                      | -14,4       | -23,3               | -32,1       | -549,9      | 0,7                             | -3,8                  | -685,3      |
| w tym amortyzacja                                    | -5,2                      | -0,0                     | -1,0        | -14,6               | -1,0        | -0,0        | -0,2                            | -2,5                  | -24,5       |
| <b>Zysk brutto ze sprzedaży</b>                      | <b>17,1</b>               | <b>0,0</b>               | <b>0,6</b>  | <b>29,1</b>         | <b>4,2</b>  | <b>4,9</b>  | <b>2,0</b>                      | <b>-3,1</b>           | <b>54,8</b> |
| Koszty ogólnego zarządu                              | -1,9                      | -0,5                     | -0,5        | -1,0                | -2,6        | -3,6        | -0,8                            | -                     | -10,8       |
| Pozostała działalność operacyjna                     | -0,3                      | -9,2                     | -0,3        | 0,6                 | -0,4        | 0,1         | -0,1                            | -                     | -9,7        |
| <b>Zysk z działalności operacyjnej</b>               | <b>14,9</b>               | <b>-9,7</b>              | <b>-0,2</b> | <b>28,7</b>         | <b>1,3</b>  | <b>1,4</b>  | <b>1,1</b>                      | <b>-3,1</b>           | <b>34,3</b> |
| <b>EBITDA</b>                                        | <b>20,1</b>               | <b>-9,7</b>              | <b>0,8</b>  | <b>43,3</b>         | <b>2,3</b>  | <b>1,4</b>  | <b>1,3</b>                      | <b>-0,6</b>           | <b>58,8</b> |
| Eliminacja kosztów pozyskania finansowania           |                           |                          |             |                     |             |             | 0,0                             |                       | 0,0         |
| Eliminacja efektu alokacji ceny nabycia              |                           |                          |             |                     |             |             |                                 | 0,6                   | 0,6         |
| <b>Skorygowana EBITDA</b>                            | <b>20,1</b>               | <b>-9,7</b>              | <b>0,8</b>  | <b>43,3</b>         | <b>2,3</b>  | <b>1,4</b>  | <b>1,3</b>                      | <b>-</b>              | <b>59,4</b> |
| Wynik na działalność finansowej                      | -1,8                      | 0,1                      | -0,2        | -9,9                | -0,4        | -0,4        | -0,5                            | -                     | -13,2       |
| <b>Zysk (Strata) brutto</b>                          | <b>13,1</b>               | <b>-9,6</b>              | <b>-0,4</b> | <b>18,7</b>         | <b>1,0</b>  | <b>1,0</b>  | <b>0,6</b>                      | <b>-3,1</b>           | <b>21,1</b> |
| Podatek dochodowy                                    |                           |                          |             |                     |             |             |                                 |                       | -6,5        |
| <b>Zysk (strata) netto za okres</b>                  |                           |                          |             |                     |             |             |                                 |                       | <b>14,6</b> |
| Eliminacja efektu Alokacji ceny nabycia              |                           |                          |             |                     |             |             |                                 |                       | 2,5         |
| Eliminacja efektu przychodów z tyt. dyskonta         |                           |                          |             |                     |             |             |                                 |                       | -           |
| Eliminacja efektu wyceny kredytów                    |                           |                          |             |                     |             |             |                                 |                       | 0,1         |
| Eliminacja kosztów pozyskania finansowania           |                           |                          |             |                     |             |             |                                 |                       | 0,0         |
| <b>Skorygowany Zysk Netto</b>                        |                           |                          |             |                     |             |             |                                 |                       | <b>17,6</b> |
| 4 kwartał 2014 roku (mPLN)                           | Energetyka konwencjonalna | Działalność deweloperska | Biomasa     | Energetyka wiatrowa | Dystrybucja | Obrót       | Nieal. koszty zarządzania Grupą | Alokacja ceny nabycia | RAZEM       |
| Przychody ze sprzedaży                               | 97,1                      | -0,6                     | 16,2        | 35,4                | 35,3        | 462,6       | -0,1                            | -0,6                  | 645,3       |
| Koszty operacyjne                                    | -86,4                     | 0,1                      | -15,3       | -14,1               | -30,7       | -459,4      | 3,3                             | -2,5                  | -605,0      |
| w tym amortyzacja                                    | 75,3                      | 0,0                      | 6,5         | 42,1                | 6,8         | 0,0         | -                               | 17,7                  | 148,4       |
| <b>Zysk brutto ze sprzedaży</b>                      | <b>10,7</b>               | <b>-0,6</b>              | <b>0,8</b>  | <b>21,4</b>         | <b>4,6</b>  | <b>3,2</b>  | <b>3,3</b>                      | <b>-3,1</b>           | <b>40,3</b> |
| Koszty ogólnego zarządu                              | -1,5                      | 0,3                      | -           | -                   | -1,8        | 2,8         | -4,8                            | -                     | -5,0        |
| Pozostała działalność operacyjna                     | -0,5                      | -1,2                     | -1,3        | 0,8                 | -2,7        | -0,8        | 0,7                             | -                     | -5,0        |
| <b>Zysk z działalności operacyjnej</b>               | <b>8,7</b>                | <b>-1,4</b>              | <b>-0,5</b> | <b>22,2</b>         | <b>0,1</b>  | <b>5,1</b>  | <b>-0,8</b>                     | <b>-3,1</b>           | <b>30,3</b> |
| <b>EBITDA</b>                                        | <b>19,8</b>               | <b>-1,4</b>              | <b>0,5</b>  | <b>30,5</b>         | <b>1,0</b>  | <b>5,1</b>  | <b>-0,8</b>                     | <b>-0,6</b>           | <b>54,0</b> |
| Eliminacja efektu alokacji ceny nabycia              |                           |                          |             |                     |             |             |                                 | 0,6                   | 0,6         |
| <b>Skorygowana EBITDA</b>                            | <b>19,8</b>               | <b>-1,4</b>              | <b>0,5</b>  | <b>30,5</b>         | <b>1,0</b>  | <b>5,1</b>  | <b>-0,8</b>                     | <b>-</b>              | <b>54,6</b> |
| Wynik na działalność finansowej                      | 2,2                       | -0,1                     | -0,3        | -7,4                | -0,7        | -0,2        | -1,3                            | -                     | -7,8        |
| <b>Zysk (Strata) brutto</b>                          | <b>11,0</b>               | <b>-1,5</b>              | <b>-0,7</b> | <b>14,7</b>         | <b>-0,6</b> | <b>4,9</b>  | <b>-2,1</b>                     | <b>-3,1</b>           | <b>22,5</b> |
| Podatek dochodowy                                    |                           |                          |             |                     |             |             |                                 |                       | -6,0        |
| <b>Zysk (strata) netto za okres</b>                  |                           |                          |             |                     |             |             |                                 |                       | <b>16,5</b> |
| Eliminacja efektu Alokacji ceny nabycia              |                           |                          |             |                     |             |             |                                 |                       | 2,5         |
| Eliminacja efektu niezrealizowanych różnic kursowych |                           |                          |             |                     |             |             |                                 |                       | 0,6         |
| Eliminacja efektu przychodów z tyt. dyskonta         |                           |                          |             |                     |             |             |                                 |                       | -0,1        |
| Eliminacja efektu wyceny kredytów                    |                           |                          |             |                     |             |             |                                 |                       | 0,1         |
| <b>Skorygowany Zysk Netto</b>                        |                           |                          |             |                     |             |             |                                 |                       | <b>19,6</b> |
| <b>Skorygowana EBITDA rdr</b>                        | <b>0,3</b>                | <b>-8,3</b>              | <b>0,3</b>  | <b>12,8</b>         | <b>1,2</b>  | <b>-3,7</b> | <b>2,1</b>                      | <b>0,0</b>            | <b>4,8</b>  |

## Wyniki raportowane na GPW

| Podstawowe Wielkości Ekonomiczno-Finansowe                                                                                                      | Okres<br>od 1 stycznia<br>do 31 grudnia 2015 | Okres<br>od 1 stycznia<br>do 31 grudnia 2014 | Zmiana  |
|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----------------------------------------------|----------------------------------------------|---------|
| Przychody ze sprzedaży                                                                                                                          | 2 772,4                                      | 934,5                                        | 1 837,9 |
| EBITDA                                                                                                                                          | 220,3                                        | 105,5                                        | 114,8   |
| Skorygowana EBITDA nie uwzględniająca efektu rozliczenia<br>ceny nabycia                                                                        | 222,9                                        | 99,5                                         | 123,4   |
| Zysk/Strata Netto przypisany akcjonariuszom jednostki<br>dominującej                                                                            | 67,4                                         | 31,3                                         | 36,0    |
| Zysk netto przypisany akcjonariuszom jednostki dominującej z<br>eliminacją efektu rozliczenia ceny nabycia                                      | 77,5                                         | 27,9                                         | 49,6    |
| Zysk netto z eliminacją efektu rozliczenia ceny nabycia, efektu<br>niezrealizowanych różnic kursowych, wyceny kredytów oraz<br>wyceny dyskonta. | 79,2                                         | 30,3                                         | 48,9    |

[A]

### Uzgodnienie do łącznego wyniku za 12M na poziomie EBITDA

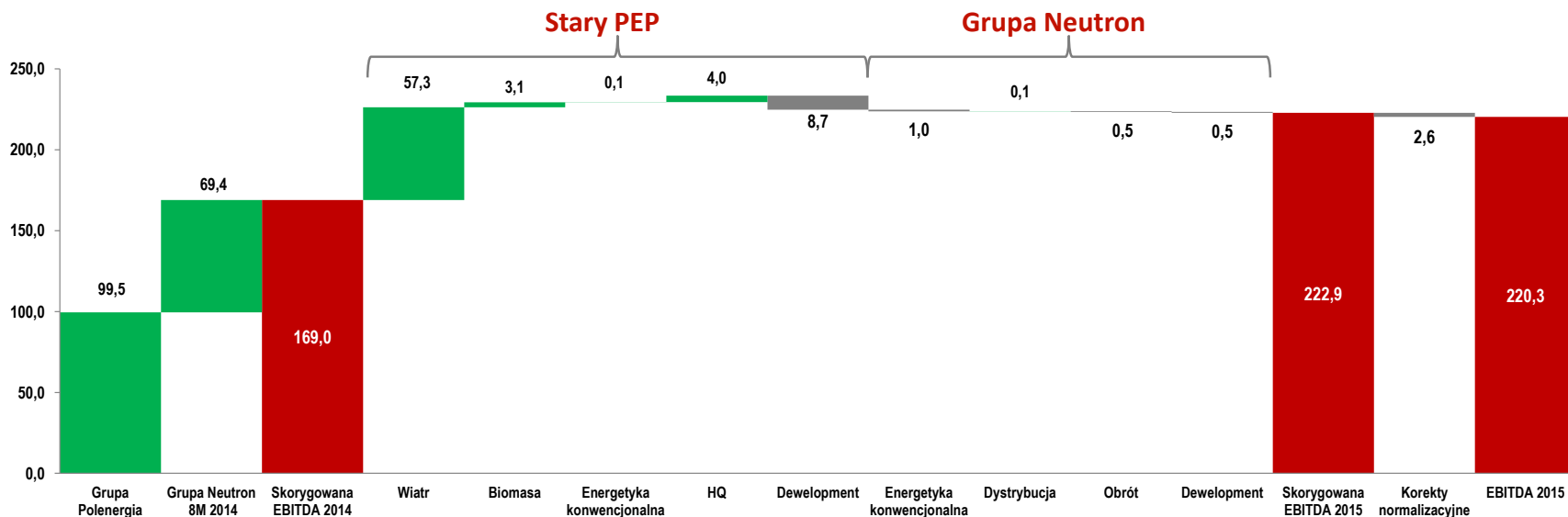
|                                                                 |              |              |             |     |
|-----------------------------------------------------------------|--------------|--------------|-------------|-----|
| Wynik wniesionych aktywów na poziomie skorygowanej EBITDA za 8M | n/d          | 69,4         | -69,4       | [B] |
| <b>Skorygowana EBITDA za 12M [A+B]</b>                          | <b>222,9</b> | <b>169,0</b> | <b>53,9</b> |     |

Wyniki „statutowe” za 2014 rok raportowane na GPW obejmują wyniki „starej Grupy PEP” oraz Grupy Neutron za wrzesień 2014 roku bez uwzględnienia wyniku aktywów Grupy Neutron wniesionych w 3 kwartale 2014 roku, których wynik na poziomie EBITDA za 8M 2014 roku wyniósł 69,4 mln PLN.



## Wyniki raportowane na GPW – omówienie zmian r/r - EBITDA

### EBITDA Bridge 12M 2015/2014

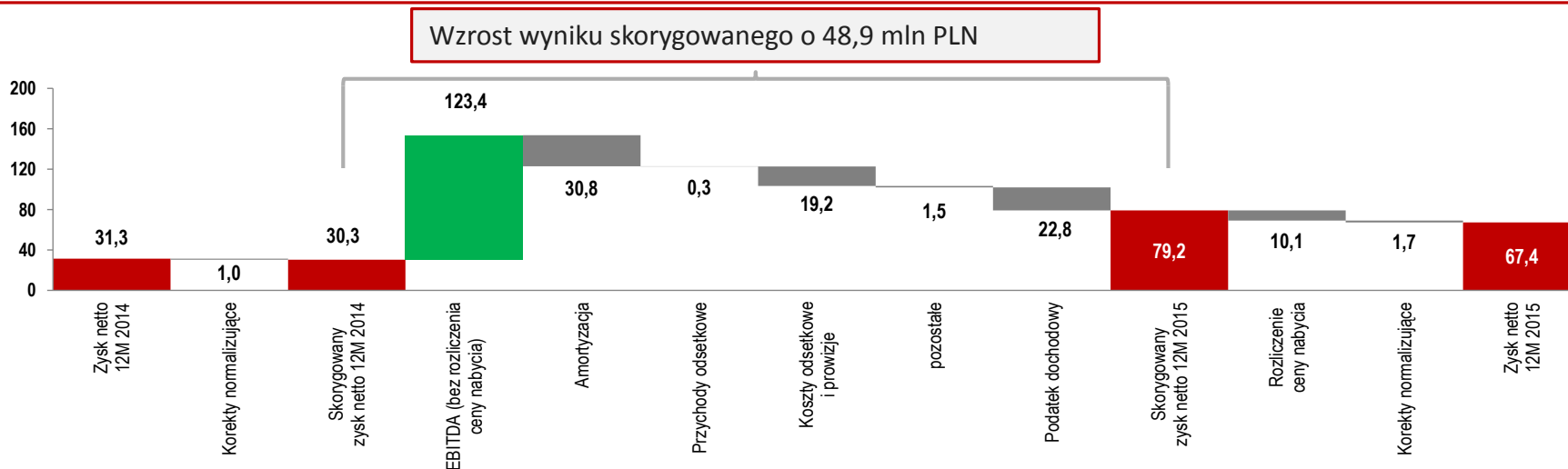


Na wynik za 12M 2015 roku w porównaniu do analogicznego okresu roku ubiegłego (**wzrost 123,4 mln PLN**) wpływ miały następujące czynniki:

- Udział Neutrona za 8M nie ujęty w raportowanych wynikach w 2014 roku (69,4 mln PLN)
  - Lepszy wynik segmentu energetyki odnawialnej spowodowany przede wszystkim oddaniem nowych mocy wytwórczych (łącznie EBITDA wyższa o 57,3 mln PLN);
  - Wyższa EBITDA segmentu Biomasy (o 3,1 mln PLN);
  - Nieznacznie wyższa EBITDA segmentu energetyki konwencjonalnej w „PEP” (o 0,1 mln PLN);
  - Koszty centrali niższe o 4,0 mln PLN r/r;
  - Wyższe koszty dewelopmentu (o 8,7 mln PLN);
  - Niższa EBITDA r/r aktywów Grupy Neutron (ENS, PE-Dystrybucja, PE-Kogeneracja, PE-Obrót, projekty developerskie – o 1,9 mln PLN) głównie w wyniku niższej marży EBITDA w ENS i na segmencie Obrotu;
- Korekty normalizacyjne (2,6 mln PLN) na poziomie EBITDA uwzględniają efekt rozliczenia PPA oraz koszty pozyskania finansowania.

## Wyniki raportowane na GPW – omówienie zmian r/r – Zysk netto

### Zysk netto za 12M 2015/2014



#### Na poziomie skorygowanego zysku netto wynik wzrósł o 48,9 mln PLN, co było spowodowane:

- Wpływem EBITDA z wyłączeniem efektu rozliczenia ceny nabycia (wynik lepszy o 123,4 mln PLN-analiza na poprzedniej stronie);
- Wyższą amortyzacją (o 37,6 mln PLN) z wyłączeniem amortyzacji dot. rozliczenia ceny nabycia (w kwocie 6,8 mln PLN) co wiąże się z uruchomieniem nowych farm wiatrowych oraz przejęciem aktywów Grupy Neutron;
- Niższymi przychodami z tytułu odsetek (o 0,3 mln PLN);
- Wyższymi kosztami z tytułu odsetek i prowizji (o 19,2 mln PLN) wynikającymi przede wszystkim z uruchomienia nowych farm wiatrowych sfinansowanych częściowo długiem oraz ujęcia nowych obiektów (ENS, Polenergia-Dystrybucja);
- Ujemnym wpływem podatku dochodowego (22,8 mln PLN);
- Wyższymi innymi kosztami finansowymi (o 1,5 mln PLN), co było związane z odpisem na udziale mniejszościowym w projekcie (1,6 mln PLN).

Korekty normalizujące obejmują eliminację:

- Wyceny kredytów,
- Przychodów fin. z tytułu dyskonta należności,
- Niezrealizowanych różnic kursowych
- Kosztów pozyskania finansowania.

## Sytuacja majątkowa i struktura finansowania Grupy Polenergia

| Aktywa (mln zł)                                 | As at<br>31.12.2015 | As at<br>31.12.2014 | Diff        |
|-------------------------------------------------|---------------------|---------------------|-------------|
| <b>Aktywa trwałe (długoterminowe)</b>           | <b>2 448</b>        | <b>1 968</b>        | <b>480</b>  |
| Rzeczowe aktywa trwałe                          | 2 192               | 1 707               | 485         |
| Wartości niematerialne                          | 49                  | 57                  | (8)         |
| Wartość firmy jednostek podporządkowanych       | 185                 | 185                 | (0)         |
| Aktywa finansowe                                | 6                   | 9                   | (3)         |
| Należności długoterminowe                       | 5                   | 4                   | 1           |
| Aktywa z tytułu odroczonego podatku dochodowego | 11                  | 6                   | 5           |
| Rozliczenia międzyokresowe                      | 0                   | 0                   | 0           |
| <b>Aktywa obrotowe (krótkoterminowe)</b>        | <b>751</b>          | <b>764</b>          | <b>(13)</b> |
| Zapasy                                          | 47                  | 41                  | 6           |
| Należności z tytułu dostaw i usług              | 159                 | 109                 | 50          |
| Należności z tytułu podatku dochodowego         | 3                   | 2                   | 1           |
| Pozostałe należności krótkoterminowe            | 65                  | 69                  | (4)         |
| Rozliczenia międzyokresowe                      | 11                  | 9                   | 2           |
| Krótkoterminowe aktywa finansowe                | 104                 | 117                 | (13)        |
| Środki pieniężne i ich ekwiwalenty              | 362                 | 417                 | (55)        |
| <b>Aktywa razem</b>                             | <b>3 198</b>        | <b>2 732</b>        | <b>466</b>  |

Budowa farm wiatrowych oraz development projektów.

Przed wszystkim wzrost należności handlowych w segmentach Obrotu i Dystrybucji.

Głównie wycena kontraktów w PE-Obrót

Zmiana stanu środków pieniężnych została przedstawiona na kolejnym slajdzie.

| Pasywa (mln zł)                                  | As at<br>31.12.2015 | As at<br>31.12.2014 | Diff       |
|--------------------------------------------------|---------------------|---------------------|------------|
| <b>Kapitał własny</b>                            | <b>1 397</b>        | <b>1 334</b>        | <b>63</b>  |
| <b>Zobowiązania długoterminowe</b>               | <b>1 303</b>        | <b>992</b>          | <b>311</b> |
| Kredyty bankowe i pożyczki                       | 1 027               | 695                 | 332        |
| Rezerwa z tytułu odroczonego podatku dochodowego | 66                  | 57                  | 9          |
| Rezerwy                                          | 2                   | 2                   | 0          |
| Rozliczenia międzyokresowe                       | 63                  | 68                  | (5)        |
| Pozostałe zobowiązania                           | 145                 | 170                 | (25)       |
| <b>Zobowiązania krótkoterminowe</b>              | <b>498</b>          | <b>406</b>          | <b>92</b>  |
| Kredyty bankowe i pożyczki                       | 121                 | 92                  | 29         |
| Zobowiązania z tytułu dostaw i usług             | 178                 | 129                 | 49         |
| Zobowiązania z tytułu podatku dochodowego        | 7                   | 1                   | 6          |
| Pozostałe zobowiązania*                          | 166                 | 158                 | 8          |
| Rezerwy                                          | 4                   | 3                   | 1          |
| Rozliczenia międzyokresowe                       | 21                  | 23                  | (2)        |
| <b>Pasywa razem</b>                              | <b>3 198</b>        | <b>2 732</b>        | <b>466</b> |

Zmiana stanu kredytów bankowych i pożyczek została przedstawiona na kolejnym slajdzie.

Przed wszystkim zobowiązanie ENS z tyt. rozliczeń KDT i zobowiązania długoterminowe w PE-Obrót

Głównie wzrost zobowiązań handlowych w segmentach Obrotu oraz Dystrybucji.

Głównie wycena kontraktów w segmencie Obrotu.

- Skorygowana EBITDA za ostatnie 12M (od 1/1/2014 r. do 31/12/2015 r.) wyniosła 222,9 milionów PLN, co przy poziomie zadłużenia netto grupy na 31 grudnia 2015 roku wynoszącego 785,8 milionów PLN implikuje wskaźnik Zadłużenie netto/EBITDA na poziomie 3,53x i był wyższy niż na 3Q 2015 kiedy wyniósł 2,63x.
- Długoterminowym celem Zarządu jest utrzymanie wskaźnika Zadłużenie netto/EBITDA poniżej poziomu 3,0x.
- Relacja długu netto do kapitałów własnych była równa 0,56x, natomiast relacja kapitałów własnych do aktywów wynosiła 0,44x.

## Analiza rachunku przepływów pieniężnych za 12M 2015

**Rachunek przepływów pieniężnych** 31.12.2015 r.

|                                                                               |              |
|-------------------------------------------------------------------------------|--------------|
| <b>A.Przepływy środków pieniężnych z działalności operacyjnej</b>             |              |
| <b>I. EBITDA</b>                                                              | <b>220</b>   |
| <b>II. Korekty razem</b>                                                      | <b>5</b>     |
| 1. Podatek dochodowy                                                          | -15          |
| 2. Zmiana stanu rezerw                                                        | 1            |
| 3. Zmiana stanu zapasów                                                       | -6           |
| 4. Zmiana stanu należności                                                    | -38          |
| 5. Zmiana stanu zobowiązań krótkoterminowych, z wyjątkiem pożyczek i kredytów | 55           |
| 6. Zmiana stanu rozliczeń międzyokresowych                                    | -1           |
| 7. Inne korekty                                                               | 9            |
| <b>III. Przepływy pieniężne netto z działalności operacyjnej (I+/-II)</b>     | <b>226</b>   |
| <b>B. Przepływy środków pieniężnych z działalności inwestycyjnej</b>          |              |
| <b>I. Wpływy</b>                                                              | <b>2</b>     |
| <b>II. Wydatki</b>                                                            | <b>(603)</b> |
| 1. Nabycie wartości niematerialnych oraz rzeczowych aktywów trwałych          | -602         |
| 2. Na aktywa finansowe, w tym:                                                | -1           |
| 3. Inne wydatki inwestycyjne                                                  | 0            |
| <b>III. Przepływy pieniężne netto z działalności inwestycyjnej (I-II)</b>     | <b>-602</b>  |
| <b>C. Przepływy środków pieniężnych z działalności finansowej</b>             |              |
| <b>I. Wpływy</b>                                                              | <b>460</b>   |
| 1. Wpływy netto z emisji akcji i innych instrumentów kapitałowych             | 0            |
| 2. Kredyty i pożyczki                                                         | 460          |
| <b>II. Wydatki</b>                                                            | <b>(139)</b> |
| 1. Dywidendy i inne wypłaty na rzecz właścicieli                              | 0            |
| 2. Spłaty kredytów i pożyczek                                                 | -96          |
| 3. Płatności zobowiązań z tytułu umów leasingu finansowego                    | -1           |
| 4. Odsetki                                                                    | -37          |
| 5. Inne wydatki finansowe                                                     | -4           |
| <b>III. Przepływy pieniężne netto z działalności finansowej (I-II)</b>        | <b>321</b>   |
| <b>D. Przepływy pieniężne netto, razem (A.III+/-B.III+/-C.III)</b>            | <b>(55)</b>  |
| <b>E. Bilansowa zmiana stanu środków pieniężnych</b>                          | <b>(55)</b>  |
| <b>F. Środki pieniężne na początek okresu</b>                                 | <b>417</b>   |
| <b>G. Środki pieniężne na koniec okresu</b>                                   | <b>362</b>   |

Głównie podatek CIT w ENS oraz w operujących farmach wiatrowych.

Zmiana stanu należności i zobowiązań (18 mPLN), wynika głównie z:

- Wyższych należności (40 mPLN) w FW Mycielin (VAT dot. nakładów inwestycyjnych),
- Wyższych zobowiązań (28 mPLN) w segmencie dystrybucji,
- Wyższych zobowiązań (31 mPLN) w segmencie obrotu z tytułu większych obrotów oraz zakupów od dostawców z dłuższymi terminami płatności.

Budowa farm wiatrowych Skurpie, Gawłowice i Mycielin oraz dalszy development projektów.

Kredyty inwestycyjne długoterminowe na budowę farm wiatrowych Skurpie, Gawłowice (rozszerzenie) oraz Mycielin.

Spłata kredytów inwestycyjnych oraz odsetek zaciągniętych na operujące aktywa, przede wszystkim farmy wiatrowe, ENS, Dystrybucja i Obrót.

## Analiza rachunku przepływów pieniężnych za 4Q 2015

| Rachunek przepływów pieniężnych                                               | 4Q 2015     |
|-------------------------------------------------------------------------------|-------------|
| <b>A.Przepływy środków pieniężnych z działalności operacyjnej</b>             |             |
| I. EBITDA                                                                     | 59          |
| II. Korekty razem                                                             | -30         |
| 1. Podatek dochodowy                                                          | -3          |
| 2. Zmiana stanu rezerw                                                        | 1           |
| 3. Zmiana stanu zapasów                                                       | -2          |
| 4. Zmiana stanu należności                                                    | -61         |
| 5. Zmiana stanu zobowiązań krótkoterminowych, z wyjątkiem pożyczek i kredytów | 24          |
| 6. Zmiana stanu rozliczeń międzyokresowych                                    | 3           |
| 7. Inne korekty                                                               | 9           |
| <b>III. Przepływy pieniężne netto z działalności operacyjnej (I+/-II)</b>     | <b>28</b>   |
| <b>B. Przepływy środków pieniężnych z działalności inwestycyjnej</b>          |             |
| I. Wpływy                                                                     | 1           |
| II. Wydatki                                                                   | (227)       |
| 1. Nabycie wartości niematerialnych oraz rzeczowych aktywów trwałych          | -227        |
| 2. Na aktywa finansowe, w tym:                                                | 0           |
| 3. Inne wydatki inwestycyjne                                                  | 0           |
| <b>III. Przepływy pieniężne netto z działalności inwestycyjnej (I-II)</b>     | <b>-227</b> |
| <b>C. Przepływy środków pieniężnych z działalności finansowej</b>             |             |
| I. Wpływy                                                                     | 189         |
| 1. Wpływy netto z emisji akcji i innych instrumentów kapitałowych             | 0           |
| 2. Kredyty i pożyczki                                                         | 189         |
| II. Wydatki                                                                   | (30)        |
| 1. Dywidendy i inne wypłaty na rzecz właścicieli                              | 0           |
| 2. Spłaty kredytów i pożyczek                                                 | -16         |
| 3. Płatności zobowiązań z tytułu umów leasingu finansowego                    | 0           |
| 4. Odsetki                                                                    | -13         |
| 5. Inne wydatki finansowe                                                     | -1          |
| <b>III. Przepływy pieniężne netto z działalności finansowej (I-II)</b>        | <b>160</b>  |
| <b>D. Przepływy pieniężne netto, razem (A.III+/-B.III+/-C.III)</b>            | <b>(39)</b> |
| <b>E. Bilansowa zmiana stanu środków pieniężnych</b>                          | <b>(39)</b> |
| <b>F. Środki pieniężne na początek okresu</b>                                 | <b>401</b>  |
| <b>G. Środki pieniężne na koniec okresu</b>                                   | <b>362</b>  |

Głównie podatek CIT w ENS.

Zmiana stanu należności i zobowiązań (-37 mPLN), wynika głównie z:

- Rozliczeń VAT w segmencie obrotu (6 mPLN) oraz na FW Skurpie (17 mPLN)
- Wyższych zobowiązań w segmencie biomasy (6 mPLN) związanych z zakupem słomy z odroczonym terminem płatności
- Wyższych należności w FW Mycielin (31 mPLN, głównie VAT od CAPEX), Amonie i Talii (16 mPLN) i na segmencie obrotu (12 mPLN),
- Wyższych zobowiązań w segmencie dystrybucji (12 mPLN) oraz w FW Amon i FW Talia (14 mPLN).

Rozbudowa farm wiatrowych Skurpie i Gawłowice, budowa FW Mycielin oraz dalszy development projektów.

Kredyty inwestycyjne długoterminowe na rozbudowę farm wiatrowych Skurpie, Gawłowice oraz Mycielin

Spłata kredytów inwestycyjnych oraz odsetek zaciągniętych na operujące aktywa, przede wszystkim farmy wiatrowe, ENS, Dystrybucja i Obrót.

**4B**

Otoczenie regulacyjne - podsumowanie

## Efekt nowych regulacji OZE na dynamikę Zielonych Certyfikatów w 2016

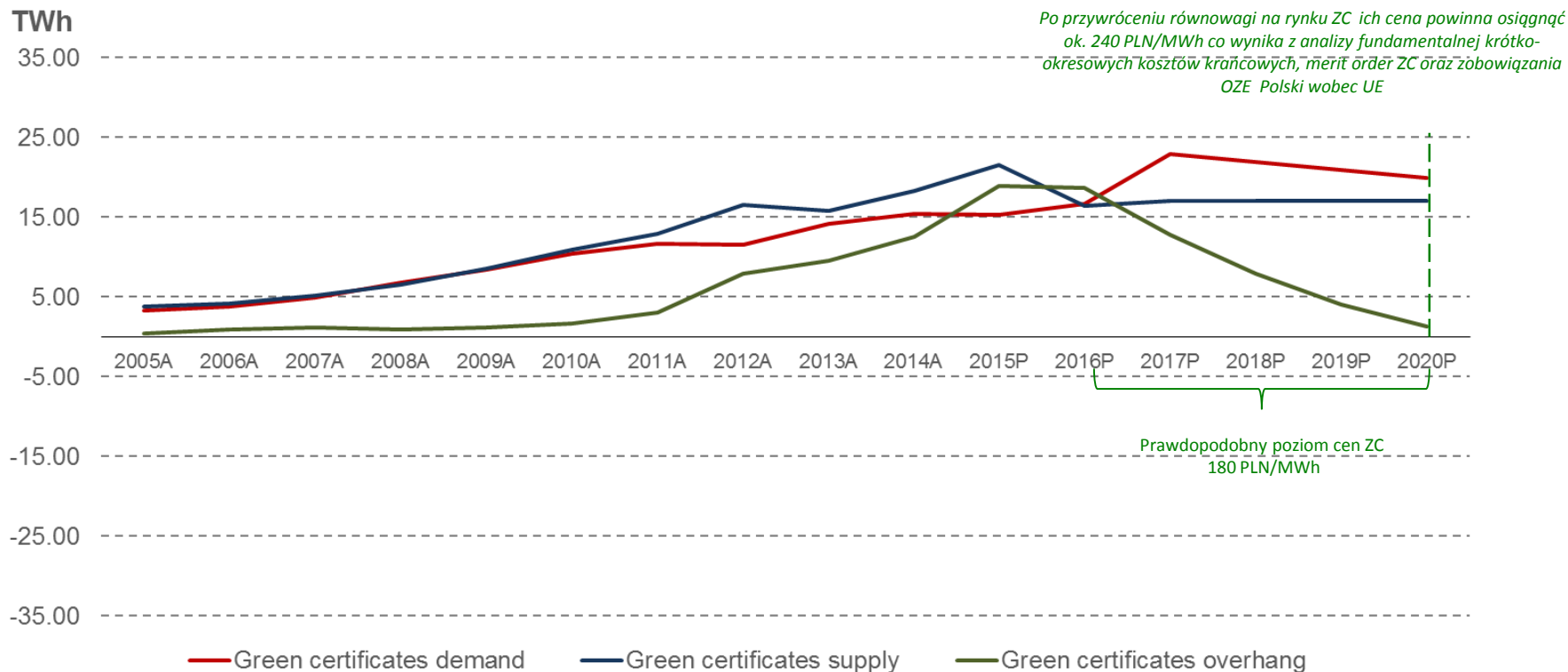
|       | 2015     | Zmiana jako rezultat regulacji OZE |       | 2016     |
|-------|----------|------------------------------------|-------|----------|
| Podaż | 21,6 TWh | 5,2 TWh                            | (24%) | 16,4 TWh |
| Popyt | 15,2 TWh | 1,4 TWh                            | 9%    | 16,6 TWh |

Znaczący spadek podaży oczekiwany w 2016 spowodowany jest wprowadzeniem mechanizmu obniżającego podaż:

- Odebranie wsparcia dla dużych elektrowni wodnych > 5 MW (założenie: od 2016);
- Znaczne ograniczenie wsparcia dla instalacji współspalania biomasy z paliwami konwencjonalnymi do 0,5x certyfikatu;
- Oczekuje się że podaż spadnie o ok. 5 TWh w 2016 w efekcie wprowadzenia nowych regulacji OZE i „nawis” zielonych certyfikatów powinien zacząć się obniżać w 2016 ze względu na brak/ograniczoną produkcję niededykowanego współspalania;
- Popyt ZC będzie ustawiony na poziomie 15% w 2016 roku i według nowych regulacji OZE od 2017 zostanie zwiększony do 20%. W celu utrzymania równowagi, regulator będzie w stanie skorygować obowiązek rocznie wraz ze zmianami podaży. Szacujemy, że po 1-2 latach zwiększonej kwoty „nawis” będzie znacznie zmniejszony i stopniowa redukcja obowiązku będzie możliwa w 2019-2020.

**Nowe projekty wybudowane w systemie aukcyjnym nie będą miały wpływu na poziom popytu ZC, ponieważ energia elektryczna pochodząca z tych projektów będzie traktowana tak samo jak „czarna energia” i będzie wymagała odpowiedniej ilości zielonych certyfikatów.**

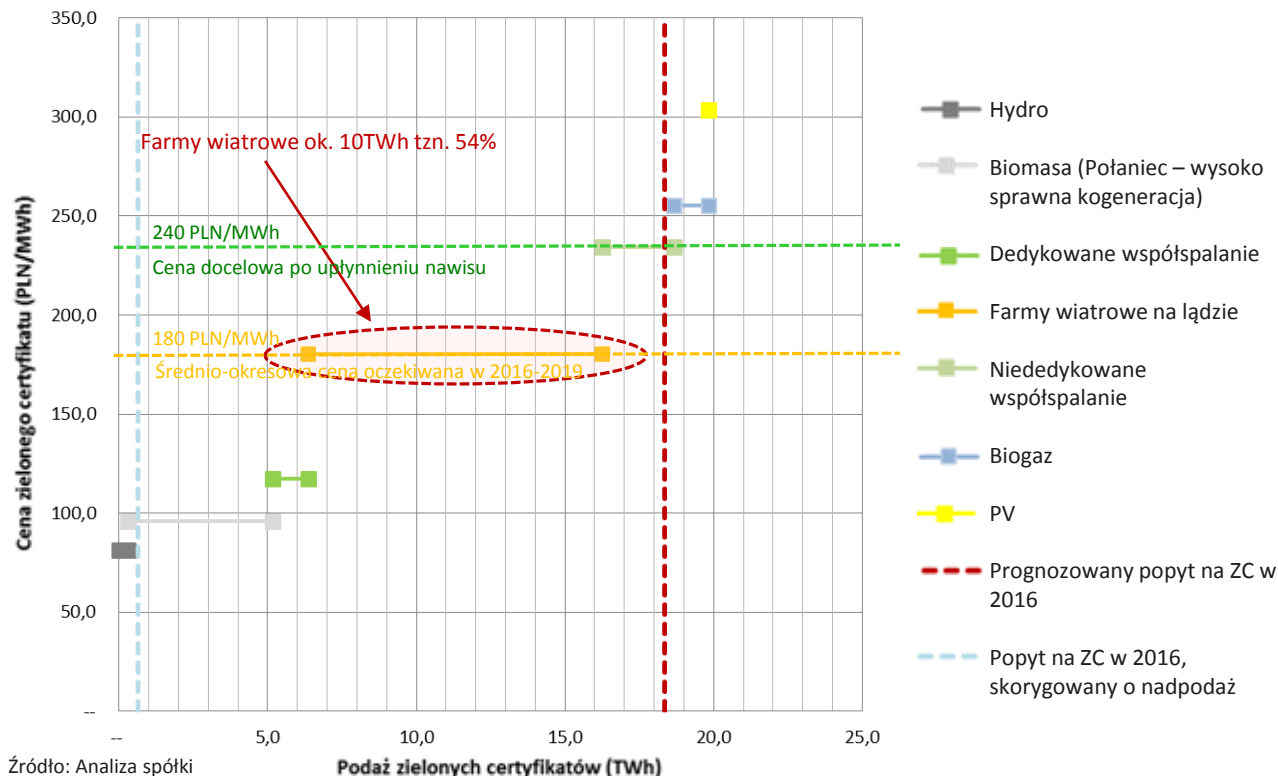
## Ograniczenie podaży i wzrost popytu zrównoważy rynek ZC



**Nowe regulacje wprowadzone przez Ustawę OZE spowodują spadek rocznej produkcji zielonych certyfikatów o 5,2 TWh – to wywoła pierwszy, znaczący impuls pobudzający rynek, który wraz ze wzrostem popytu (napędzanym przez zwiększenie kontyngentu w Ustawie OZE) spowoduje redukcję „nawisu” i doprowadzi do wzrostu cen ZC.**



## Cena ZC powinna wrócić do poziomu wspieranego przez analizę fundamentalną<sup>1</sup>



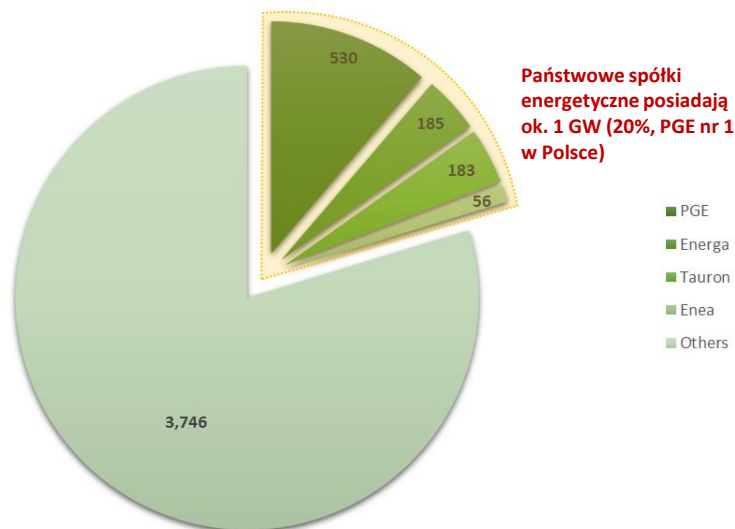
- Prognozowany roczny popyt na zielone certyfikaty rośnie do ok. 18,0 TWh w 2016 r. i 24,5TWh w 2020r. głównie na wskutek wzrostu obowiązku umarzania świadectw;
- Ze względu na ograniczenia wprowadzone w nowej ustawie o OZE (szczególnie w stosunku do współspalania), technologie o wymaganym wsparciu na poziomie niższym od farm wiatrowych (wodne, biomasa, współspalanie) będą w stanie zaspokoić jedynie ok. 35% popytu na ZC podczas gdy wolumen wytwarzany przez farmy wiatrowe będzie największy i będzie wynosił ok. 10TWh tj. 54% całkowitego zapotrzebowania.

- ✓ Po zniknięciu nawisu (2019/2020), cena zielonych certyfikatów osiągnie poziom wymagany przez krańcowego producenta zaspokajającego zapotrzebowanie tj. ok 240 PLN/MWh (niededykowane współspalanie) – co będzie konieczne do spełnienia celów udziału OZE w miksie energetycznym;
- ✓ Do momentu zniknięcia nawisu, cena powinna być ustalana przez farmy wiatrowe na lądzie, które są największym dostarczycielem zielonych certyfikatów;
- ✓ Bazując na powyższym, oczekujemy że w średnim okresie ceny ZC osiągną poziom 180 PLN/MWh i wzrost będzie kontynuowany do poziomu 240 PLN/MWh w długim okresie.

## Państwo Polskie/Państwowe Grupy Energetyczne skorzystają ze zrównoważenia rynku ZC...

### Państwowe Grupy Energetyczne mają znaczny udział w generacji OZE

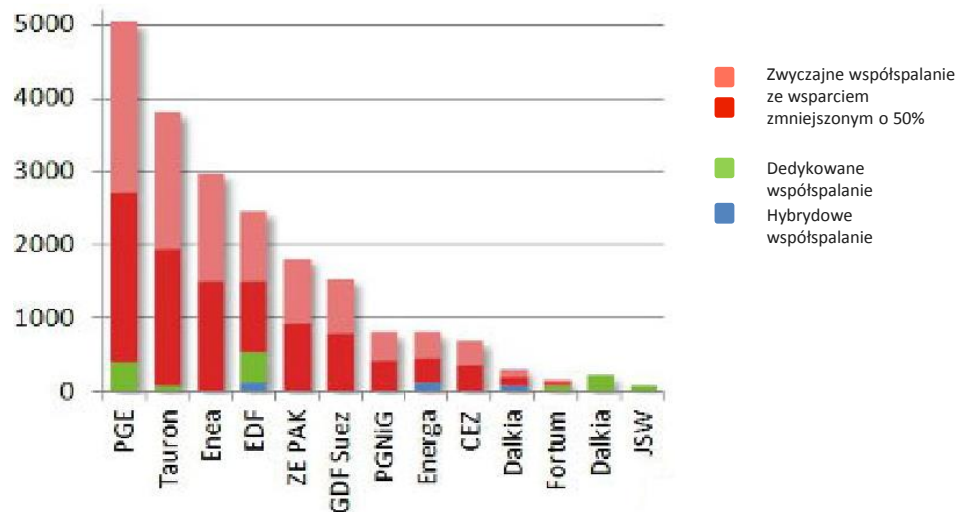
Udział państwowych grup energetycznych w mocy lądowych farm wiatrowych w 2015 [MW]



Źródło: analiza spółki

### Państwowe Grupy Energetyczne posiadają większość mocy współspalania

Udział państwowych grup energetycznych w mocy przystosowanej do współspalania [MW]

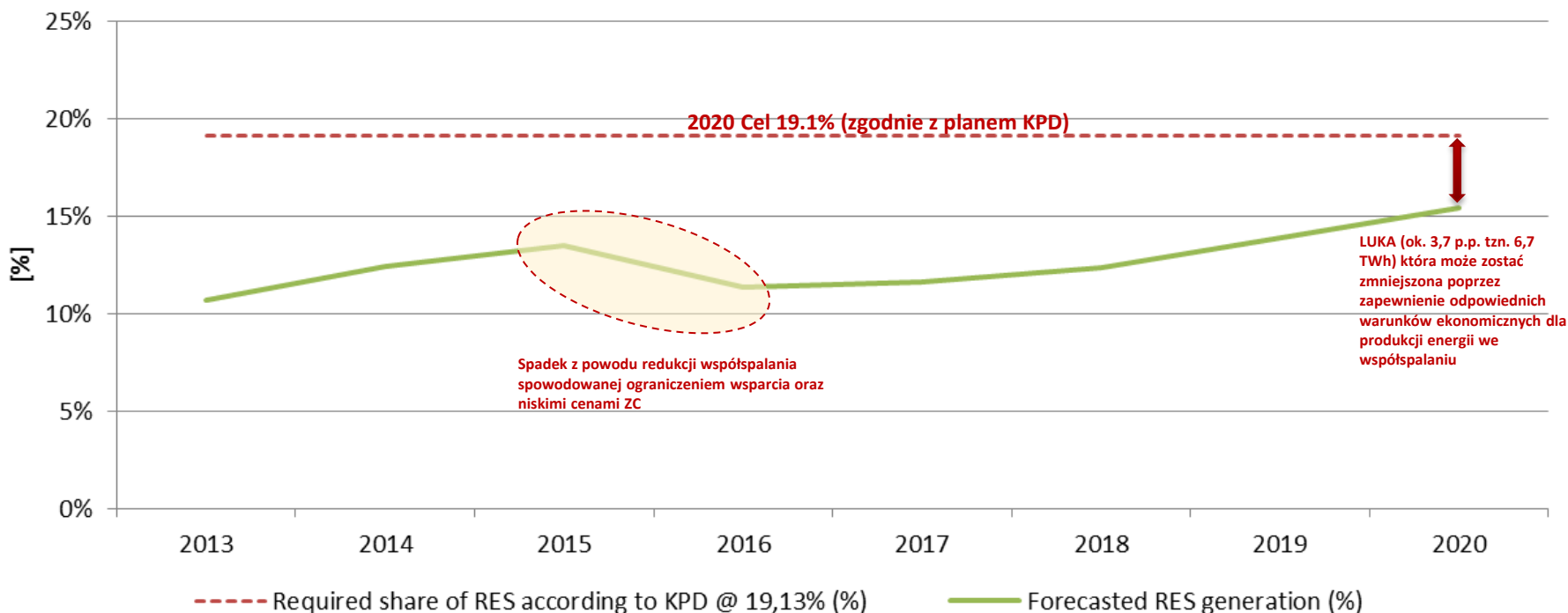


Źródło: Wysokie napięcie, <http://wysokienapiecie.pl/oze/548-kto-straci-na-wspolspalaniu>

- ✓ PGE, Energa, Enea i Tauron mają znaczący udział w dochodach budżetowych pochodzących z dywidend i podatków;
- ✓ 20% całkowitej mocy lądowych farm wiatrowych w 2015 i ok. 13 GW instalacji przystosowanych do współspalania powoduje, że państwowe grupy energetyczne już posiadają znaczący strumień przychodów bezpośrednio zależnych od cen ZC;
- ✓ Znaczenie odnawialnych źródeł w wynikach finansowych państwowych spółek energetycznych wzrośnie w przyszłości, gdy ekonomia generacji konwencjonalnej ulegnie pogorszeniu ze względu na wzrost cen CO2 oraz wsparcia dla górnictwa węgla kamiennego;
- ✓ Nowa Ustawa OZE zmniejszyła wsparcie dla niededykowanego współspalania (ok. 80% całkowitych mocy współspalania) o 50%, dlatego cena ZC musi osiągnąć poziom ok. 240 PLN/MWh aby uczynić tą technologię opłacalną i umożliwić spełnienie polskich zobowiązań wobec UE.

## ... oraz z zapobieżenia niebezpieczeństwu niedoboru energii z OZE wobec celu 19.1%

Share of RES generation in total electricity consumption (gross) till 2020



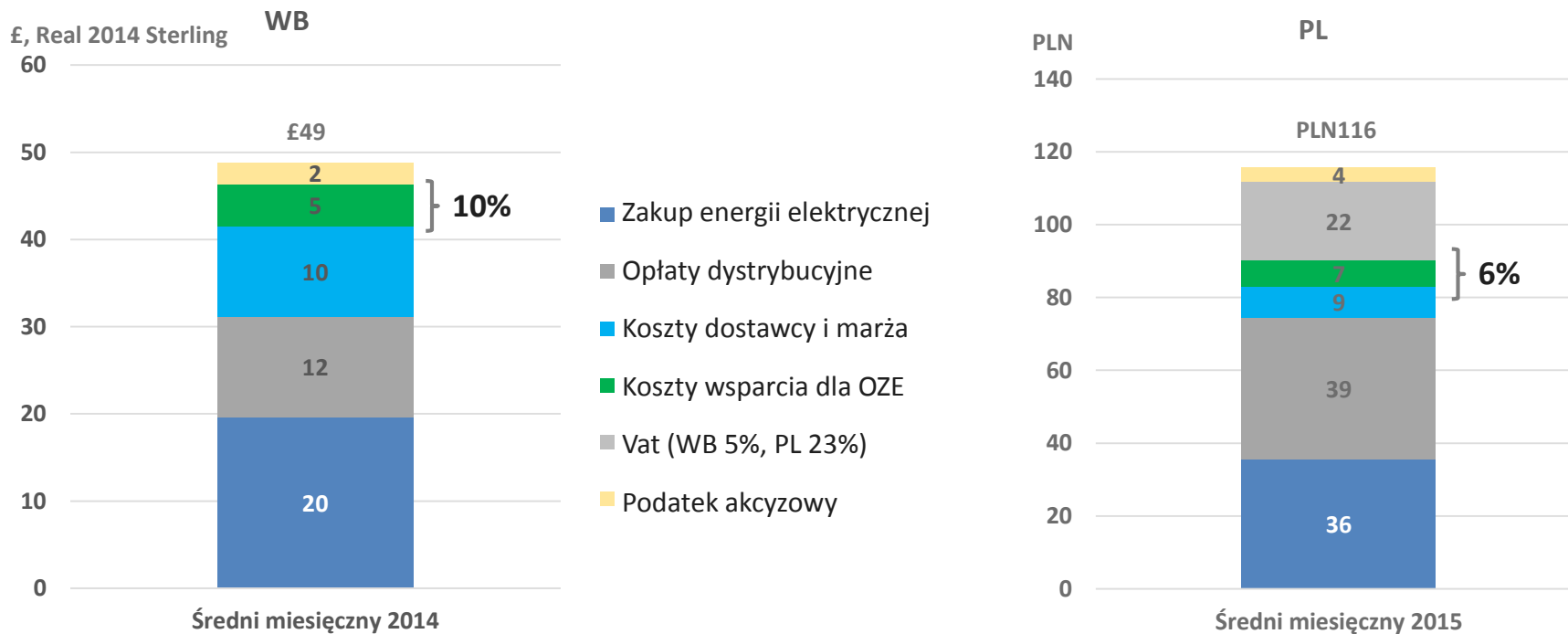
- ✓ **Udział generacji OZE spadnie w 2016 z obecnego poziomu ok. 13,5% do 11,5% z powodu ograniczenia produkcji we współspalaniu. Nowe moce OZE pochodzące głównie z wiatru, nie będą w stanie zastąpić redukcji współspalania oraz zapewnić realizacji celu 19,1% w 2020;**
- ✓ **Produkcja energii z biomasy jest na skraju zyskowności i zostanie zamknięta jeżeli ceny ZC spadną poniżej obecnego poziomu. Powiększy to potencjalną lukę w generacji OZE;**
- ✓ **W celu osiągnięcia celu 19,1%, ceny ZC muszą wzrosnąć do poziomu ok. 240 PLN/MWh aby niededykowane współspalanie działało;**
- ✓ **Brak spełnienia przez Polskę Unijnego celu do 2020 będzie oznaczał naruszenie prawa UE i rozpoczęcie przez Komisję Europejską postępowania związanego z naruszeniem oraz/lub konieczność wykonania statystycznego transferu energii z krajów, które cel przekroczyły. Koszt statystycznego transferu został oszacowany w przedziale 50-100 EUR/MWh, co daje EUR 335-670m rocznych dodatkowych kosztów dla polskiej gospodarki.**

**4C**

Analiza rynku - Pakiet Danych

## Koszty wspierania OZE dla klienta końcowego

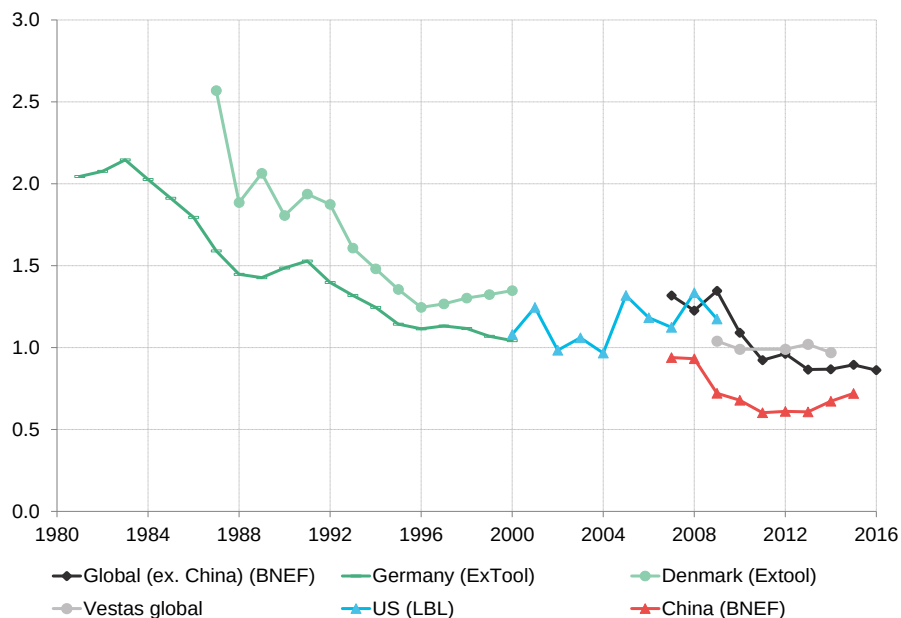
Średni miesięczny rachunek za energię elektryczną dla odbiorców indywidualnych - rozbieżność w Wielkiej Brytanii oraz Polsce



**W 2014 w Wielkiej Brytanii w średnim miesięcznym rachunku za energię elektryczną (GBP49/gospodarstwo domowe), 10% stanowiło koszt dotacji OZE. W Polsce szacunkowy rachunek miesięczny wynosi 116 PLN i 6% stanowi koszt dotacji. Pozycja ta nie stanowi istotnego obciążenia w budżecie gospodarstwa domowego.**

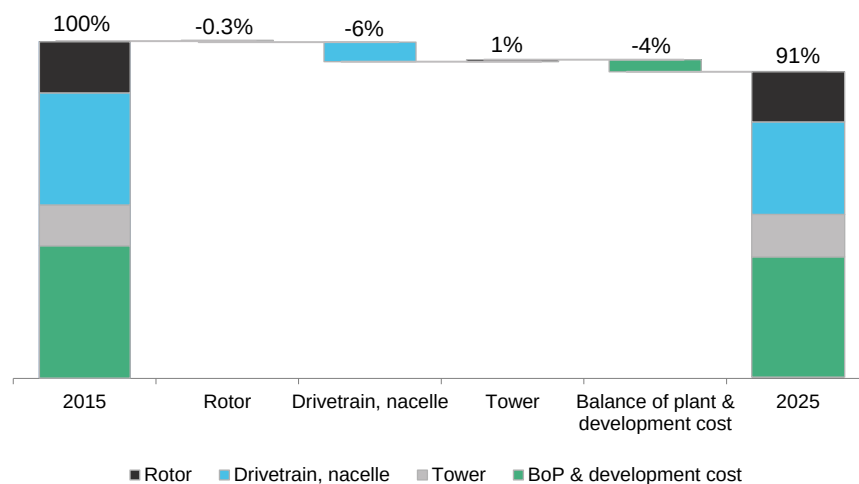
## Spadek cen turbin wiatrowych będzie umożliwiać agresywne licytacje...

Ceny turbin wiatrowych (skorygowane o inflację do 2014), 1984-2016e (mEUR/MW)



Źródło: Bloomberg New Energy Finance, Lawrence Berkeley National Laboratory (LBNL), ExTool study (Neij et al.2003), raporty roczne Vestas.

Czynniki redukcji nakładów inwestycyjnych dla projektów wiatrowych (na MW mocy, %)

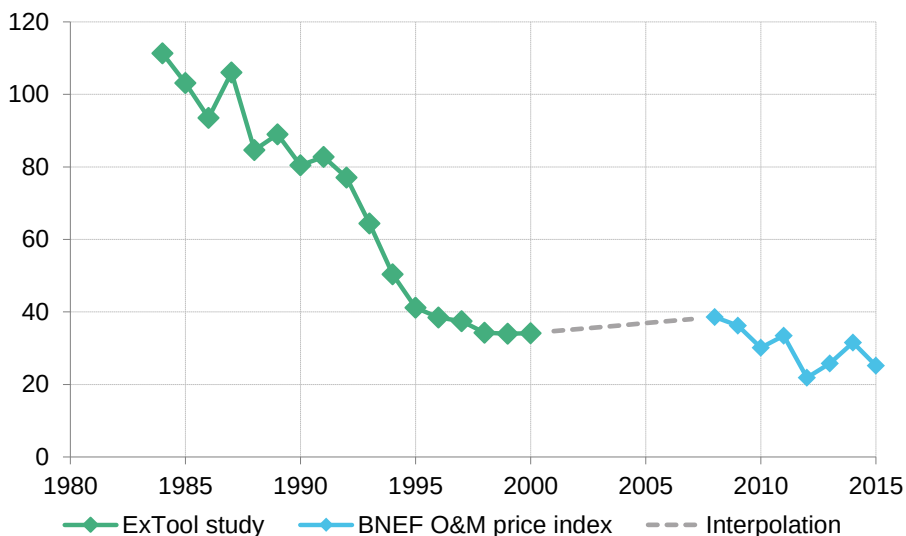


Źródło: Bloomberg New Energy Finance

**BNEF szacuje znaczący spadek cen turbin (9% redukcja kosztów dla każdego podwojenia zainstalowanej mocy) – Polenergia ma najlepsze warunki do skorzystania z tego trendu ze względu na dobrą pozycję negocjacyjną.**

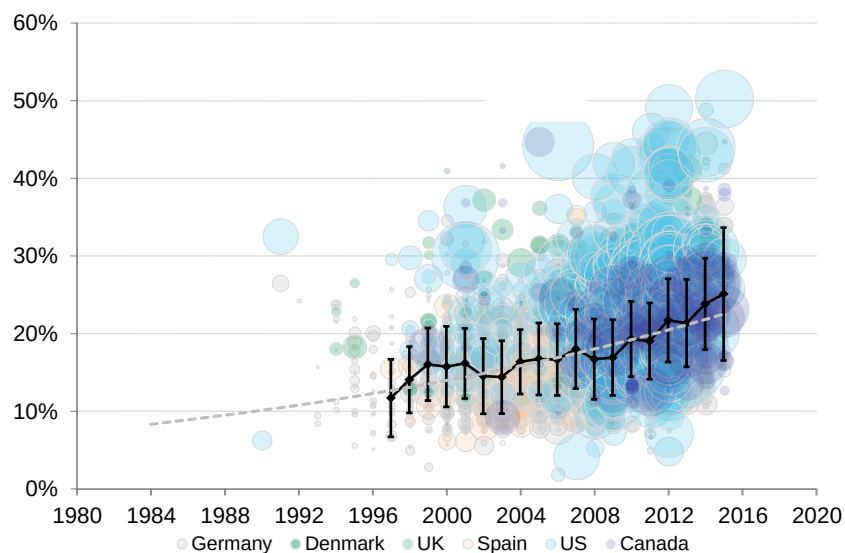
## ... jak i spadek O&M oraz coraz lepsze współczynniki wietrzności

Globalny (wyłączając Chiny) trend spadku kosztów O&M lądowych farm wiatrowych (skorygowanych o inflację do 2014), 1984-2015 (tysiąc EUR/MW/rocznie)



Źródło: Bloomberg New Energy Finance

Globalna (wyłączając Chiny) poprawa współczynnika wykorzystania mocy lądowych farm wiatrowych w latach, 1997-2015 (%)



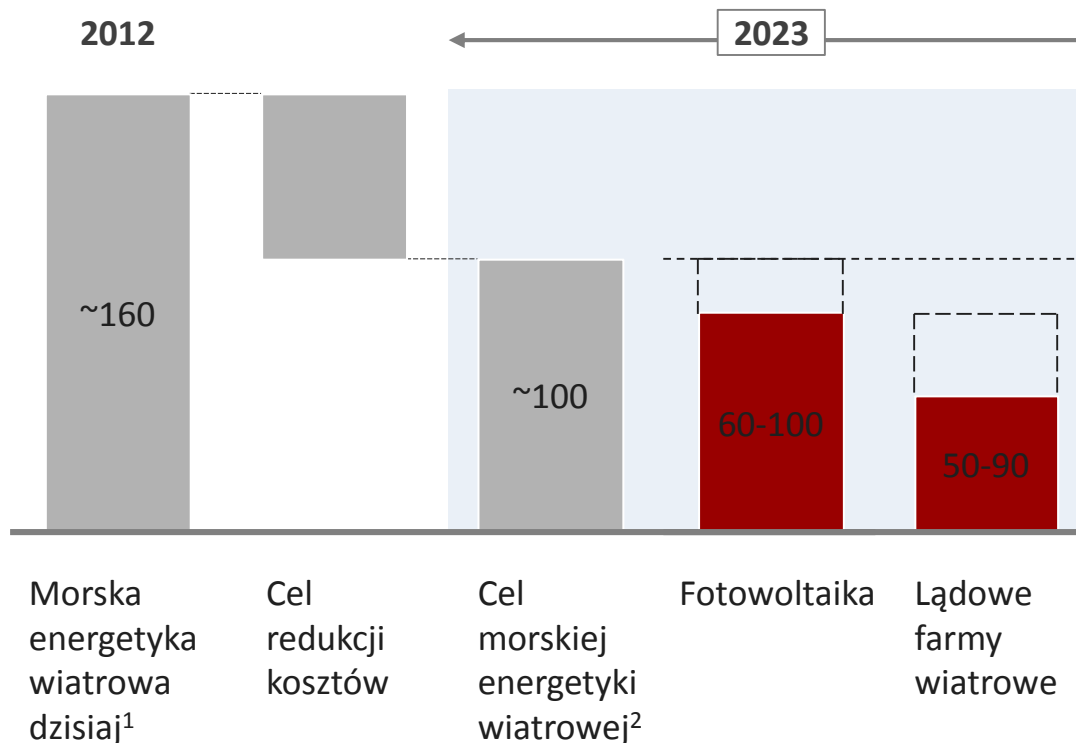
Źródło: Bloomberg New Energy Finance

**Spadające koszty O&M dzięki efektowi korzyści skali oraz bardziej standaryzowane, dojrzałe technologie wraz z poprawą średniego globalnego współczynnika wykorzystania mocy pozwolą Polenergii na bardziej agresywną licytację w aukcjach.**

## LCOE – morskie farmy jak poprzednio wiatrowe na poziomie 100EUR/MWh - cel na 2020 (McKinsey)

### Porównanie kosztów technologii

EUR/MWh, koszt kapitału (WACC) odpowiedni dla technologii, uruchomienie w 2012 i 2023



<sup>1</sup> 2012 off-take price Walney II (UK)

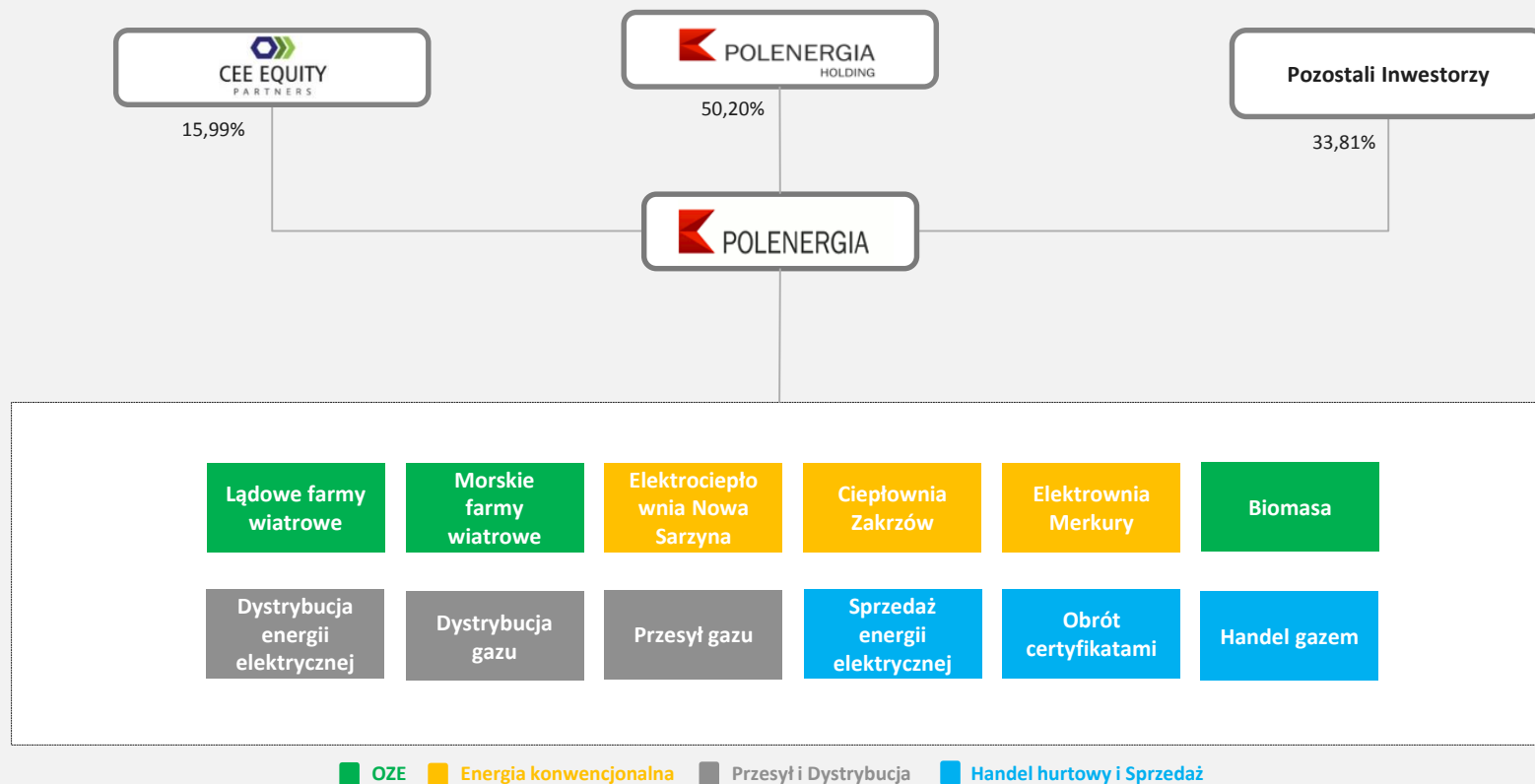
<sup>2</sup> UK market – 2020 FID, włączając koszty transmisji z uruchomieniem w 2023

**Ponadto McKinsey szacuje docelowy poziom 100EUR/MWh – zgodnie z szacunkami BNEF. Finalny poziom LCOE „netto” będzie znacznie niższy, jeżeli uwzględnimy pozytywny wpływ na wzrost PKB.**



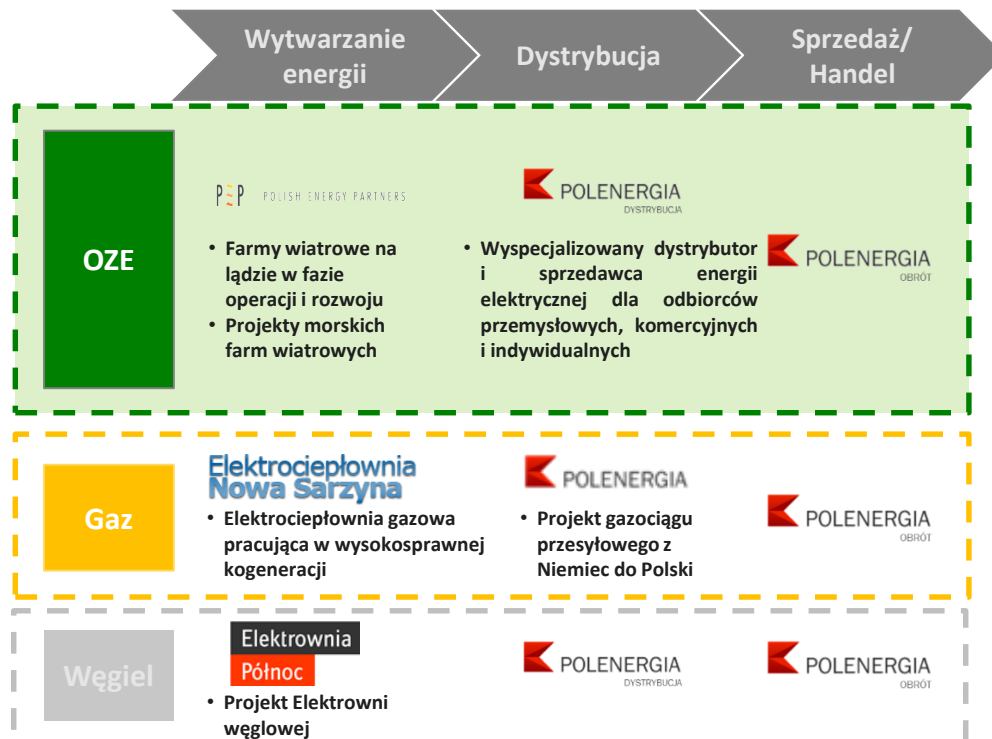
**4D**

Podsumowanie projektów biznesowych

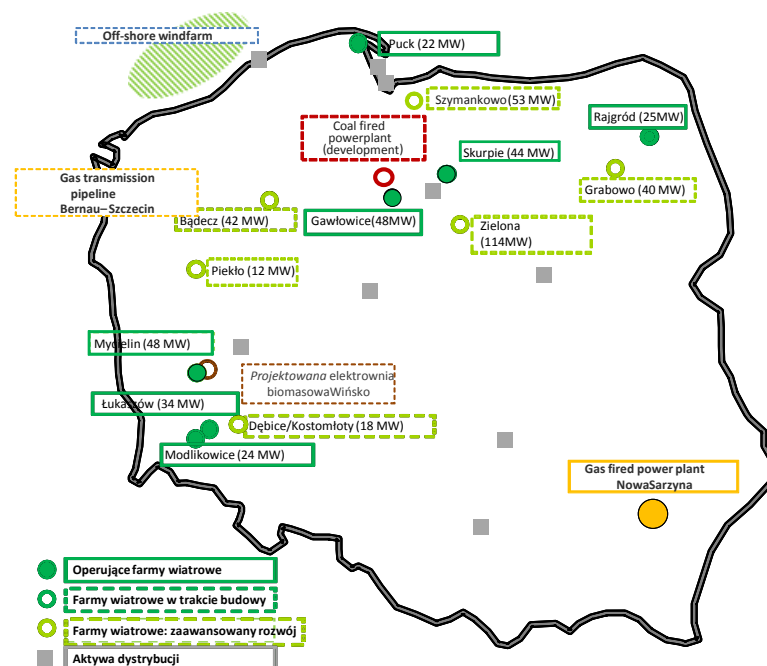


- ✓ **18 sierpnia 2014 r.** nastąpiła integracja aktywów Grupy Polenergia Holding S.à.r.l z Polish Energy Partners S.A. w wyniku czego powstała Grupa Polenergia S.A.
- ✓ Równocześnie, w wyniku objęcia nowych 15,99% nowych akcji przez CEE Equity Partners został pozyskany kapitał w kwocie 240 mln zł.
- ✓ Prospekt emisyjny dla akcji nowej emisji został zatwierdzony w **lutym 2015**, a akcje zostały dopuszczone do obrotu na GPW od **3 III 2015**.
- ✓ Grupa realizuje długoterminową strategię jako zintegrowana grupa energetyczna obecna we wszystkich segmentach rynku energii, ze szczególnym uwzględnieniem wytwarzania energii ze źródeł odnawialnych i regulowanej infrastruktury elektrycznej i gazowej.

## Oparta o źródła odnawialne zintegrowana grupa energetyczna oferująca stabilne dochody i znaczący wzrost wartości w krótkim okresie



### Mapa aktywów



#### Faza I: 2013-2016:

- Budowa 61,8 MW farm, do końca 2015 Grupa planuje posiadać ok. 245 MW farm wiatrowych w operacji;
- Gotowość do wystąpienia w aukcji 279 MW farm na lądzie;
- Decyzja środowiskowa dla 1 200 MW morskich farm wiatrowych (Grupa posiada podpisaną umowę przyłączeniową);
- Zakończenie dewelopmentu rurociągu gazowego pomiędzy Niemcami i Polską o przepustowości do 5 miliardów m3/rocznie.

#### Faza II: 2017-2022:

- Partycypacja w aukcjach pozostałym portfelem ok. 411 MW;
- Potencjalne uruchomienie 600 MW morskich farm wiatrowych oraz zakończenie dewelopmentu kolejnych 600 MW;
- Potencjalne uruchomienie rurociągu gazowego pomiędzy Niemcami i Polską o przepustowości do 5 mld m3 rocznie.

## Farmy wiatrowe na lądzie – portfel w operacji

### Operating wind farms

| # | Location    | Capacity (MW) | COD     | Clients                  |
|---|-------------|---------------|---------|--------------------------|
| 1 | Puck        | 22,0          | 2007    | Energa, Polenergia Obrót |
| 2 | Modlikowice | 24,0          | 2012    | Tauron Sprzedaż          |
| 3 | Łukaszów    | 34,0          | 2011    | Tauron Sprzedaż          |
| 4 | Gawłowice   | 48,3          | 10.2014 | Polenergia Obrót         |
| 5 | Rajgród     | 25,3          | 11.2014 | Polenergia Obrót         |
| 6 | Skurpie     | 43,7          | 08.2015 | Polenergia Obrót         |
| 7 | Mycielin    | 48,0          | 12.2015 | Polenergia Obrót         |

**245,3  
MW**

Farma wiatrowa zbudowana w 4Q 2015, obecnie w fazie rozruchu



#### FW Puck

- Łączna moc projektu wynosi 22,0 MWe, składa się on z 11 turbin (Gamesa) po 2,0 MWe każ.
- Lokalizacja: województwo pomorskie, powiat pucki;
- Oddanie do użytku nastąpiło w styczniu 2007;
- Średnia roczna produkcja około 42 GWh;



#### FW Modlikowice

- Łączna moc projektu wynosi 24,0 MWe, składa się on z 12 turbin (Vestas) po 2,0 MWe każda;
- Lokalizacja: województwo dolnośląskie, powiat złotoryjski;
- Oddanie do użytku nastąpiło w na początku 2012;
- Średnia roczna produkcja około 50 GWh;



#### FW Łukaszów

- Łączna moc projektu wynosi 34,0 MWe, składa się on z 17 turbin (Vestas) po 2,0 MWe każda;
- Lokalizacja: województwo dolnośląskie, powiat złotoryjski;
- Oddanie do użytku nastąpiło w na początku 2012;
- Średnia roczna produkcja około 74 GWh;



#### FW Gawłowice

- Łączna moc projektu wynosi 48,3 MWe, składa się on z 18 turbin (Siemens) po 2,3 MWe każ.
- Lokalizacja: województwo kuj. – pom., powiat grudziądzki;
- Oddanie do użytku nastąpiło w listopadzie 2014;
- Planowana roczna produkcja około 144 GWh;



#### FW Rajgród

- Łączna moc projektu wynosi 25,3 MWe, składa się on z 11 turbin (Siemens) po 2,3 MWe każ.
- Lokalizacja: województwo podlaskie, powiat grajewski;
- Oddanie do użytku nastąpiło w październiku 2014;
- Planowana roczna produkcja około 67 GWh;



#### FW Skurpie

- Łączna moc projektu wynosi 43,7 MWe, składa się on z 19 turbin (Siemens) po 2,3 MWe każ.
- Lokalizacja: województwo warmińsko-mazurskie, powiat działdowski;
- Oddanie do użytku nastąpiło w sierpniu 2015;
- Planowana roczna produkcja około 122 GWh;



#### FW Mycielín

- Łączna moc projektu wynosi 48 MWe, składa się on z 24 turbin (Vestas) 2,0 MWe każda;
- Lokalizacja: województwo Wielkopolskie, kaliski;
- Oddanie do użytku nastąpiło w grudniu 2015;
- Planowana roczna produkcja około 136 MWh;

## Lądowe farmy wiatrowe – portfel w fazie rozwoju

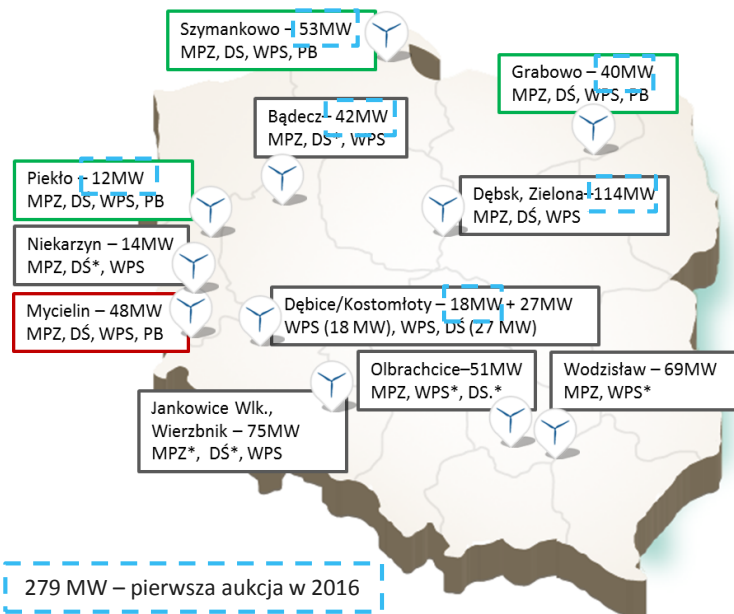
### Portfel developerski

- Portfel farm operacyjnych na koniec roku 2015 osiągnął moc 245,3 MW;
- Dodatkowy portfel farm wiatrowych o mocy 690 MW jest w fazie rozwoju, z czego:
  - 6 projektów o mocy 279 MW weźmie udział w pierwszej aukcji planowanej na 2016;
  - 411 MW weźmie udział w aukcjach w latach 2017-2019.

### Planowane przystąpienie do pierwszej aukcji w 2016 r.

| #  | Lokalizacja | Moc (MW) | Pozwolenie na budowę | Możliwe uruchomienie |
|----|-------------|----------|----------------------|----------------------|
| 8  | Piekło      | 12       | 1 kw'15              | 2017                 |
| 9  | Grabowo     | 40       | 1 kw'15              | 2017                 |
| 10 | Zielona     | 114      | 4 kw'15              | 2018                 |
| 11 | Kostomłoty  | 18       | 4 kw'15              | 2018                 |
| 12 | Bądecz      | 42       | 1 kw'16              | 2018                 |
| 13 | Szymankowo  | 53       | 3 kw'15              | 2019                 |

**279 MW**



Projekty w budowie

Projekty z Pozwoleniem na Budowę

Farmy Wiatrowe na zaawansowanym etapie dewelopmentu

Osiągnięte etapy dewelopmentu:

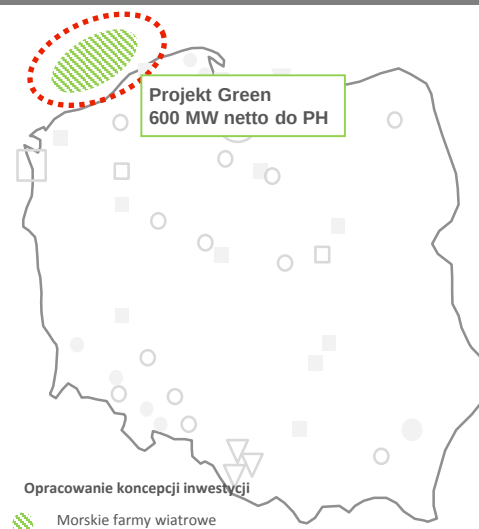
- MPZ – Miejsowy Plan Zagospodarowania
- DŚ – Decyzja Środowiskowa
- WPS – Warunki Przyłączenia do Sieci
- PB – Pozwolenie na Budowę

## Kluczowy element strategii - pionierski projekt morskich farm wiatrowych w Polsce

### Opis

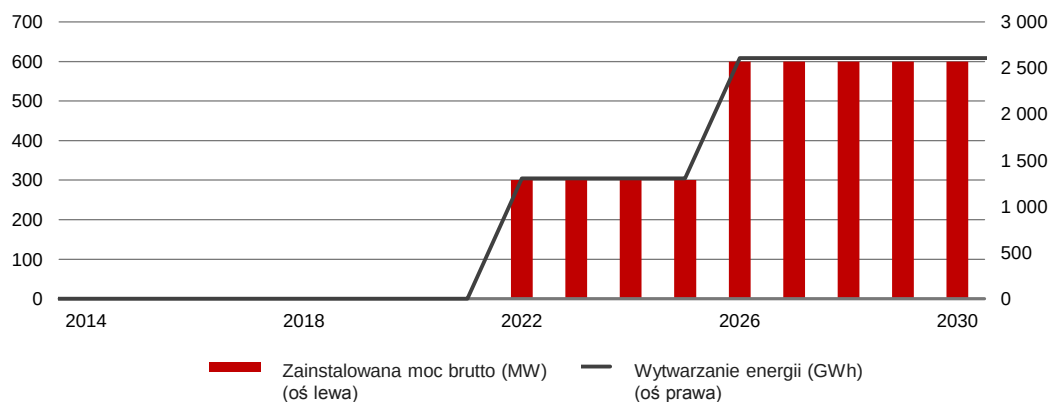
- Dwa projekty o łącznej mocy ok. 1,2 GW
- Plan zakłada współpracę z doświadczonym graczem w sektorze (50/50 JV)
- Dodatkową opcję stanowi trzeci projekt o mocy 1,6 GW z ważnym pozwoleniem na lokalizację
- Offtake zabezpieczony na okres 15 lat poprzez kontrakt w ramach systemu aukcji: zapisy odnoszące się do morskich farm wiatrowych uwzględnione w aktualnej Ustawie o OZE świadczą o przychylności rządzących
- W sierpniu 2014 podpisano umowę przyłączeniową z PSE na 1 200 MW.

### Lokalizacja i moc



| Nazwa projektu               | Bałtyk Środkowy III   | Bałtyk Środkowy II  |
|------------------------------|-----------------------|---------------------|
| Faktyczna planowana moc (MW) | 600                   | 600                 |
| Liczba turbin                | ok. 100               | ok. 100             |
| Odległość od brzegu          | 22 km                 | 37 km               |
| Obszar                       | 116,6 km <sup>2</sup> | 122 km <sup>2</sup> |
| Głębokość                    | 25-39m                | 23-41m              |
| Średnia prędkość wiatru      | 9 – 10 m/s            | 9 – 10 m/s          |

### Zainstalowana moc i wytwarzanie energii (udział PH)



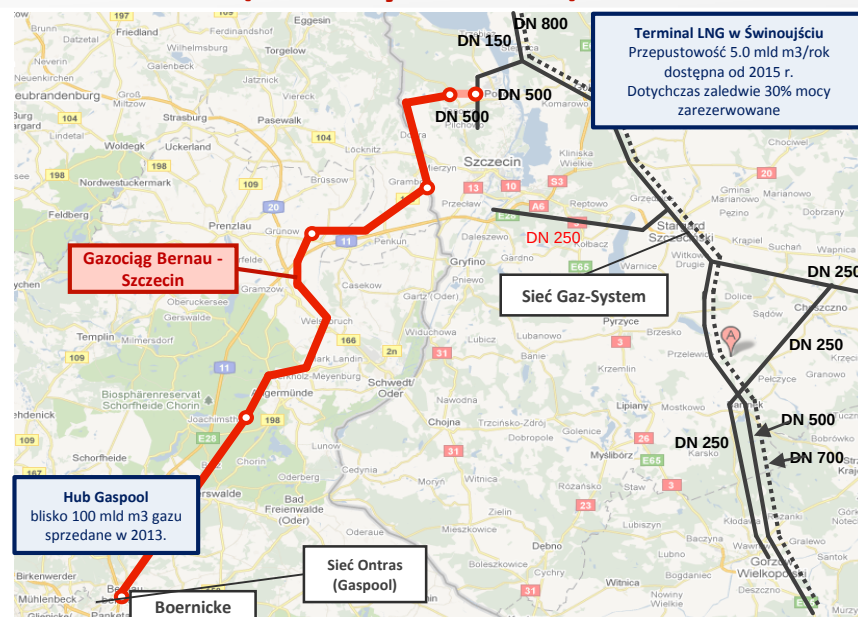
| Planowane terminy       | Bałtyk Środkowy III | Bałtyk Środkowy II |
|-------------------------|---------------------|--------------------|
| Decyzja środowiskowa    | 1 kw 2016           | 3 kw 2016          |
| Rozpoczęcie budowy      | 2020                | 2023               |
| Data uruchomienia farmy | 2022                | 2026               |

**Wiodący developer morskich farm wiatrowych w Polsce, wspierany przez polepszającą się atrakcyjną ekonomikę projektu**

## Kluczowy element strategii - Gazociąg Bernau – Szczecin (Niemcy - Polska)

### Opis

- Projekt gazociągu optymalnie łączy zachodnioeuropejski rynek gazu z odizolowanym rynkiem polskim oraz pozostałych krajów Europy wschodniej (Ukraina, Litwa).
- Połączenie to zapewni dostęp do infrastruktury importowej w Niemczech i stanie się jednym z kluczowych przedsięwzięć otwierających rynek gazu Europy wschodniej.
- Konsumenci w Polsce (i potencjalnie w sąsiadujących krajach na wschód i południe Polski) uzyskają dostęp do płynnego rynku gazu, który pozwala im kupować gaz po niższych cenach i od różnych dostawców, poprawiając w ten sposób ich bezpieczeństwo energetyczne i zapewniając dostawy tego strategicznego surowca w zróżnicowany sposób.
- Do realizacji projektu w Polsce i Niemczech zostaną zaproszeni partnerzy strategiczni, jednak firma zakłada, że będzie posiadać większościowy udział (min. 51%) w niemieckiej części biznesu.
- Projekt zapewnia atrakcyjny zwrot oparty o wskaźnik WRA



### Gazociąg Bernau – Szczecin

|               |                                              |
|---------------|----------------------------------------------|
| Przepustowość | 3,0 - 5,0 mld m <sup>3</sup> rocznie         |
| Kompresory    | 3 x 5,4 MW                                   |
| Długość       | ok. 150km (30km w Polsce, 120km w Niemczech) |

### Status projektu

|                              |                       |
|------------------------------|-----------------------|
| Projekt FEED                 | Zakończone            |
| Pozwolenia na budowę         | Zakończone            |
| Służebności gruntowe         | Zabezpieczone ok. 50% |
| Zwolnienie z TPA/Unbundlingu | W toku                |
| Zamknięcie komercyjne        | W toku                |
| Przyłączenie do sieci        | W toku                |
| EPC                          | Do uzupełnienia       |
| Finansowanie                 | Do uzupełnienia       |

### Opis

#### WYJŚCIE Z POLSKI/WEJŚCIE DO NIEMIEC

10% mocy rurociągu przeznaczone dla produktów krótkoterminowych (do 1 roku) oferowanych na aukcjach zgodnie z zasadami kodeksu sieciowego CAM

90% mocy rurociągu przeznaczone dla produktów rocznych (z możliwością rezerwacji 15 kolejnych lat) oferowanych na aukcjach zgodnie z zasadami kodeksu sieciowego CAM

**5,0 mld m<sup>3</sup> rocznie**  
ciągłe lub warunkowo  
ciągłe moce przesyłowe

**3,5 mld m<sup>3</sup> rocznie**  
ciągłe lub przerywane  
moce przesyłowe

#### WYJŚCIE Z NIEMIEC/WEJŚCIE DO POLSKI

10% mocy rurociągu przeznaczone dla produktów krótkoterminowych (do 1 roku) oferowanych na aukcjach wg zasad CAM

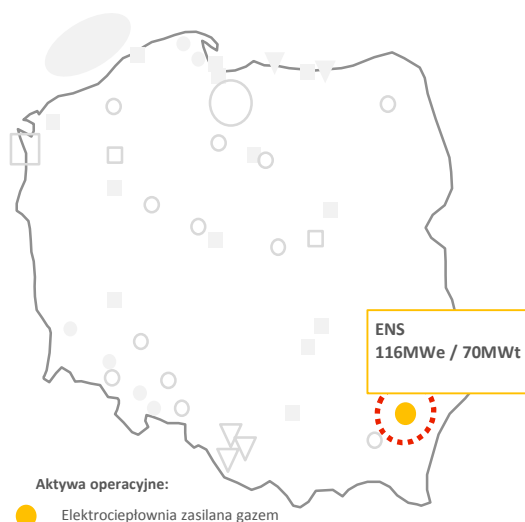
90% mocy rurociągu przeznaczone dla produktów rocznych (z możliwością rezerwacji 20 kolejnych lat) oferowanych na aukcjach zwolnionych z regulacji CAM (w tym 1,5 mld m<sup>3</sup> rocznie zarezerwowane dla POLENERGIA)

## Elektrociepłownia gazowa Nowa Sarzyna – portfolio operacyjne

### Opis

- Elektrociepłownia zasilana gazem ziemnym o mocy 116 MWe i 70MWt.
- Nowoczesne aktywo, które rozpoczęło działalność komercyjną w 2000r.
- Działając z wysoką sprawnością jednostka działa jako elektrownia systemowa.
- Wytwarzana energia jest wyprowadzana przez trzy naziemne linie transmisyjne o mocy 110kV.
- Elektrownia spełnia polskie normy środowiskowe.
- Stały dochód i przepływ gotówki z kosztów osieroconych do 2020 r.
- Po 2020 roku ENS będzie pracował jedną turbiną gazową i turbiną parową produkując energię elektryczną i ciepło w skojarzeniu. Zarząd zakłada, że druga turbina będzie wykorzystywana jako źródło mocy interwencyjnej dla Krajowego Systemu Elektroenergetycznego na podstawie umowy na udostępnienie mocy z operatorem Krajowego Systemu Elektroenergetycznego. Dodatkowo Elektrociepłownia Nowa Sarzyna jako źródło będzie mogła świadczyć usługę odbudowy Krajowego Systemu Elektroenergetycznego na podstawie umowy zawartej z operatorem systemu;

### Lokalizacja i moc



### Parametry techniczne

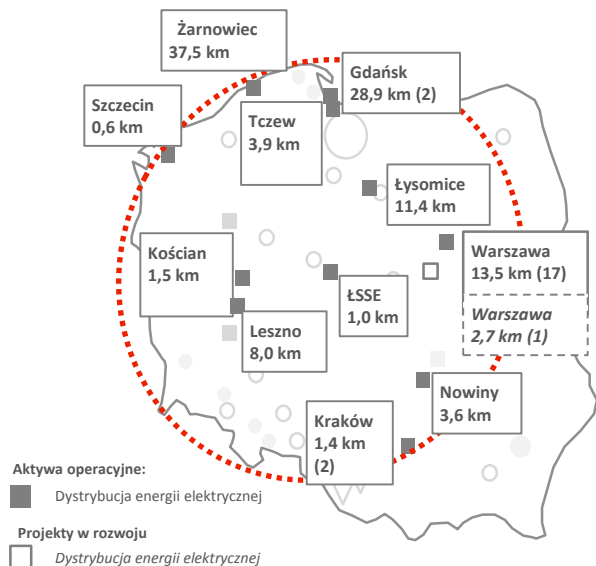
|                       |                                                  |
|-----------------------|--------------------------------------------------|
| Zainstalowana moc     | 116MWe, 70MWt                                    |
| Moc netto             | 113MWe                                           |
| Śr. wytwarzanie netto | Elektryczność ok. 760MWh<br>Ogrzewanie ok. 530TJ |
| Technologia           | CCGT                                             |
| Paliwo                | Gaz ziemny / ropa jako backup                    |
| Wydajność             | HHV (48,6%), LHV (54,0%)                         |
| Typ                   | 2*1 CCGT Thomassen (GE) frame 6                  |
| Uruchomienie          | 2000                                             |
| Dostępność            | 93,80%                                           |

### Formuła rekompensat

- ENS generuje dochody przez sprzedaż energii i ciepła, dodatkowo otrzymuje rekompensatę kosztów osieroconych, rekompensatę gazową oraz żółte certyfikaty.
- Gwarantowana rekompensata za koszty osierocone pozwala na pokrycie wszystkich kosztów paliwa i operacyjnych (EBIT=0). Jest obliczana w taki sposób, by bilansować sprzedaż energii i ciepła minus koszty paliwa i działalności.
- Amortyzacja (wliczona do rekompensaty) pozwala na obsługę długu i kosztów odsetek.
- Rekompensata gazowa i żółte certyfikaty bezpośrednio podwyższają zysk przed podatkiem.



## Długość sieci dystrybucji, (liczba projektów)



|                                              | W użytku | W rozwoju | Ogółem      |
|----------------------------------------------|----------|-----------|-------------|
| <b>Moc dystrybucji</b>                       | 75 MW    | 1 MW      | 76 MW       |
| <b>Wolumen dystrybucji</b>                   | 279 GWh  | 3 GWh     | c. 282 GWh  |
| <b>Liczba projektów</b>                      | 29       | 1         | 30          |
| <b>Odbiorcy końcowi</b>                      | 10,5tys. | 0,4tys.   | ok. 10,9ys. |
| <b>Długość linii średniego napięcia (km)</b> | 111,3    | 2,7       | 114         |
| <b>Liczba podstacji</b>                      | 86       |           |             |
| <b>Liczba transformatorów</b>                | 143      |           |             |

## Polenergia Dystrybucja

### Opis

- Polenergia Dystrybucja to niszowy dystrybutor energii do klientów przemysłowych, indywidualnych oraz odbiorców komercyjnych tj. osiedla mieszkalne, fabryki, biurowce i centra handlowe.
- Jednostka regulowana na bazie WACC/WRA z zatwierdzonymi planami inwestycyjnymi.

### Projekty w rozwoju

- 1 projekt oparty na kontraktach z deweloperami mieszkań i parterem przemysłowym.
- Wszystkie regulowane zgodnie z systemem WACC/WRA z zatwierdzonymi planami inwestycyjnymi.
- Doskonała platforma do ekspansji na większą skalę w zakresie dystrybucji energii.

### Wzrost wartości i korzyści dla klientów

#### Wzrost wartości

- Pozyskanie licencji na dystrybucję energii elektrycznej dla infrastruktury elektrycznej (tzw. „ostatnia mila”) w budynkach niemieszkalnych tj. centra handlowe i biurowce.
- Skuteczne wykorzystanie współpracy między regulowaną działalnością (dystrybucja energii elektrycznej) a komercyjną (sprzedaż energii).
- Oferowanie partnerom możliwości optymalizacji kosztów infrastruktury elektrycznej w trakcie konstrukcji oraz konserwacji.
- Skuteczne wykorzystanie współpracy w ramach Grupy.

#### Unikalny pakiet korzyści dla klientów

- Natychmiastowe rozliczenia lub redukcja kosztów infrastruktury elektrycznej.
- Konkurencyjne stawki taryfy za dystrybucję i przyłączenie do sieci.
- Wszystkie koszty związane z konserwacją infrastruktury pokrywane przez Polenergia Dystrybucja.
- Rozliczenie elektryczności przez firmę.
- Ryzyko opóźnień w płatnościach za elektryczność przeniesione na firmę.
- Możliwość zmiany sprzedawcy (TPA) przez odbiorców.

## Działalność handlowa (Polenergia Obrót)

### Przegląd Polenergii Obrót (trading)

- Centralna platforma zarządzania obrotem i ryzykiem zlokalizowana w Warszawie.
- W styczniu 2013r. firma przejęła dawny zespół Vattenfall Trading działający na rynkach energetycznych w regionie CEE.

### Działalność handlowa

Specjalizacja w hurtowym obrocie energią elektryczną, prawami majątkowymi i gazem ziemnym. Spółka posiada koncesje na obrót energią elektryczną, obrót paliwami gazowymi na terytorium RP oraz obrót z zagranicą.

Ważna rola w łańcuchu wartości Grupy Polenergia - market access, transfer wiedzy i informacji o rynku, optymalizacja procesów handlowych, portfolio management.

Proprietary trading (obróć na giełdzie i rynku OTC)

### Niski profil ryzyka

Handel oparty na fizycznej dostawie produktu

Ograniczony profil ryzyka – monitorowany codziennie

### Polenergia Obrót (2015)

|                      |         |
|----------------------|---------|
| Sprzedana energia    | 12 TWh  |
| Sprzedany gaz ziemny | 290 GWh |

### Polenergia Obrót – kluczowe aspekty 2015/2016

- Oprócz handlu energią, Polenergia Obrót aktywnie uczestniczy w rynku gazu ziemnego, korzystając z jego postępującej liberalizacji. W 2015 roku **firma zwiększyła swoją rezerwę gazu ziemnego o ok. 300%** z 95 GWh do 290 GWh.
- W 2016 Polenergia Obrót rozpocznie dostarczanie gazu w fizycznym punkcie dostawy – w tym celu, w 2015 roku spółka podpisała umowę dystrybucyjną oraz szereg umów ramowych z dostawcami gazu.
- **Polenergia Obrót planuje także wziąć udział w rynku terminowym dla zielonych certyfikatów** utworzonych przez Towarową Giełdę Energii. Jako krok w kierunku tego rynku, w 2015 roku firma jako pierwsza w Polsce sprzedała gwarancje pochodzenia energii z OZE w ramach programu Polskie Gwarancje Pochodzenia Energii. Gwarancje pochodziły z farmy wiatrowej z grupy Polenergia.

## Pozostałe aktywa operacyjne i realizowane projekty

### Elektrownia węglowa – Elektrownia Północ

- Budowa elektrowni węglowej o mocy do 2\*800 MWe przy użyciu technologii nadkrytycznej.
- Projekt będzie oparty na długoterminowej umowie PPA z gwarantowaną ceną odbioru na 20 lat.

|                 |              |
|-----------------|--------------|
| Planowana moc   | Do 2*800 Mwe |
| Wydajność       | ponad 45%    |
| Paliwo (węgiel) | 20-22 GJ/ton |

### Elektrownia zasilana biomasą

- Obecnie Polenergia pracuje nad elektrownią o mocy 31 MWe w Wińsku, która otrzymała wszystkie pozwolenia

| Kluczowe cechy              |                               |
|-----------------------------|-------------------------------|
| Turbina                     | Kondensacja/Alstom            |
| Kocioł                      | Wibrująca krata/ DP Cleantech |
| Zainstalowana moc           | 31 MWe                        |
| Uruchomienie                | 2020                          |
| Klient                      | Dostawa do sieci              |
| Produktywność (load factor) | 92%                           |
| Sprawność                   | Elektryczna 33%               |
| Okres działania             | 30 lat                        |

### Ciepłownia Zakrzów

- Ciepłownia z produkcją ciepła o mocy 23 MWt zlokalizowana we Wrocławiu
- Energia jest wytwarzana z gazu ziemnego dostarczanego poprzez sieć dystrybucyjną PGNiG
- Zbudowana w 2000r. w celu dostarczania energii elektrycznej i ciepła do Whirlpool na mocy długoterminowego kontraktu (ważny do ok. 2020r.)
- Zbudowana przez Polenergię pod klucz, wraz z niezbędną infrastrukturą (rurociągi gazowy i przyłącza)
- Whirlpool pozostaje wyłącznym użytkownikiem wytwarzanej energii cieplnej

### Elektrownia Mercury

- Elektrownia zlokalizowana jest w Wałbrzychu
- Uruchomiona w lipcu 2006r.
- Blok energetyczny kotła zasilanego gazem i turbiną parową z mocą powyżej 8 MWe
- Blok energetyczny wytwarza energię elektryczną z gazu, który jest produktem ubocznym w produkcji koksu w WZK Victoria
- Elektrownia operuje na podstawie kontraktu zawartego między Polenergią a WZK Victoria na dostawę gazu z pieca koksowniczego i odbiór elektryczności. Kontrakt jest ważny do 31 grudnia 2021r.

### Produkcja pelletu

- W odpowiedzi na rosnące zapotrzebowanie, od 2008r. Polenergia uruchomiła 3 projekty w których produkowany jest pellet z biomasy rolniczej na potrzeby energetyki zawodowej i elektrociepłowni komunalnych. Firma posiada trzy fabryki pelletu
- Fabryka Północ, zlokalizowana w Sępólnie Krajeńskim
- Fabryka Południe, zlokalizowana w Żąbkowicach Śląskich
- Fabryka Wschód, zlokalizowana w Zamościu

|                          | Fabryka Północ | Fabryka Południe | Fabryka Wschód |
|--------------------------|----------------|------------------|----------------|
| Uruchomienie             | 2009           | 2010 i 2011      | 2012           |
| Produkcja roczna* (tony) | 28 tys.        | 50 tys.          | 54 tys.        |

\*Produkcja w 2015, tylko produkcja pelletu