



ENERGIA ODNAWIALNA



ENERGIA KONWENCJONALNA



DYSTRYBUCJA



OBRÓT

GK POLENERGIA

Wyniki finansowe za rok 2016

17 luty 2017

Agenda:

- | | | |
|-----------|--|-------|
| 01 | Podsumowanie wyników 2016 roku | 3-7 |
| 02 | Wyniki Finansowe | 8-18 |
| 03 | Sytuacja Rynkowa i Otoczenie Regulacyjne | 19-30 |
| 04 | Załączniki | |
| A | Podsumowanie Projektów Biznesowych | 31-39 |

W razie pytań dotyczących zawartości tej prezentacji prosimy o kontakt PolenergiaIR@polenergia.pl

01

Podsumowanie wyników 2016 roku

Podsumowanie roku 2016



- **Energetyka konwencjonalna:** polepszenie EBITDA w wyniku jednorazowej aktualizacji prognoz cen oraz związanej z tym pozytywnej korekty wynikowej kosztów osieroconych;
- **Dystrybucja:** poprawa wyników dzięki wyższym wolumenom /marżom na dystrybucji gazu i energii oraz rozwiązaniu rezerwy na rabaty;
- **Morskie farmy wiatrowe:** znaczący potencjał wzrostu wartości utrzymany. W lipcu 2016 uzyskano decyzję środowiskową dla Bałtyk Środkowy III. Oczekujemy uzyskania decyzji dla Bałtyk Środkowy II w 1 kw. 2017;
- **Gotowość Aukcyjna:** uzyskano pozwolenie na budowę 32MW projektu Wińsko, 267MW farm na lądzie są przygotowane do startu w aukcjach;
- **Oszczędności kosztowe:** znaczne oszczędności na kosztach O&M i kosztach Centrali po zmianach w Zarządzie. Optymalizacja kosztowa będzie kontynuowana w 2017.
- **Odbudowa Krajowego Systemu Energetycznego:** 4 letnia umowa między ENS a PSE.

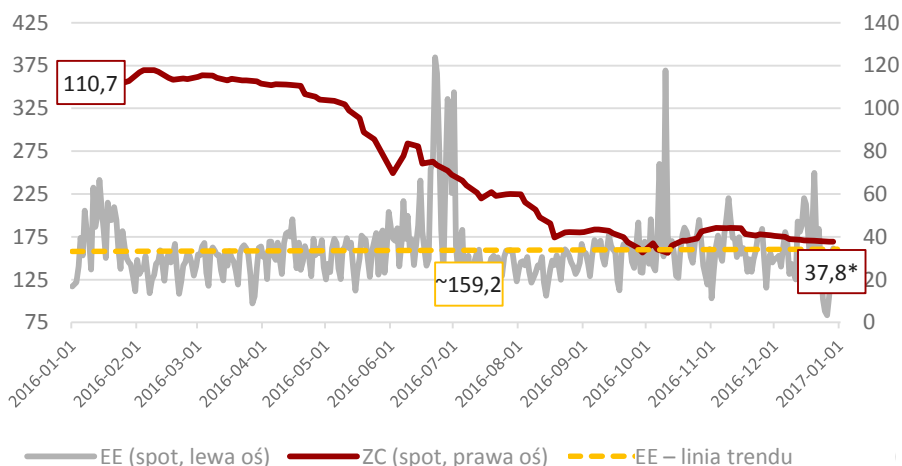


- **Ceny rynkowe:** Spadek cen zielonych certyfikatów, najniższy historyczny poziom ~33 PLN/MWh w 3 kw., średnia cena w ciągu roku wyniosła 73,6 PLN/MWh)
- **Produktywność segmentu Wiatr:** 4 kw. lepszy r/r, niemniej cały 2016 był słabszy r/r. Polenergia nadal widocznie powyżej średniej w Polsce;
- **Obrót:** negatywny wpływ załamania na rynku ZC, częściowo rekompensowany przez dobry wynik na handlu gazem i energią;
- **Wpływ czynników regulacyjnych:** odpisy na farmach wiatrowych operacyjnych i projektach w fazie rozwoju w związku ze spadkiem cen certyfikatów i tzw. Ustawy Odległościowej
- **Gazociąg Bernau-Szczecin:** odpis spowodowany brakiem możliwości kontynuowania projektu

- Trudny rok dla energetyki odnawialnej w Polsce, w szczególności dla wiatru na lądzie;
- Pionowa integracja pomogła w mitygacji ryzyka. W 2016 skorygowana EBITDA spadła o 2% do poziomu 228 mln zł (w porównaniu do 2015);
- Oczekujemy kolejnego trudnego roku, równoległe do adresowania istniejących kwestii, Spółka wypracuje strategię dotyczącą wzrostu opartego na dywersyfikacji.

Gorsza wietrzność i niskie ceny ZC w portfelu OZE, produktywność wciąż powyżej średniej dla Polski

Ceny rynkowe ZC (PLN/MWh)

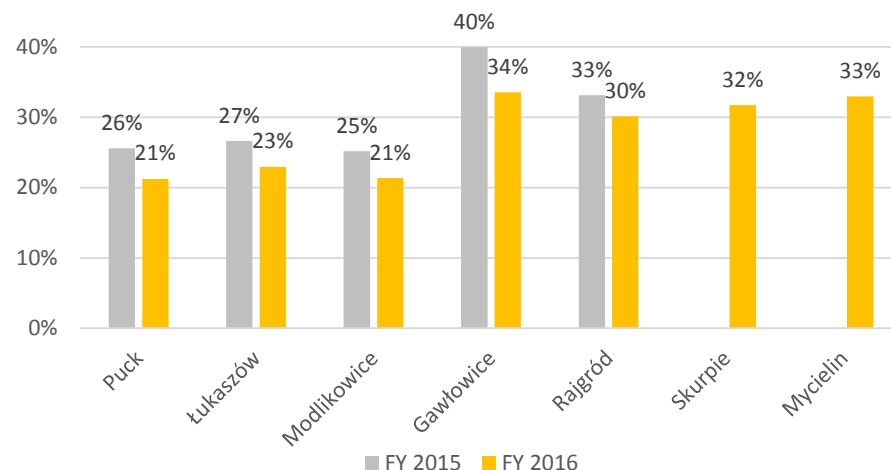


* - cena ZC na dzień 29 Grudnia

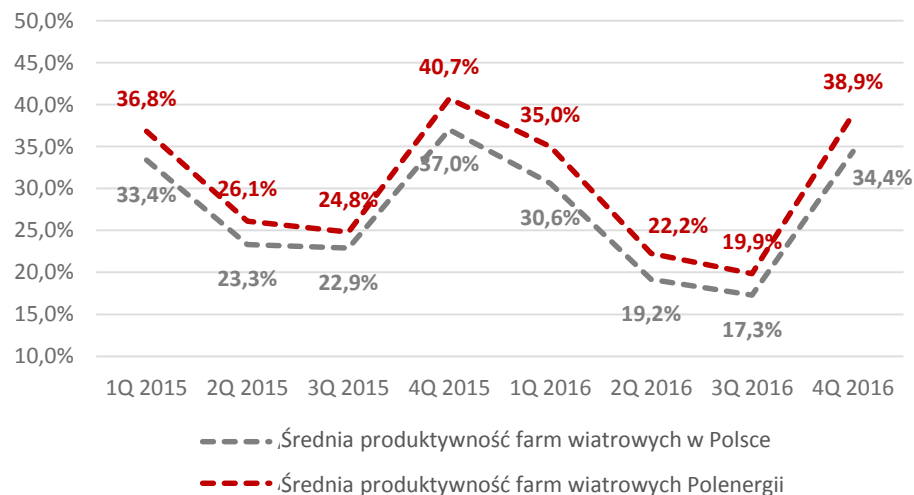
Źródło: TGE

- Ceny ZC w trendzie spadkowym, podczas gdy ceny energii były stabilne
- Produktywność farm wiatrowych w 2016 była poniżej produktywności w 2015 (słaba wietrzność w 2 i 3 kw.), jednak przewyższyła średnią produktywność farm wiatrowych w Polsce.
- Polenergia konsekwentnie osiąga produktywność wyższą niż średnia dla branży wiatrowej w Polsce

Wskaźnik wykorzystania w 2016 vs. 2015



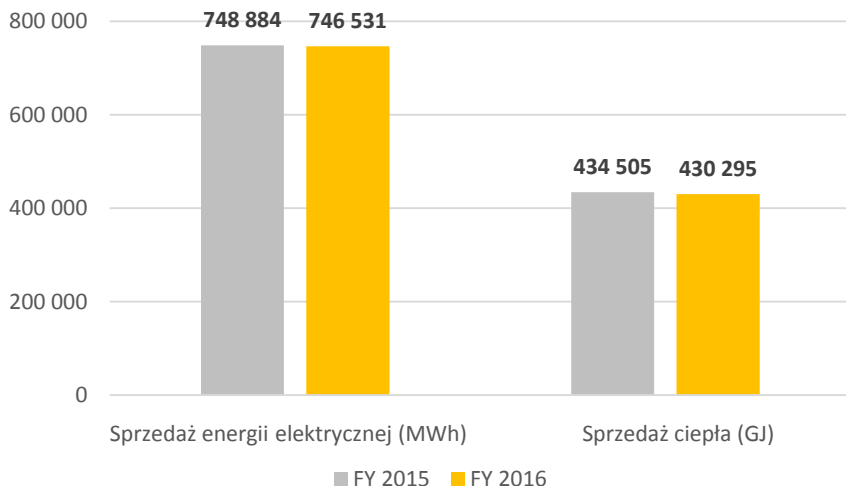
Produktywność farm Polenergii powyżej średniej



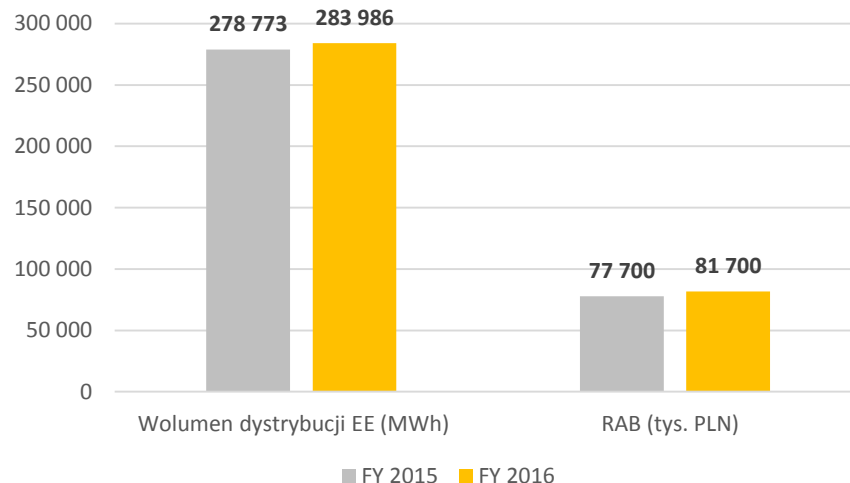
Source: Obliczenia Polenergii na bazie danych własnych i ARE

Stabilne dane operacyjne w Energetyce Konwencjonalnej, poprawa w Dystrybucji i Obrocie

Wolumeny w ENS: FY 2016 vs. FY 2015

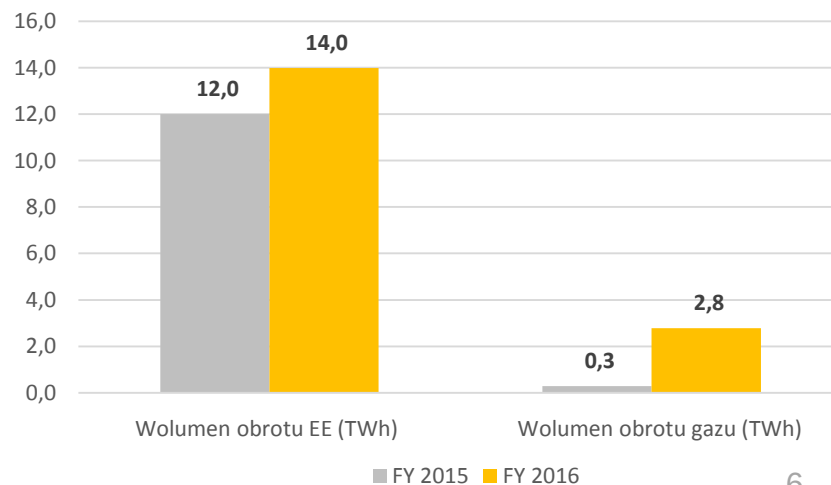


Wolumeny w Dystrybucji: FY 2016 vs. FY 2015



- **Produktywność w Energetyce Konwencjonalnej utrzymuje się na poziomie z 2015 roku**
- **Wzrost wolumenów w Dystrybucji oraz wzrost RAB wpływa pozytywnie na wyniki segmentu**
- **Widoczny wzrost wolumenu energii elektrycznej/gazu w obrocie**

Wolumeny w Obrocie: FY 2016 vs. FY 2015



Bieżące kwestie i Wzrost/Dywersyfikacja

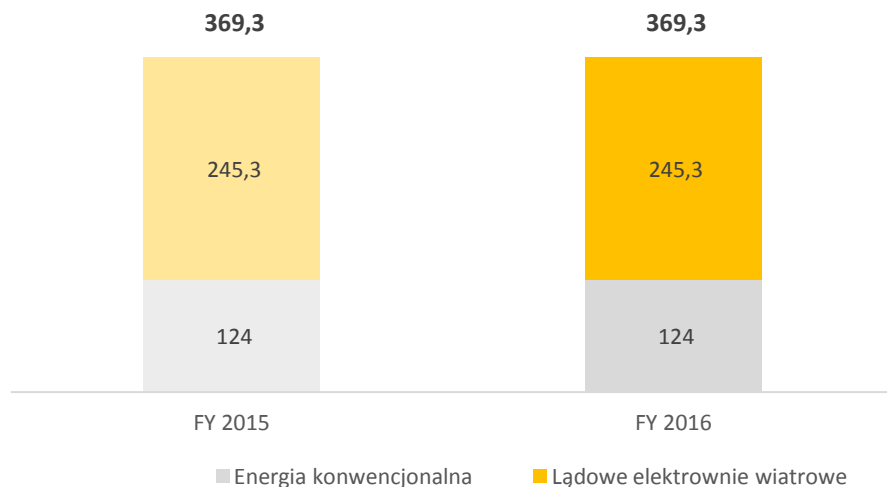
Obszar	Cele strategiczne	Status
Adresowanie bieżących kwestii	1. Optymalizacja kosztów	— Osiągnięto znaczące oszczędności na kosztach Centrali (~ 8.4m na wynagrodzeniach), O&M farm wiatrowych (1,6mln) oraz kosztach administracyjnych; — Pełny wpływ będzie widoczny w 2017 roku, optymalizacja będzie kontynuowana
	2. Optymalizacja Gotówki	— Koncentracja w 2016 na optymalizacji gotówki na poziomie holdingu (>PLN100m r/r) jako zabezpieczenie na niepewność rynkową i fundusze na rozwój/dywersyfikację
	3. Obrona wartości	— Gotowość aukcyjna projektów wiatrowych i biomasowego (w tym potencjalnie hybrydy jeżeli regulacja dopuści taką możliwość) — Negocjacje z bankami dotyczące reprofilowania zadłużenia
	4. Minimalizacja PON	— Efektywna strategia mająca na celu "zabezpieczenia" tego ryzyka
Zapewnienie wzrostu i dywersyfikacja	5. Morskie farmy wiatrowe	— Dalszy rozwój projektu farm wiatrowych na morzu
	6. Dywersyfikacja technologiczna/geograficzna 	— Pilotaż projektów PV oraz infrastruktury ładowania samochodów elektrycznych w Polenergii Dystrybucja na bazie klientów w Polsce; — Polenergia analizuje perspektywy strategicznego rozwoju ukierunkowanego na dywersyfikację technologiczną i geograficzną, w dalszym ciągu koncentrując się na energetyce odnawialnej poszerzając ją o technologię fotowoltaiczną oraz potencjalnie magazynowanie energii; — Spółka przygląda się projektom zarówno w Polsce jak i zagranicą, nawiązując współpracę z graczami na rynku solarnym i z deweloperami systemów magazynowania energii w celu poszukiwania możliwości inwestycyjnych; — Ogłoszenie nowej strategii, po uprzednim zatwierdzeniu jej przez Radę Nadzorczą, planowane jest na przełomie 3 i 4 kw. 2017 roku.

02

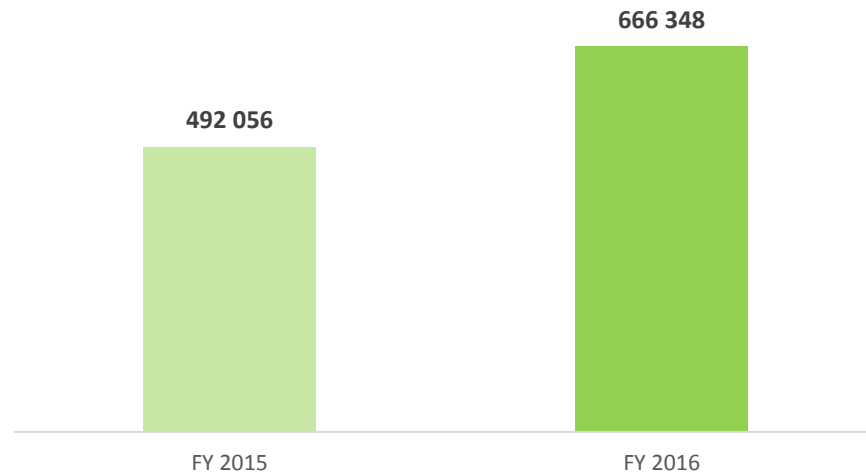
Wyniki Finansowe

Porównanie FY 2016/FY 2015

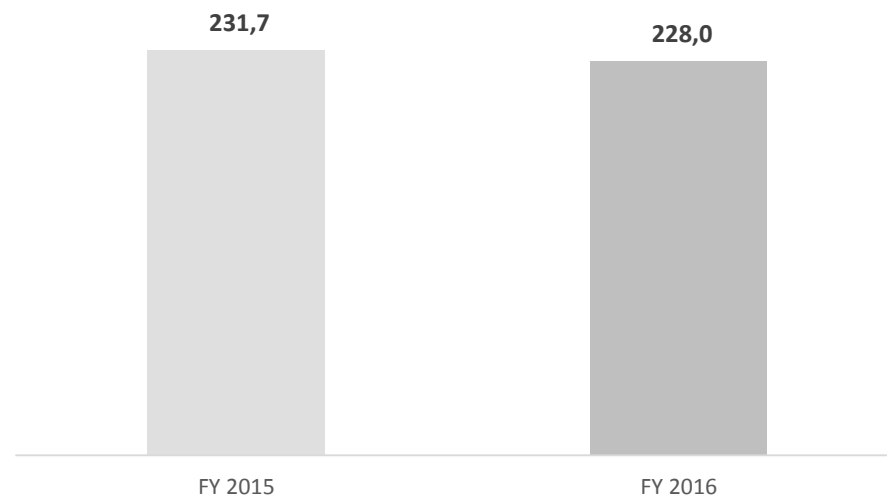
Całkowita moc (MW)



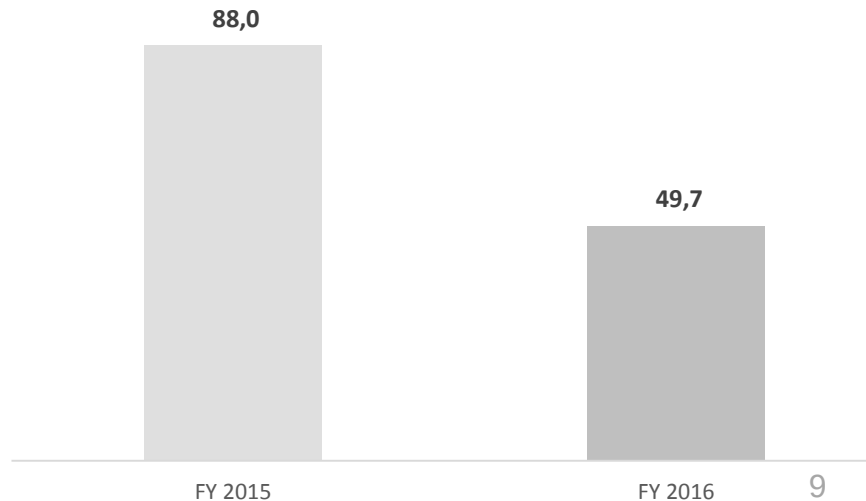
Produkcja zielonej energii w lądowych farmach wiatrowych (MWh)



Skorygowana EBITDA (PLNm)



Skorygowany zysk netto (PLNm)



Wyniki skonsolidowane za 12M 2016 – P&L

Wyniki Grupy Polenergia (tys. PLN)	12M 2016	12M 2015	Różnica r/r	Różnica r/r [%]
Przychody ze sprzedaży	2 996 769	2 772 436	224 333	
w tym Segment obrotu	2 398 335	2 072 439	325 896	
Koszt własny sprzedaży	(2 857 765)	(2 599 123)	(258 642)	
w tym Segment obrotu	(2 385 936)	(2 056 288)	(329 648)	
Zysk brutto ze sprzedaży	139 004	173 313	(34 309)	-20%
Pozostałe przychody operacyjne	10 675	8 354	2 321	
Koszty sprzedaży	(770)	(805)	35	
Koszty ogólnego zarządu	(30 008)	(34 476)	4 468	
Pozostałe koszty operacyjne	(180 078)	(13 739)	(166 339)	
A Zysk operacyjny (EBIT)	(61 177)	132 647	(193 824)	
Amortyzacja	115 356	87 660	27 696	
Odpisy aktualizujące	177 363	8 838	168 525	
EBITDA	231 542	229 145	2 397	1%
Eliminacja efektu alokacji ceny nabycia	(2 732)	2 412	(5 144)	
Eliminacja kosztów pozyskania finansowania	-	176	(176)	
Eliminacja efektu sprzedaży EC Zakrzów	(813)	-	(813)	
Skorygowana EBITDA*	227 997	231 733	(3 736)	-2%
B Przychody finansowe	8 035	7 432	603	
C Koszty finansowe	(65 190)	(49 037)	(16 153)	
A+B+C Zysk (Strata) brutto	(118 332)	91 042	(209 374)	
Podatek dochodowy	6 752	(23 667)	30 419	
Zysk (Strata) netto	(111 580)	67 375	(178 955)	
① Eliminacja efektu alokacji ceny nabycia	5 992	10 149	(4 157)	
② Eliminacja efektu niezrealizowanych różnic kursowych	1 157	4	1 153	
③ Eliminacja efektu wyceny kredytów metodą AMC	2 675	1 535	1 140	
Eliminacja kosztów pozyskania finansowania	-	143	(143)	
④ Eliminacja odpisów aktualizujących	156 783	8 838	147 945	
⑤ Eliminacja efektu sprzedaży EC Zakrzów	(5 285)	-	(5 285)	
Skorygowany Zysk Netto*	49 742	88 044	(38 302)	
Skorygowana Marża EBITDA	7,6%	8,4%	-0,8%	
Skorygowana EBITDA (bez segmentu obrotu)	224 618	225 274	(656)	
Skorygowana marża EBITDA (bez segmentu obrotu)	37,5%	32,2%	5,4%	

Wyższy poziom obrotów wynika z większego wolumenu handlu hurtowego i rozwoju segmentu handlu gazem.

Niższy poziom po wyłączeniu segmentu obrotu wynika przede wszystkim ze spadku wolumenu handlu energią przez PE-D w segmencie niskomarkowym.

Grupowe wynagrodzenia (łącznie z HQ) oraz opłaty/podatki/usługi nie klasyfikowane do kosztu własnego sprzedaży

Głównie odpisy aktualizujące brutto

Wzrost amortyzacji związany z uruchomieniem projektu Mycielina oraz pełnorocznym ujęciem projektu Skurpie

Dekompozycja EBITDA została przedstawiona w dalszej części prezentacji.

Wyższe koszty finansowe związane z uruchomieniem nowych projektów, częściowo skompensowane przez spadek zadłużenia w innych aktywach operacyjnych.

Spadek obciążenia z tytułu CIT wynika z niższego wyniku brutto Grupy oraz utworzenia aktywa na podatek odroczony w związku z dokonanymi odpisami.

- 1) Efekt alokacji ceny nabycia (amortyzacja, poza goodwill) z połączenia PESA/PEP w 8/2014
- 2) Niezrealizowane różnice kursowe (przede wszystkim na projekcie Dipol wynajęte z kredytu walutowego EUR)
- 3) AMC: Księgowe podejście MSSF do wyceny kredytów
- 4) Odpis developmentu farm wiatrowych, środków trwałych operacyjnych FW oraz projektu Hans znetowany o utworzone aktywo z tyt. odroczonego podatku dochodowego
- 5) Wynik na sprzedaży EC Zakrzów

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

Wyniki skonsolidowane za 4 kwartał 2016 – P&L

Wyniki Grupy Polenergia (tys. PLN)	4 kwartał 2016	4 kwartał 2015	Różnica r/r	Różnica r/r [%]
Przychody ze sprzedaży	840 515	740 115	100 400	
w tym Segment obrotu	693 175	554 772	138 403	
Koszt własny sprzedaży	(792 973)	(685 310)	(107 663)	
w tym Segment obrotu	(682 418)	(549 871)	(132 547)	
Zysk brutto ze sprzedaży	47 542	54 805	(7 263)	-13%
Pozostałe przychody operacyjne	3 782	1 466	2 316	
Koszty sprzedaży	(232)	(243)	11	
Koszty ogólnego zarządu	(6 843)	(10 767)	3 924	
Pozostałe koszty operacyjne	(75 185)	(10 954)	(64 231)	
A Zysk operacyjny (EBIT)	(30 936)	34 307	(65 243)	
Amortyzacja	29 805	24 486	5 319	
Odpisy aktualizujące	74 502	8 838	65 664	
EBITDA	73 371	67 631	5 740	8%
Eliminacja efektu alokacji ceny nabycia	(689)	603	(1 292)	
Eliminacja kosztów pozyskania finansowania	-	3	(3)	
Skorygowana EBITDA*	72 682	68 237	4 445	7%
B Przychody finansowe	1 049	1 604	(555)	
C Koszty finansowe	(17 145)	(14 812)	(2 333)	
A+B+C Zysk (Strata) brutto	(47 032)	21 099	(68 131)	
Podatek dochodowy	9 653	(6 461)	16 114	
Zysk (Strata) netto	(37 379)	14 638	(52 017)	
① Eliminacja efektu alokacji ceny nabycia	1 492	2 535	(1 043)	
② Eliminacja efektu niezrealizowanych różnic kursowych	663	266	397	
③ Eliminacja efektu wyceny kredytów metodą AMC	955	(2 022)	2 977	
④ Eliminacja kosztów pozyskania finansowania	-	3	(3)	
⑤ Eliminacja odpisów aktualizujących	60 266	8 838	51 428	
Skorygowany Zysk Netto*	25 997	24 258	1 739	
Skorygowana Marża EBITDA	8,6%	9,2%	-0,6%	
Skorygowana EBITDA (bez segmentu obrotu)	64 433	66 839	(2 406)	
Skorygowana marża EBITDA (bez segmentu obrotu)	43,7%	36,1%	7,7%	

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

Wyższy poziom obrotów wynika z większego wolumenu handlu hurtowego i rozwoju segmentu handlu gazem.

Niższy poziom po wyłączeniu segmentu obrotu wynika przede wszystkim ze spadku wolumenu handlu energią przez PE-D w segmencie niskomarkowym.

Grupowe wynagrodzenia (łącznie z HQ) oraz opłaty/podatki/usługi nie klasyfikowane do kosztu własnego sprzedaży

Głównie odpisy aktualizujące brutto

Wzrost amortyzacji związany z uruchomieniem projektu Mycielin oraz pełnorocznym ujęciem projektu Skurpie

Dekompozycja EBITDA została przedstawiona w dalszej części prezentacji.

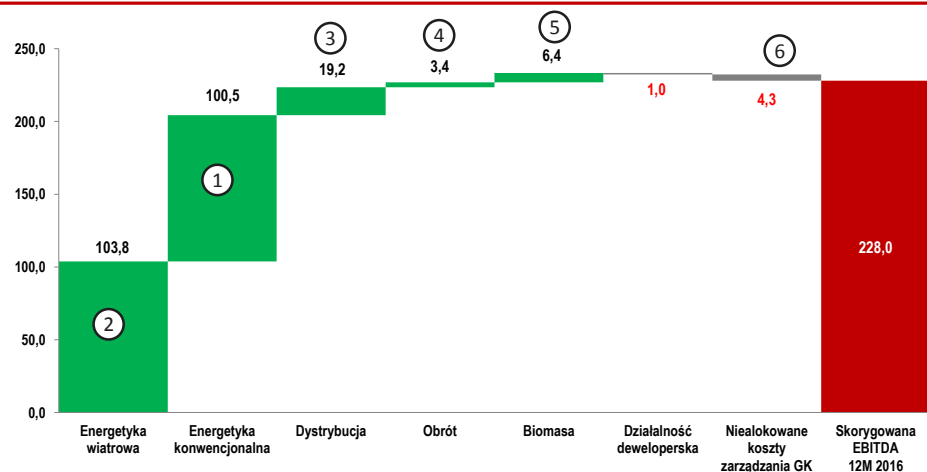
Wyższe koszty finansowe związane z uruchomieniem nowych projektów, częściowo skompensowane przez spadek zadłużenia w innych aktywach operacyjnych.

Spadek obciążenia z tytułu CIT wynika z niższego wyniku brutto Grupy oraz odwrócenia części rezerw na podatek odroczony w związku z dokonanymi odpisami.

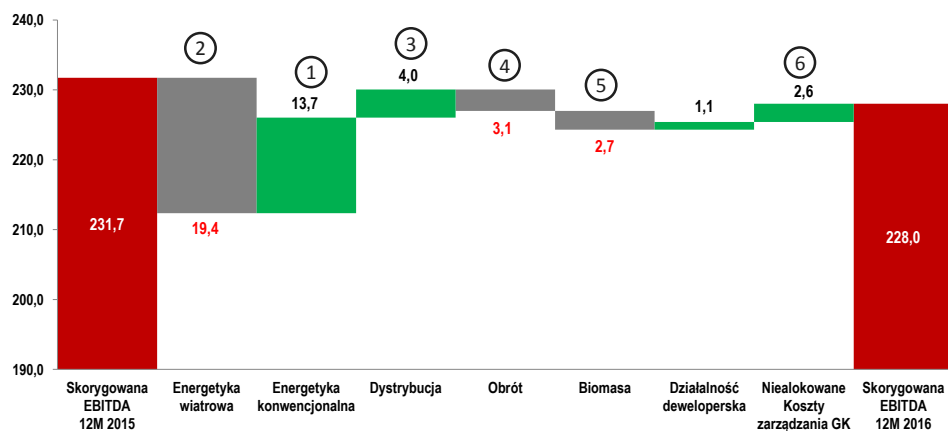
- 1) Efekt alokacji ceny nabycia (amortyzacja, poza goodwilliem)
- 2) Niezrealizowane różnice kursowe (przede wszystkim na projekcie Dipol wynikające z kredytu walutowego EUR)
- 3) AMC: Księgowe podejście MSSF do wyceny kredytów
- 4) Odpis developmentu farm wiatrowych, środków trwałych operacyjnych FW oraz projektu Hans znetowany o utworzone aktywo z tyt. odroczonego podatku dochodowego
- 5) Wynik na sprzedaży EC Zakrzów

Wyniki skonsolidowane za 12M 2016 – Analiza EBITDA

EBITDA Build-up 12M 2016



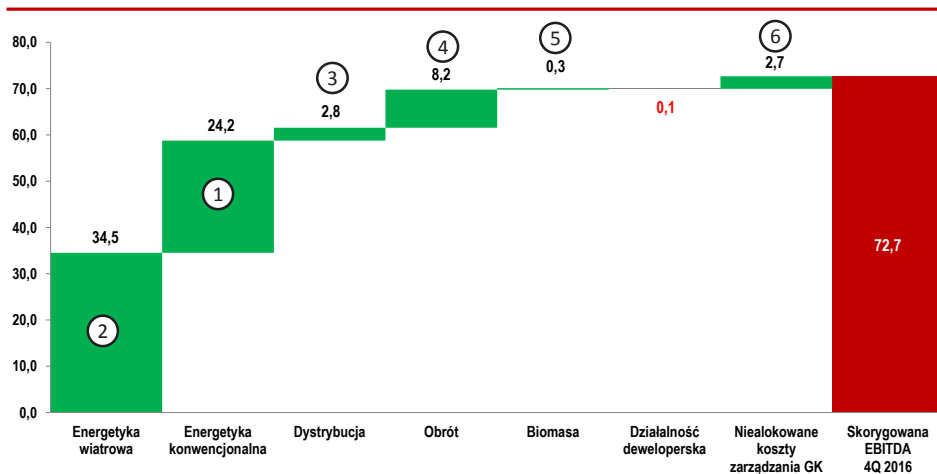
EBITDA Bridge 12M 2016/ 12M 2015



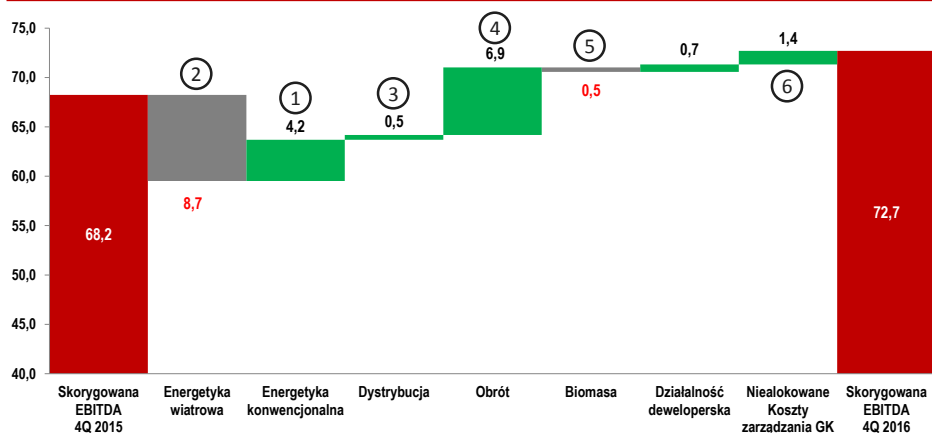
- Energetyka Konwencjonalna:** wyższy wynik EBITDA segmentu (o 13,7 mln PLN), wynikający z aktualizacji (w pierwszym kwartale) prognoz cen energii elektrycznej, gazu i CO2 dla lat 2016-2020, co spowodowało zmianę alokacji przychodów z rekompensaty kosztów osieroconych (KO) w całym okresie systemu rekompensat: 2008-2020;
- Energetyka Wiatrowa:** spadek EBITDA (o 19,4 mln PLN) pomimo oddania do użytku nowych projektów (Mycielin 48 MW oraz Skurpie 43,7 MW), przede wszystkim w rezultacie spadku cen zielonych certyfikatów oraz gorszej wietrzności.
- Segment Dystrybucji:** wzrost EBITDA o 4,0 mln PLN r/r, wynikający z lepszych wyników operacyjnych projektów oraz rozwiązania rezerwy na rozliczenia z kontrahentem.
- Segment Obrotu:** EBITDA gorsza od ubiegłorocznej (o 3,1 mln PLN), co było przede wszystkim spowodowane spadkiem cen zielonych certyfikatów, częściowo skompensowany przez lepszy wynik na portfolio handlu energią i gazem (w tym dzięki przedłużeniu kontraktów).
- Segment Biomasy:** spadek EBITDA (o 2,7 mln PLN) ze względu na niższy wolumen sprzedaży.
- Niealokowane koszty zarządzania Grupą:** redukcja kosztów (o 2,6 mln PLN) wynika z powziętego w drugim kwartale br. programu oszczędnościowego.

Wyniki skonsolidowane za 4 kwartał 2016 – Analiza EBITDA

EBITDA Build-up 4 kwartał 2016



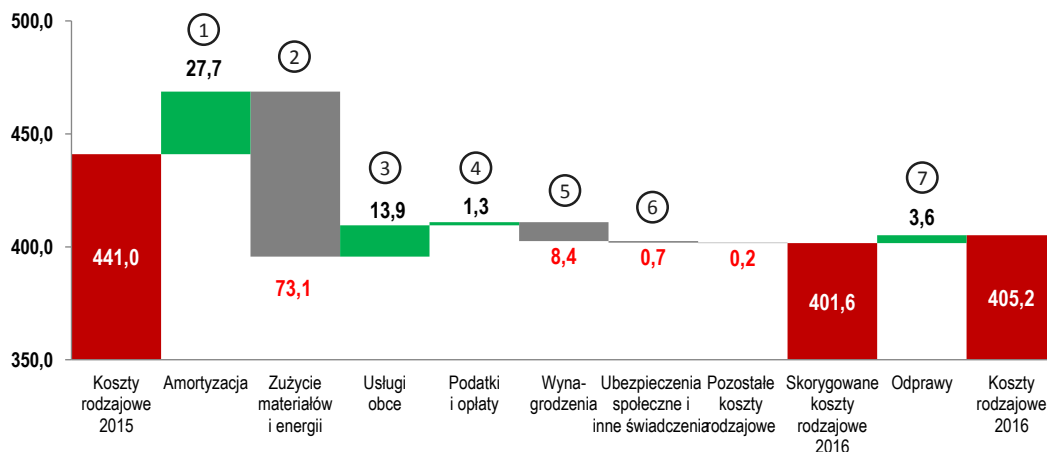
EBITDA Bridge 4Q 2016/ 4Q 2015



- Energetyka Konwencjonalna:** kwartalnie wyższy wynik EBITDA segmentu (o 4,2 mln PLN) w wyniku wyższych przychodów z rekompensaty KO.
- Energetyka Wiatrowa:** spadek EBITDA (o 8,7 mln PLN) pomimo oddania do użytku nowych projektów (Mycielin 48 MW oraz Skurpie 43,7 MW), przede wszystkim w rezultacie spadku cen zielonych certyfikatów oraz gorszej wietrzności.
- Segment Dystrybucji:** kwartalny wzrost EBITDA o 0,5 mln, głównie w wyniku niższej bazy 2015 spowodowanej zdarzeniem jednorazowym.
- Segment Obrotu:** EBITDA lepsza od ubiegłorocznej (o 6,9 mln PLN), ze względu na wyższy wynik portfela tradingowego (w tym dzięki przedłużeniu kontraktów) oraz niską bazę 2015 na portfolio energii z farm wiatrowych.
- Segment Biomasy:** spadek EBITDA (o 0,5 mln PLN) ze względu na niższy wolumen sprzedaży.
- Niealokowane koszty zarządzania Grupą:** redukcja kosztów (o 1,4 mln PLN) wynika z powziętego w drugim kwartale br. programu oszczędnościowego.

Ewolucja kosztów rodzajowych Grupy Polenergia S.A.

Bridge kosztów 2016/2015



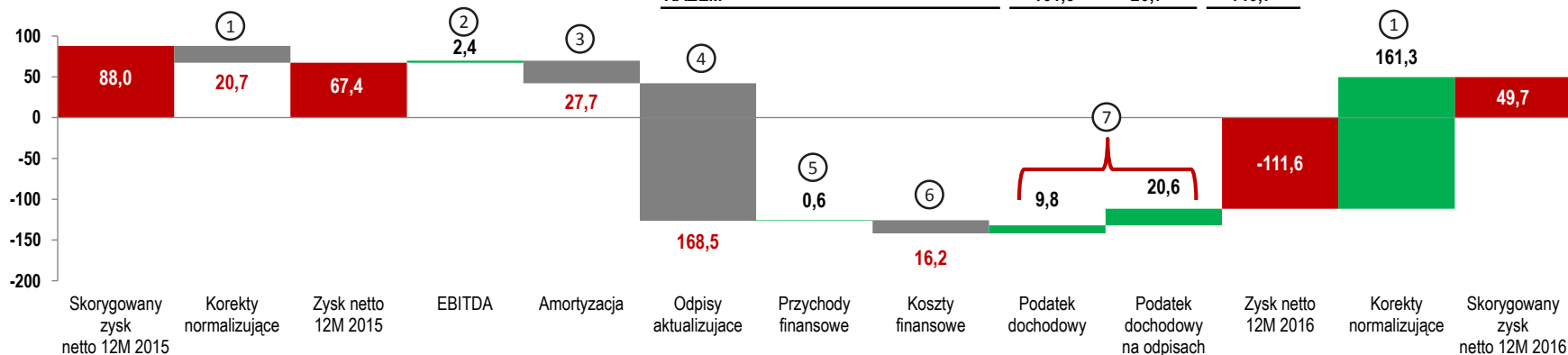
Dekompozycja kosztów rodzajowych	2016	2015	Różnica
Amortyzacja	115,4	87,7	27,7
Zużycie materiałów i energii	175,7	248,8	(73,1)
Usługi obce	52,4	38,4	13,9
Podatki i opłaty	17,5	16,2	1,3
Wynagrodzenia	32,4	40,8	(8,4)
Odprawy	3,6	-	3,6
Ubezpieczenia społ. i inne świadczenia	4,7	5,4	(0,7)
Pozostałe koszty rodzajowe	3,5	3,8	(0,2)
RAZEM	405,2	441,0	(35,8)
RAZEM, bez odpraw	401,6	441,0	(39,4)

- Amortyzacja:** wyższa amortyzacja w związku z oddaniem do użytku nowych projektów farm wiatrowych (Mycielin i Skurpie).
- Zużycie materiałów i energii:** przede wszystkim niższe zużycie materiałów i energii w ENS (63,3 mPLN) oraz w segmencie Biomasy (7,3 mPLN).
- Usługi obce:** wzrost kosztów usług obcych wynika przede wszystkim z pełnorocznych kosztów oddanych do użytkowania FW GSRM w 2015 roku, obejmujących przede wszystkim koszty bilansowania, serwisu oraz dzierżaw, częściowo skompensowane przez oszczędności na usługach obcych (koszty serwisu) w projektach A/T (1,6 mPLN).
- Podatki i opłaty:** wzrost wynika z podatku od nieruchomości w FW Skurpie (brak w roku 2015).
- Wynagrodzenia:** spadek kosztów wynagrodzeń w związku z wprowadzonym programem oszczędnościowym na poziomie HQ (7,8 mPLN), sprzedażą EC Zakrzów (0,3 mPLN) oraz ograniczeniem zatrudnienia w segmencie Biomasy (0,2 mPLN).
- Ubezpieczenia społeczne i inne świadczenia:** spadek ubezpieczeń społecznych zgodny ze spadkiem wynagrodzeń.
- Odprawy:** koszty o charakterze jednorazowym związane z redukcją zatrudnienia.

Zysk netto – omówienie zmian r/r

EBITDA / Zysk netto [mln PLN]	2016	2015	Zmiana
EBITDA	231,5	229,1	2,4
Skorygowana EBITDA	228,0	231,7	(3,7)
Zysk/Strata Netto	(111,6)	67,4	(179,0)
Skorygowany Zysk/Strata Netto	49,7	88,0	(38,3)

Korekty normalizujące [mln PLN]	2016	2015	Zmiana
Efekt alokacji ceny nabycia	6,0	10,1	(4,2)
Efekt niezrealizowanych różnic kursowych	1,2	0,0	1,2
Efekt wyceny kredytów metodą AMC	2,7	1,5	1,1
Koszty pozyskania finansowania	0,0	0,1	(0,1)
Odpisy aktualizujące	156,8	8,8	147,9
Efekt sprzedaży EC Zakrzów	(5,3)	0,0	(5,3)
RAZEM	161,3	20,7	140,7



Na poziomie skorygowanego zysku netto wynik spadł o 38,3 mln PLN, co było spowodowane przez:

1. Szczegółowa dekompozycja korekt normalizujących za 12 miesięcy 2015 i 2016 roku została przedstawiona powyżej;
2. Wpływ EBITDA (wynik lepszy o 2,4 mln PLN)
3. Wyższa amortyzacja (o 27,7 mln PLN) wynikająca przede wszystkim z uruchomienia nowych projektów wiatrowych;
4. Negatywny wpływ odpisów aktualizujących (efekt 168,5 mln PLN rok do roku) wynikający z odpisów w 2016 roku: środków trwałych farm wiatrowych w operacji (74,9 mln PLN), projektów wiatrowych w developmencie (54,6 mln PLN) oraz zaprzestania developmentu projektu gazociągu Bernau-Szczecin (47,9 mln PLN). W 2015 roku dokonano odpisu projektów wiatrowych w developmencie (8,8 mln PLN);
5. Wyższe przychody finansowe (o 0,6 mln PLN), głównie w wyniku sprzedaży projektu EC Zakrzów (+3,2 mln PLN), oraz efektu odpisu wartość udziałów w roku 2015, częściowo skompensowana niższymi przychodami z tytułu odsetek (o 1,8 mln PLN), co wynikało z niższego średniokresowego salda środków pieniężnych oraz niższych stóp procentowych oraz niższym wpływem wyceny zobowiązań kredytowych (-0,5 mln PLN) oraz niższymi przychodami z tytułu różnic kursowych (-0,2 mln PLN);
6. Wyższe koszty finansowe (o 16,2 mln PLN), głównie w wyniku wyższych kosztów z tytułu odsetek i prowizji (o 16,1 mln PLN) spowodowanych uruchomieniem nowych projektów wiatrowych;
7. Niższe obciążenie podatkiem dochodowym wynika z utworzenie aktywa na podatek odroczony dotyczący odpisów (+20,6 mln PLN) i efektu gorszych wyników operacyjnych (+9,8 mln PLN).

Analiza skonsolidowanego rachunku przepływów pieniężnych

Skonsolidowany rachunek przepływów pieniężnych (mPLN)	4Q 2016	12M 2016
A.Przepływy środków pieniężnych z działalności operacyjnej		
I. EBITDA	73	232
II. Korekty razem	3	(24)
III. Przepływy pieniężne netto z działalności operacyjnej (I+/-II)	77	208
B. Przepływy środków pieniężnych z działalności inwestycyjnej		
I. Wpływy	0	6
II. Wydatki	(8)	(84)
III. Przepływy pieniężne netto z działalności inwestycyjnej (I-II)	(8)	(78)
C. Przepływy środków pieniężnych z działalności finansowej		
I. Wpływy	12	93
II. Wydatki, w tym:	(42)	(204)
Dywidendy i inne wypłaty na rzecz właścicieli	(0)	(23)
III. Przepływy pieniężne netto z działalności finansowej (I-II)	(30)	(111)
D. Przepływy pieniężne netto, razem (A.III+/-B.III+/-C.III)	39	19
E. Bilansowa zmiana stanu środków pieniężnych	39	19
F. Środki pieniężne na początek okresu	342	362
G. Skonsolidowane środki pieniężne na koniec okresu	381	381
Skonsolidowany dług	1 117	1 117
Skonsolidowany dług netto	736	736

Na wartość korekt składają się przede wszystkim zmiany na kapitale obrotowym (-2 mPLN) oraz podatek dochodowy (-21 mPLN), w szczególności w ENS (-17,6 mPLN).

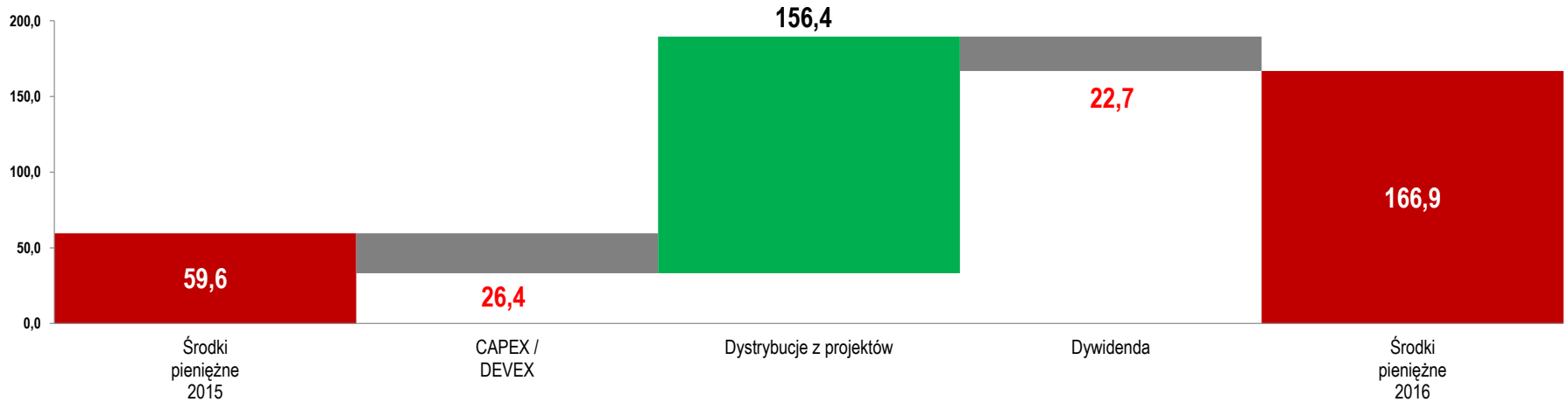
Nakłady rozwojowe obejmują budowę farmy wiatrowej Mycielin (48 mPLN), segment dystrybucji (10 mPLN), energetykę konwencjonalną (6m) oraz development projektów (19 mPLN).

Wpływy wynikają głównie z zaciągnięcia kredytów, obejmujących: Mycielin (53 mPLN), GSR (22 mPLN), ENS (12 mPLN) oraz kredyt na rozwój segmentu dystrybucji (6 mPLN).

Splata kredytów inwestycyjnych oraz odsetek, przede wszystkim farmy wiatrowe (125 mPLN), ENS (51 mPLN) i Dystrybucja (2 mPLN), a także wypłata dywidendy (23 mPLN).

- Skorygowana EBITDA za ostatnie 12M (od 1/01/2016 r. do 31/12/2016 r.) wyniosła 228,0 mPLN, a zadłużenie netto grupy na 31 grudnia 2016 roku wyniosło 735,8 mPLN.
- Wskaźnik Dług netto / EBITDA wynosi 3,23x.

Optymalizacja środków pieniężnych w Polenergii S.A.



W 2016 roku silna koncentracja na optymalizacji środków pieniężnych na poziomie holdingu jako zabezpieczenie niepewności na rynku i fundusze na dalszą dywersyfikację/wzrost.

Bilans

Aktywa (mPLN)	Na dzień 31.12.2016 r.	Na dzień 31.12.2015 r.	Różnica
Aktywa trwałe (długoterminowe)	2 271	2 448	(177)
Rzeczowe aktywa trwałe	2 000	2 192	(192)
Wartości niematerialne	39	49	(10)
Wartość firmy jednostek podporządkowanych	185	185	(0)
Aktywa finansowe	12	6	6
Należności długoterminowe	5	5	(0)
Aktywa z tytułu odroczonego podatku dochodowego	30	11	19
Rozliczenia międzyokresowe	0	0	0
Aktywa obrotowe (krótkoterminowe)	704	751	(47)
Zapasy	41	47	(6)
Należności z tytułu dostaw i usług	149	159	(10)
Należności z tytułu podatku dochodowego	6	3	3
Pozostałe należności krótkoterminowe	20	65	(45)
Rozliczenia międzyokresowe	6	11	(5)
Krótkoterminowe aktywa finansowe	100	104	(4)
Środki pieniężne i ich ekwiwalenty	381	362	19
Aktywa razem	2 975	3 198	(223)
Pasywa (mPLN)	Na dzień 31.12.2016 r.	Na dzień 31.12.2015 r.	Różnica
Kapitał własny	1 267	1 397	(130)
Zobowiązania długoterminowe	1 016	1 303	(287)
Kredyty bankowe i pożyczki	820	1027	(207)
Rezerwa z tytułu odroczonego podatku dochodowego	66	66	(0)
Rezerwy	26	2	24
Rozliczenia międzyokresowe	59	63	(4)
Pozostałe zobowiązania	45	145	(100)
Zobowiązania krótkoterminowe	691	498	193
Kredyty bankowe i pożyczki	296	121	175
Zobowiązania z tytułu dostaw i usług	156	178	(22)
Zobowiązanie z tytułu podatku dochodowego	1	7	(6)
Pozostałe zobowiązania	220	166	54
Rezerwy	3	4	(1)
Rozliczenia międzyokresowe	15	21	(6)
Pasywa razem	2 975	3 198	(223)

Spisanie aktywów trwałych farm wiatrowych, projektu Hans i bieżąca amortyzacja pozostałych aktywów operacyjnych częściowo skompensowane przez wzrost wartości FW Mycielin, wynikający z nakładów inwestycyjnych poniesionych w tym okresie.

Spadek należności przede wszystkim w wyniku spadku należności handlowych w segmentach farm wiatrowych, dystrybucji i obrotu.

Głównie wycena kontraktów w PE-Obrót.

Inne zobowiązania składają się przede wszystkim ze zobowiązań ENS z tyt. rozliczeń KDT oraz zobowiązania wynikającego z PPA.

Spadek zobowiązań wynika głównie ze spadku zobowiązań handlowych w segmencie Dystrybucji i na FW Mycielin, częściowo skompensowany przez wzrost zobowiązań w Obrocie.

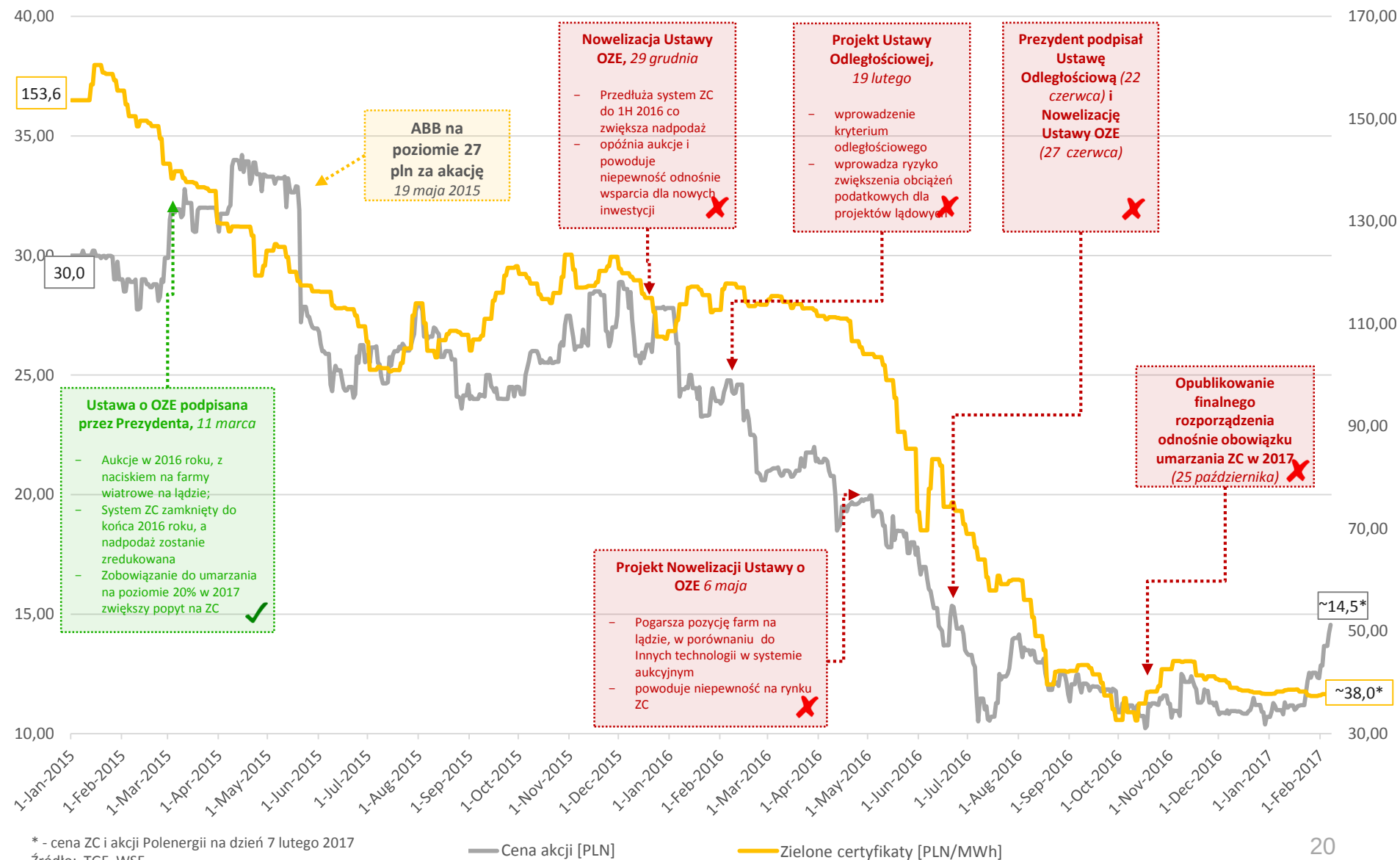
Głównie zobowiązania w ENS, EP oraz wycena kontraktów w segmencie Obrotu.

- Skorygowana EBITDA za ostatnie 12M (od 1/01/2016 r. do 31/12/2016 r.) wyniosła 228,0 mPLN, a zadłużenie netto grupy na 31 grudnia 2016 roku wyniosło 735,8 mPLN.
- Wskaźnik Dług netto / EBITDA wynosi 3,23x.

03

Sytuacja Rynkowa i Otoczenie Regulacyjne

Rozwój niepewności regulacyjnej i jej wpływ na cenę akcji



Kwestie regulacyjne: projekt rozporządzenia dot. cen referencyjnych potwierdzony

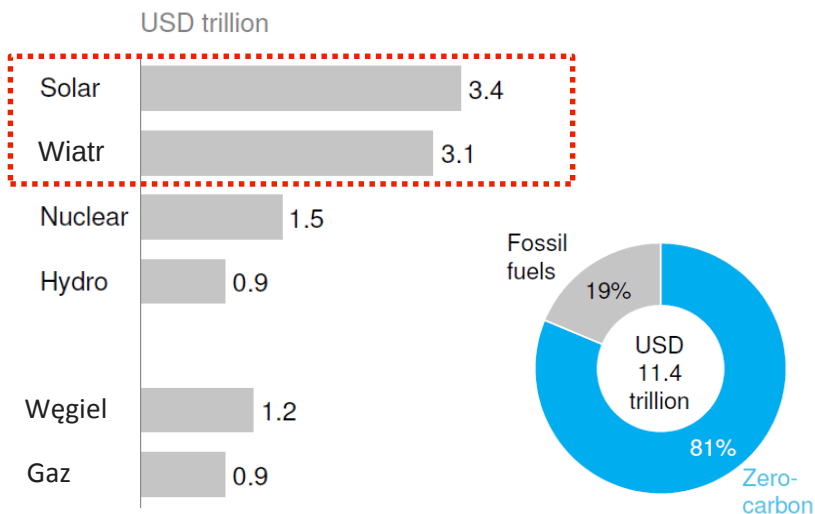
Typ instalacji		Cena referencyjna	Potencjał dla Polenergii
Biomasa	≤50MW	415	✓
Energia wiatrowa na lądzie	>1MW	385*	✓
Energia wiatrowa na morzu		470	✓
Instalacja Hybrydowa	>1MW	430	✓

* - Nie jest jasne, czy dotyczy to również projektów już istniejących. Ostatnie doniesienia prasowe sugerują poziom 415 zł / MWh dla istniejących projektów (Rzeczpospolita, 18 października).

Ogłoszone ceny referencyjne wspierają kluczowe obszary rozwoju Polenergii: FW na morzu, Instalacje hybrydowe, FW na lądzie oraz Biomasę

Globalne trendy energii odnawialnej (1/2)

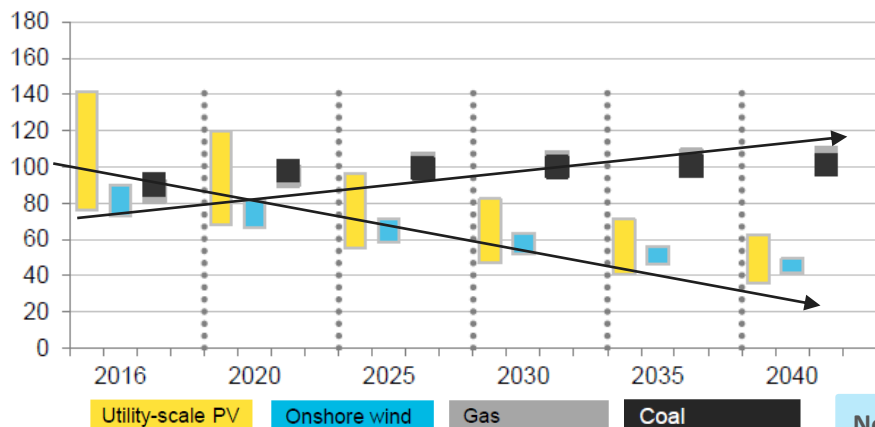
Inwestycje w Energetykę w latach 2016-2040



Źródło: McKinsey

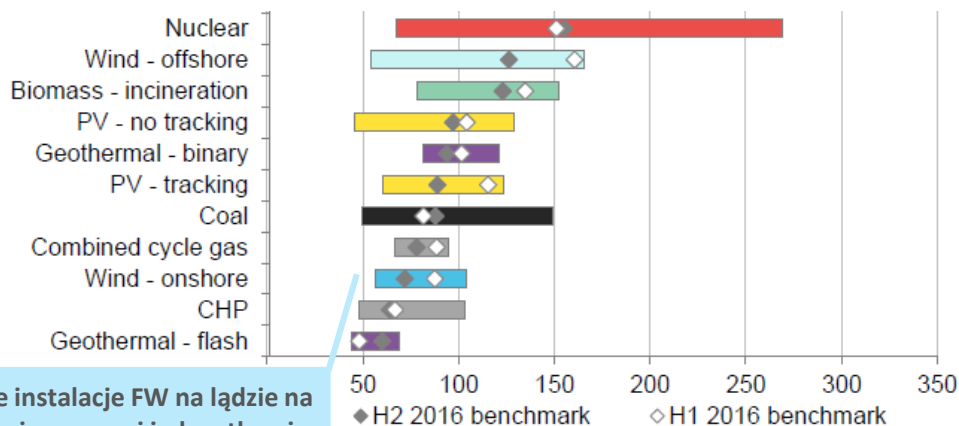
- Energia odnawialna jest i pozostanie w trendzie wzrostowym przynajmniej przez kilka następnych dekad. W tym samym czasie, obserwujemy spadający trend dla konwencjonalnych źródeł energii.
- Do 2040 udział Wiatru, PV i elastycznych źródeł energii (włączając magazyny energii) wzrośnie z 13% do 50%.
- Lądowe FW i PV będą jednym z najtańszych źródeł energii elektrycznej.

Projekcja LCOE dla Europy (\$/MWh)



Źródło: Bloomberg New Energy Finance.

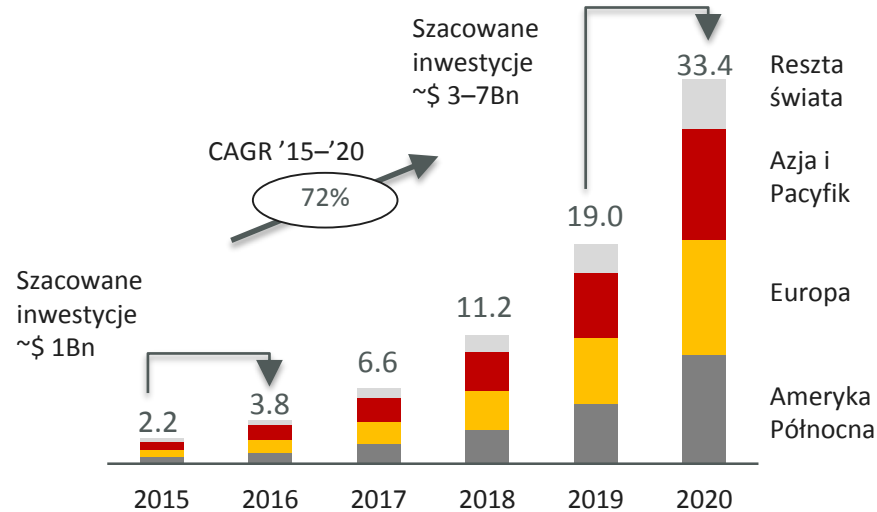
Zakresy LCOE dla poszczególnych technologii, w 2 poł. 2016 EMEA (\$/MWh)



Nowe instalacje FW na lądzie na równi z nowymi jednostkami węglowymi i gazowymi

Globalne trendy energii odnawialnej (2/2)

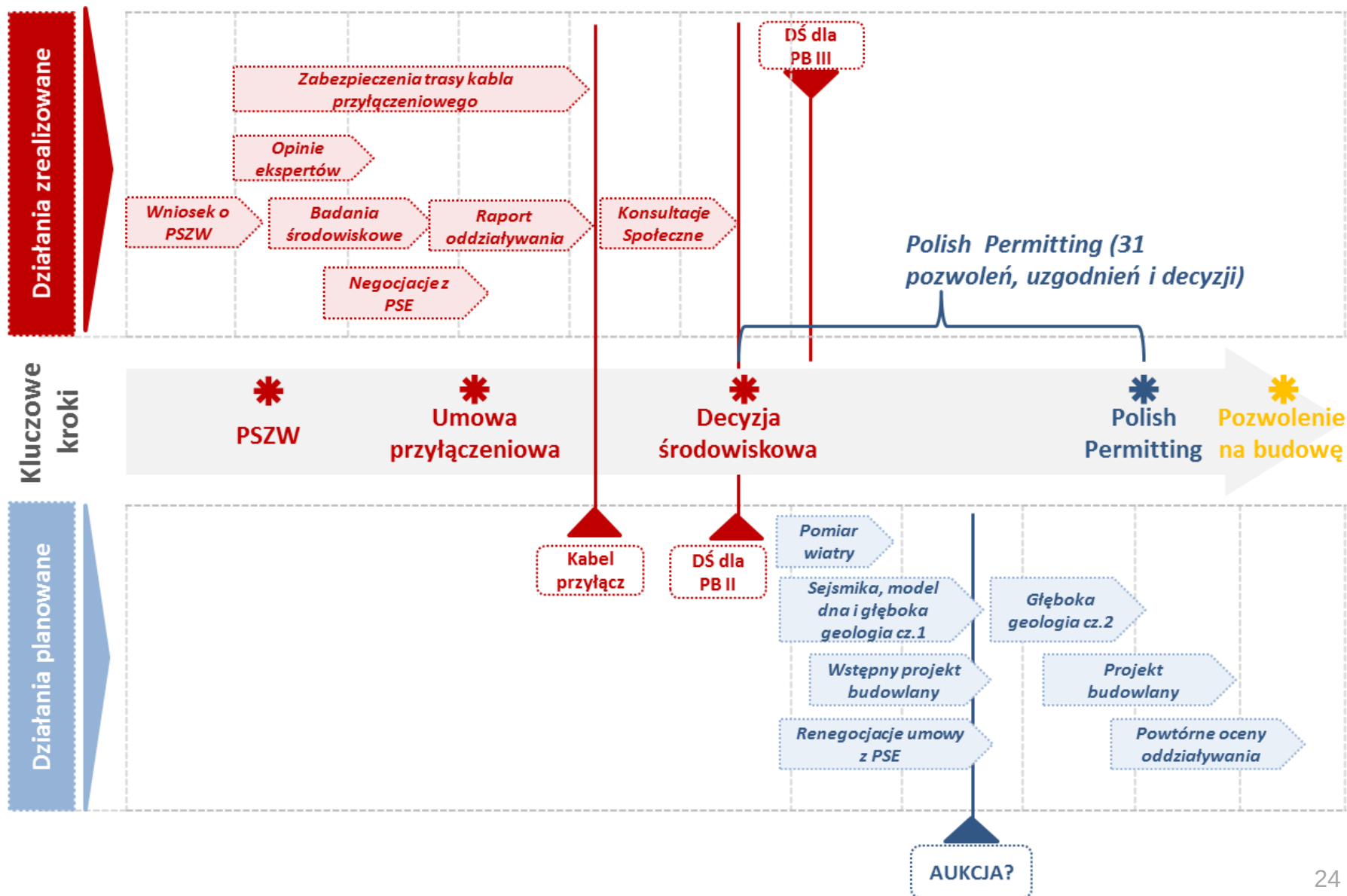
Ogromny wzrost rynku magazynowania energii
Skumulowana moc zainstalowana [GWh]



Źródło: Apricum

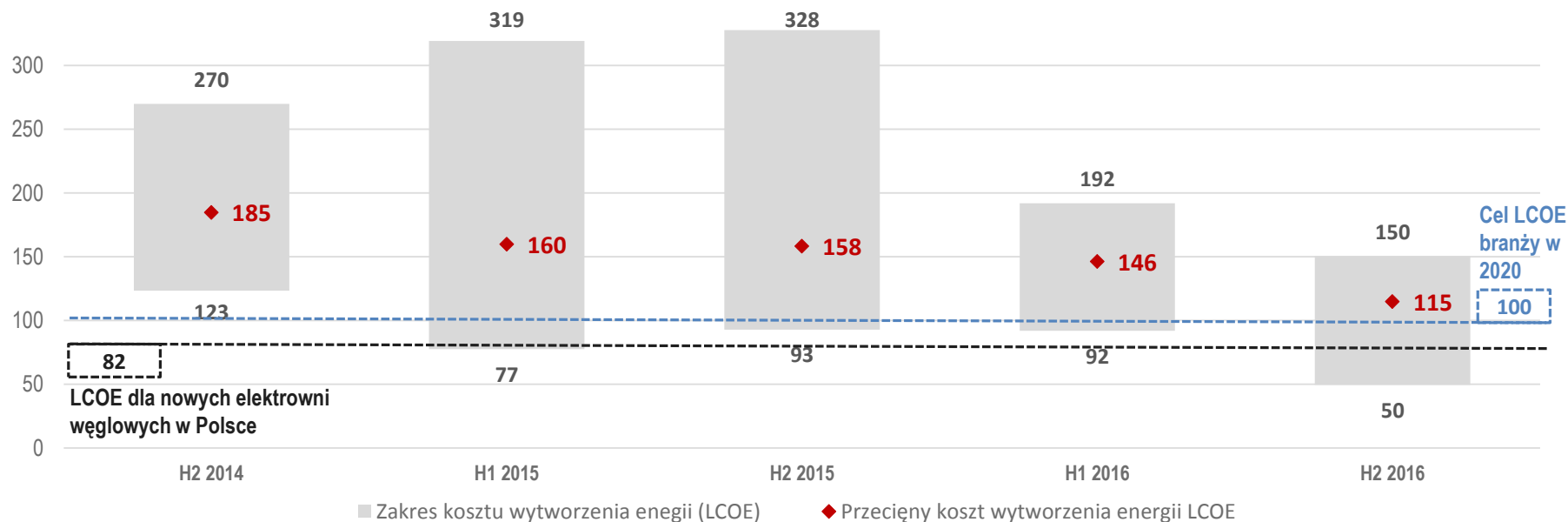
- Zwiększenie udziału energii odnawialnej na całym świecie prowadzi do konieczności zrównoważenia profilu generacji. Rozwiązaniem tego problemu jest magazynowanie energii.
- Według analityków, technologie magazynowania energii mają przed sobą świetlaną przyszłość: np. Apricum szacuje, że w latach 2015 - 2020 rynek będzie wzrastać średnio o 72% rocznie.
- Istnieje wiele różnych technologii magazynowania energii i nowe są ciągle tworzone, tworząc miejsce na rynku dla niezależnych technologicznie deweloperów projektów magazynowania energii.

Status i plan dalszego rozwoju projektu Morskiej Farmy Wiatrowej



Koszt wytworzenia energii (LCOE) w morskich farmach wiatrowych systematycznie spada

Koszt wytworzenia energii (LCOE) w morskich farmach wiatrowych (EUR/MWh)

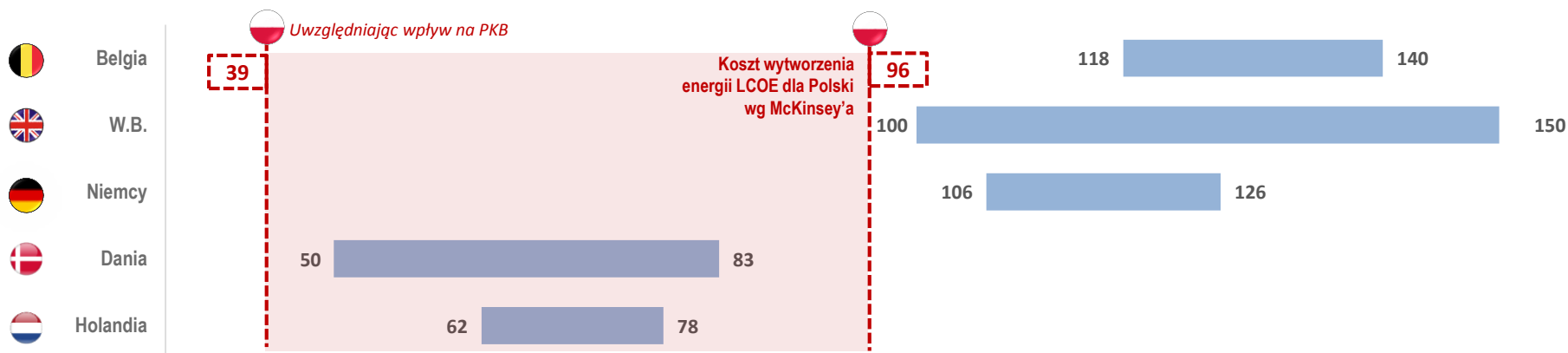


Źródło: Kalkulacja na podstawie Bloomberg New Energy Finance (BNEF)

Przeciętny koszt wytworzenia energii (LCOE) z morskiej energetyki wiatrowej systematycznie spada

Opłacalność inwestycji w morską energetykę wiatrową

LCOE morskich farmach wiatrowych w 2 połowie 2016 w Europie (EUR/MWh)



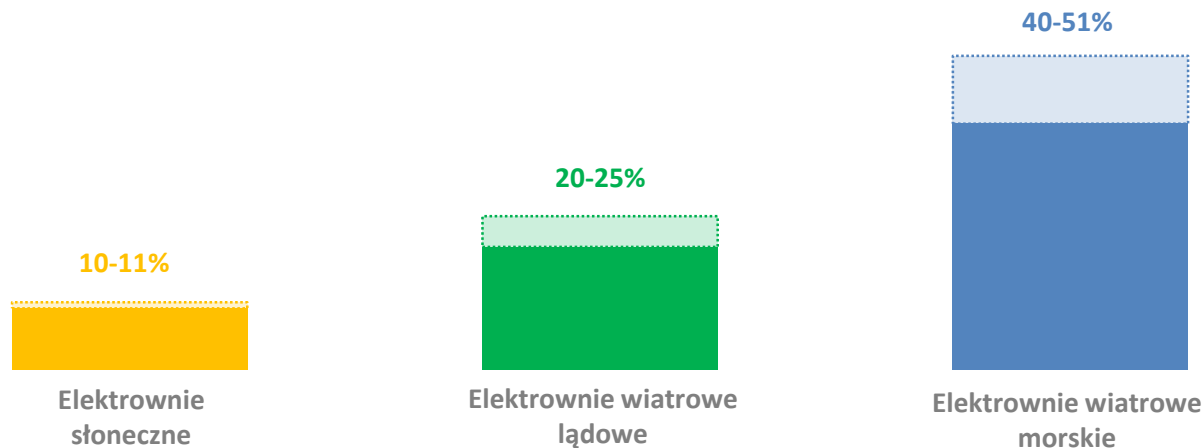
Źródło: Koszt dla Polski na podstawie szacunków McKinsey, pozostałe dane: kalkulacja na podstawie BNEF

- Wg ostrożnych szacunków McKinsey, przeciętne LCOE dla morskiej energetyki wiatrowej w Polsce wyniesie w 2020 96 EUR/MWh*.
- McKinsey wskazuje, że przy skali rynku 6 GW, łączny wpływ morskiej energetyki wiatrowej na PKB Polski to 52 mld zł co przekłada się na ok. 57 EUR/MWh powodując że uśredniony koszt netto dla polskiej gospodarki wyniesie jedynie ~39 EUR/MWh.
- Jednocześnie łączna kwota wymaganych dotacji na 6 GW w morskiej energetyce wiatrowej wynosi jedynie PLN 42 mld i jest o 23% niższa od pozytywnego wpływu na PKB.

Polsce opłaca się inwestycja w morską energetykę wiatrową przy cenie około 100EUR/MWh ponieważ uwzględniając wpływ na PKB (szacowanego na 57EUR/MWh), koszt netto energii wytworzonej z tego źródła dla polskiej gospodarki wyniesie jedynie 39 EUR/MWh.

Morska energetyka wiatrowa ze sporym zapasem spełnia warunki dla stabilnych źródeł OZE, określone jako minimum 3504 MWh/MW na rok

Porównanie wykorzystania współczynnika mocy zainstalowanej na przykładzie Danii (w %)



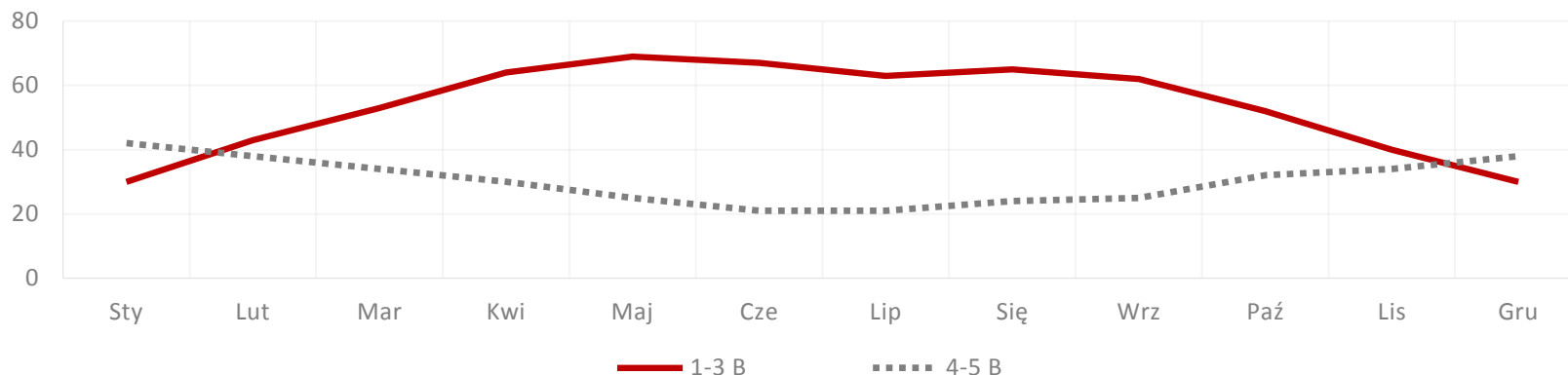
Źródło: McKinsey

- Przy współczynniku wykorzystania mocy na poziomie ok 50% (taki osiągają najnowsze farmy morskie), morska energetyka wiatrowa spełnia parametry źródła stabilnego i zalicza się zarówno do koszyka 1 jak i koszyka 3 (MEW spełnia wymóg produkując około 4467 MWh/MW/rok w związku z czym może konkurować w aukcjach w 1 (produkcja energii pow. 3504 MWh/MW/rok) i 3 koszyku technologicznym (jak poprzednio oraz CO2 poniżej 100kg/MWh).

Morskie elektrownie wiatrowe charakteryzują się współczynnikiem wykorzystania mocy na poziomie 40-51%, tj. ok. 2x wyższym niż farmy wiatrowe na lądzie i ok. 5x wyższym niż elektrownie słoneczne.

Morska Energetyka Wiatrowa produkuje prąd bardziej stabilnie i przewidywalnie niż wiele innych technologii OZE

Siła wiatru na Bałtyku w przebiegu rocznym (w %)



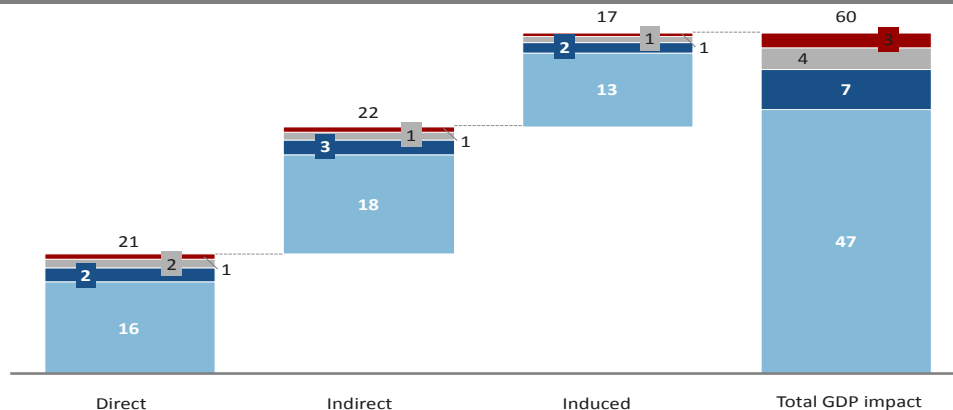
Źródło: Locja Bałtyku nr 502, 503, 504 i 507, Admiralty Sailing Directions. Baltic Pilot, Vol. III, wyd. IX, Taunton 2000.

- Na morzu Bałtyckim od 30% do 50% czasu siła wiatru wynosi przynajmniej 4-5 w skali Beauforta (silny wiatr), a od 70 % do 90% czasu przynajmniej 1-3 w skali Beauforta. Znacznie silniejszy wiatr (> 5 B) można zaobserwować w miesiącach zimowych.

Morska Energetyka Wiatrowa produkuje prąd bardziej stabilnie i przewidywalnie niż wiele innych technologii OZE, dodatkowo Bałtyk ma bardzo dobre warunki wietrzności dla tej technologii, co razem pozwala na zwiększenie udziału energii odnawialnej przy minimalizacji zagrożenia niestabilnością dostaw dla systemu energetycznego.

Morskie farmy wiatrowe mogą mieć 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 PKB¹

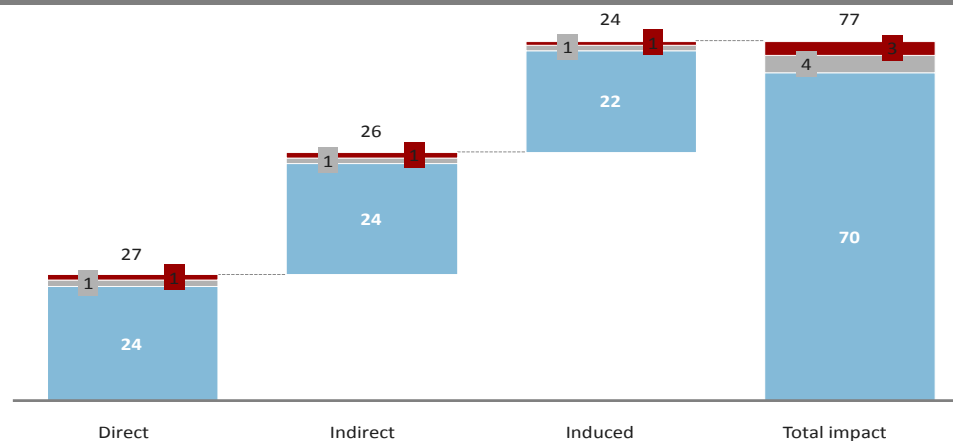
Potencjalny przychód
z podatków

0,34

PLN 15mld

Infrastruktura
O&M
Eksport
Capex

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



Procent
bezrobocia¹

6,4

1 za 1 kwartał 2016 roku – łącznie bezrobotnych 1,2 mln

Źródło: GUS; McKinsey

Ponad 60mld PLN do PKB oraz do 77 tysięcy dodatkowych miejsc pracy w całej Polskiej gospodarce kompensujących (bądź będących alternatywą dla) efekty restrukturyzacji polskich kopalni. Stanowi to realną alternatywę dla polskiego Rządu.

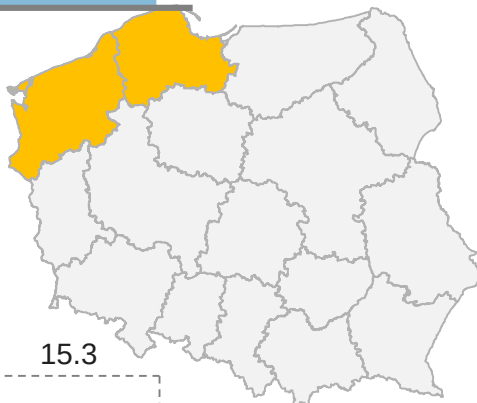
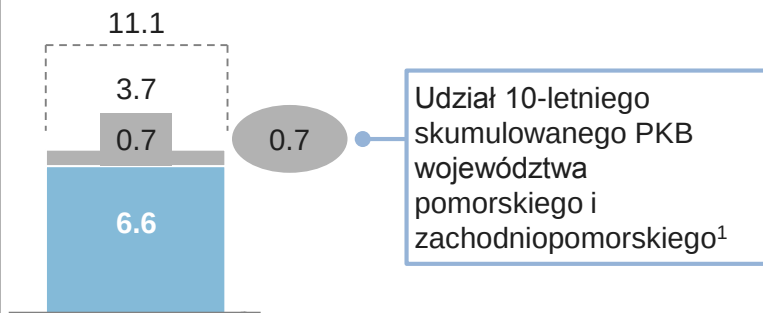
Regiony pomorskie nie są jedynymi beneficjentami morskiej energetyki wiatrowej w Polsce

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

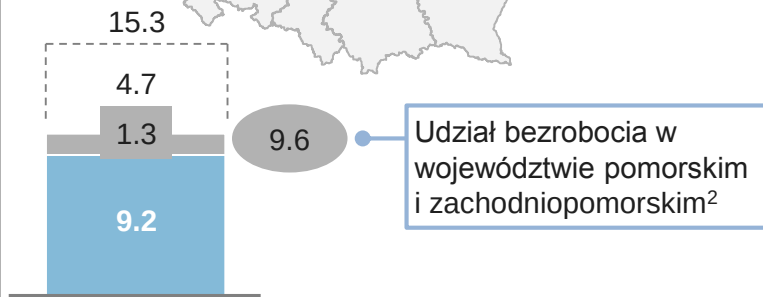
Spółki w Polsce już zaangażowane w rozwój morskiej energetyki wiatrowej

Pośredni i indukowany wpływ³ O&M (bezpośredni skutek) Budowa + eksport (bezpośredni skutek)

Skumulowany wpływ PKB 2020-2030 w mld zł



Nowe miejsca pracy 2020-2030 Tysiące etatów



1 Na podstawie najnowszych dostępnych danych o PKB Województw GUS (2012)

2 Na podstawie danych GUS Q1 2016

3 Udział pośredni i indukowany oszacowano na podstawie udziału w PKB Polski w 2012 roku w województwie pomorskim (5,7%) i zachodniopomorskim (3,7%)

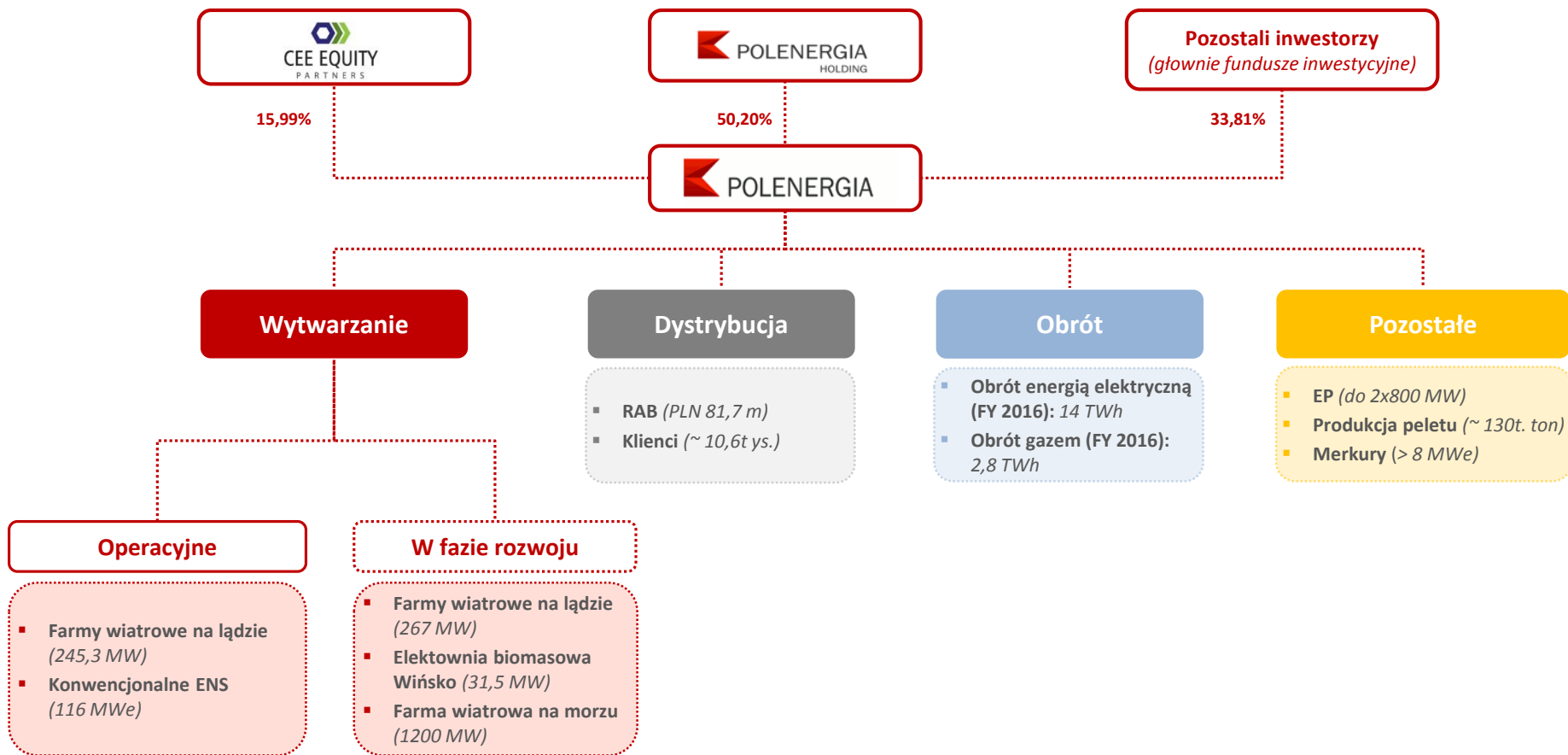
04

Załączniki

A

Podsumowanie Projektów Biznesowych

Struktura Grupy



Polenergia S.A. jest notowana na Giełdzie Papierów Wartościowych, (ok. 45 milionów akcji w obrocie) i znajduje się w indeksie sWIG80

Wytwarzanie (operacyjne): Farmy wiatrowe na lądzie

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	2012	Tauron Sprzedaż
4	Gawłowice	48,3	11.2014	Polenergia Obrót
5	Rajgród	25,3	10.2014	Polenergia Obrót
6	Skurpie	43,7	08.2015	Polenergia Obrót
7	Mycielin	48,0	12.2015	Polenergia Obrót

**245,3
MW**



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 21 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 Lubuskie, powiat szprotawski;
- Oddanie do użytku nastąpiło w grudniu 2015;
- Planowana roczna produkcja około 136 MWh;

Wytwarzanie (operacyjne): Konwencjonalne ENS

Elektrociepłownia Nowa Sarzyna (ENS) to pierwsza w kraju prywatna elektrociepłownia gazowa jako tzw. green field project. Elektrociepłownia prowadzi nieprzerwanie działalność operacyjną od czerwca 2000 roku.

Informacje o spółce

- Elektrociepłownia zasilana gazem ziemnym o mocy 116 MWe i 70MWt. Wytwarzana energia jest wyprowadzana przez trzy naziemne linie transmisyjne o mocy 110kV.
- Działając z wysoką sprawnością jednostka działa jako elektrownia systemowa.
- Elektrownia spełnia polskie normy środowiskowe.
- Dochód i przepływy gotówkowe zabezpieczone z kosztów osieroconych do 2020 roku
- ENS podpisał umowę z PSE (weszła w życie 1 Lipca) w ramach której świadczy usługi z zakresu odbudowy polskiego systemu elektroenergetycznego w zakresie niezbędnym do przywrócenia funkcjonowania Krajowego Systemu Elektroenergetycznego (KSE) po black-out'cie

Formuła rekompensaty

ENS generuje dochody przez sprzedaż energii i ciepła, dodatkowo otrzymuje rekompensatę kosztów osieroconych, rekompensatę gazową oraz żółte certyfikaty.

Kompensata kosztów osieroconych co do zasady jest obliczana w taki sposób, by bilansować sprzedaż energii pomniejszoną o koszty paliwa i operacyjne.

Amortyzacja (wliczona do rekompensaty) pozwala na obsługę długu i kosztów odsetek.

Rekompensata gazowa i żółte certyfikaty bezpośrednio podwyższają zysk przed podatkiem.

Lokalizacja elektrociepłowni



Parametry techniczne

Zainstalowana moc	116 MWe, 70 MWt
Moc netto	113 MWe
Śr. wytwarzanie netto	Elektryczność ok. 750MWh Ogrzewanie ok. 435TJ
Technologia	CCGT
Paliwo	Gaz ziemny / ropa jako backup
Wydajność	HHV (47.7%), LHV (52.9%)
Typ	2*1 CCGT Thomassen (GE)
Uruchomienie	2000
Dostępność	96.5%

ENS jest wyjątkowo predysponowane do współpracy z KSE poprzez świadczenie różnych usług systemowych, w tym odbudowy systemu elektroenergetycznego na podstawie umowy z operatorem systemu

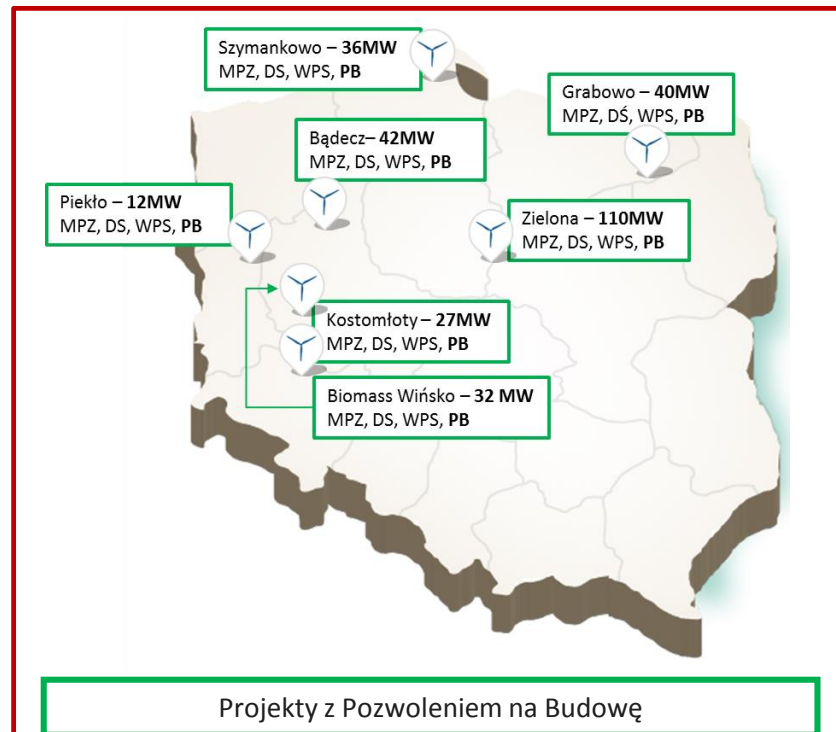
Wytwarzanie (w fazie rozwoju): Lądowe farmy wiatrowe/ Elektrownia biomasowa Wińsko

Portfel developerski

- Portfel farm operacyjnych na koniec roku 2015 osiągnął moc 245,3 MW;
- Dodatkowo Polenergia posiada portfel 6 projektów o mocy 267 MW z uzyskanym pozwoleniem na budowę:

#	Lokalizacja	Moc (MW)	Pozwolenie na budowę
8	Piekłto	12	Uzyskane
9	Grabowo	40	Uzyskane
10	Zielona	110	Uzyskane
11	Kostomłoty	27	Uzyskane
12	Bądecz	42	Uzyskane
13	Szymankowo	36	Uzyskane

267 MW*



Elektrownia biomasowa Wińsko w fazie rozwoju

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	31,5 MWe
Uruchomienie	2020
Klient	Dostawa do sieci
Produktywność (load factor)	92%
Sprawność	Elektryczna 33%
Okres działania	30 lat

Osiągnięte etapy dewelopmentu:

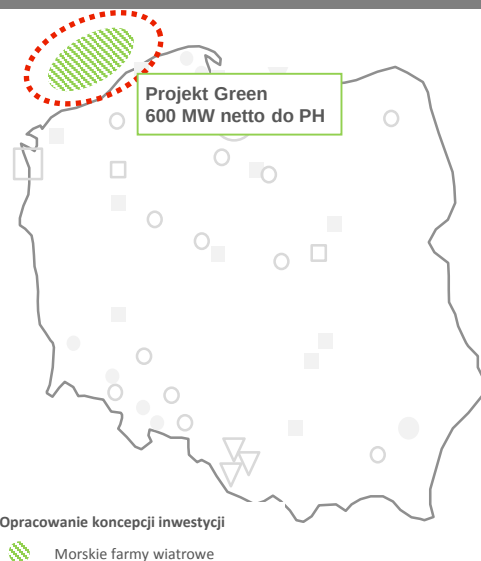
- MPZ - Miejscowy Plan Zagospodarowania
- DŚ - Decyzja Środowiskowa
- WPS - Warunki Przyłączenia do Sieci
- PB - Pozwolenie na Budowę

Wytwarzanie (w fazie rozwoju): Farmy wiatrowe na morzu

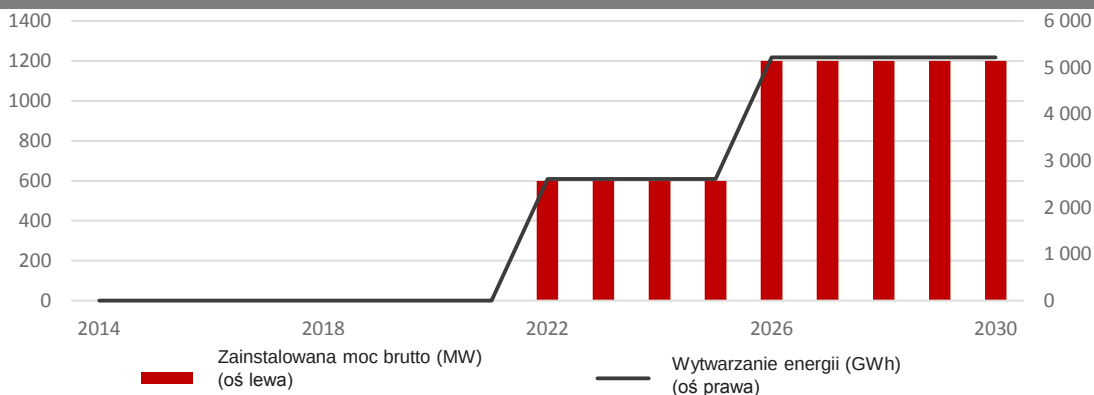
Opis

- 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
- W sierpniu 2014 podpisano umowę przyłączeniową z PSE na 1 200 MW.
- W lipcu 2016 Polenergia uzyskała pierwszą w Polsce decyzję środowiskową dla farmy wiatrowej Bałtyk Środkowy III o planowanej mocy 600 MW
- Polenergia to nr 1 w Polsce w rozwoju morskiej farmy wiatrowej. Grupa PGE, z projektem na 1 GW jest opóźniona o około 2 lata w stosunku do Polenergii (początek badań środowiskowych).
- Inne firmy nie mają zabezpieczonej umowy przyłączeniowej, brak potencjału na przyłączenie innej morskiej farmy wiatrowej w najbliższej przyszłości ze względu na ograniczenia systemowe.

Lokalizacja i moc



Zainstalowana moc i wytwarzanie elektryczności (udział PH)



	Bałtyk Środkowy III	Bałtyk Środkowy II	Bałtyk Północny (wstrz.)
Obszar (w km ²)	116,6	122	128,5
Moc maksymalna (MW)	1200	1200	1560
Planowana moc (MW)	600	600	>600
Głębokość (m)	25-39	23-41	25-35
Dystans do brzegu (w prostej linii, w km)	22	37	81
Planowana moc turbiny (MW)	8	8-10	8-10
Ilość turbin	75	60-75	60-75+
Średnia prędkość wiatru (m/s)	9-10	9-10	9-10

Planowane terminy	Bałtyk Środkowy III	Bałtyk Środkowy II
Decyzja środowiskowa	Uzyskana	1 kw. 2017
Rozpoczęcie budowy	2020	2023
Data uruchomienia farmy	2021/22	2026

Wiodący developer morskich farm wiatrowych w Polsce, wspierany przez polepszającą się atrakcyjną ekonomikę projektu. Dodatkowo, Polski rząd deklaruje chęć wdrożenia regulacji wspierających projekty offshore. 36

Polenergia Dystrybucja

Informacje o spółce

- Polenergia Dystrybucja jest dystrybutorem i dostawcą energii elektrycznej dla odbiorców przemysłowych, mieszkalnych i handlowych, tj. osiedla mieszkalne, fabryki, biurowce i centra handlowe. Spółka działa w różnych regionach Polski, z licencją na sprzedaż energii dla terenie całego kraju.
- Jednostka regulowana na bazie WACC/WRA z zatwierdzonymi planami inwestycyjnymi zapewnia stabilne i przewidywalne przepływy pieniężne.

Dystrybucyjna „wyspa” na terenie Polski/ większość w Warszawie;

- Największy polski niezależny dystrybutor po 4 należących do skarbu państwa OSD, drugi największy w Warszawie po Innogy
- 31 projektów w użyciu i 20 w fazie rozwoju w oparciu o plan inwestycyjny zatwierdzony przez URE do 2020 roku
- 10,6k klientów dystrybuujących ~285 GWh przez 110 km linii energetycznych, 87 podstacji i 143 transformatory

Wzrost wartości i korzyści dla klientów

Połączone dochody: Skuteczne wykorzystanie współpracy między regulowaną działalnością (dystrybucja energii elektrycznej) a komercyjną (sprzedaż energii).

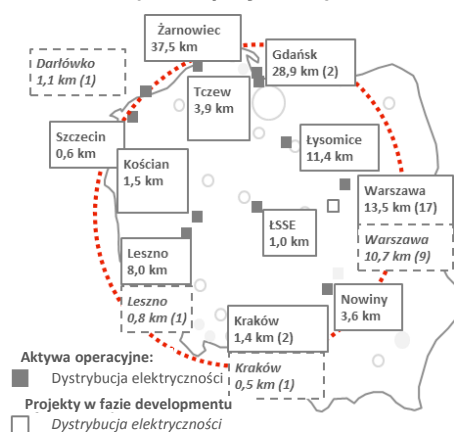
Unikalny pakiet korzyści dla klientów: Natychmiastowe rozliczenia lub redukcja kosztów infrastruktury elektrycznej, Konkurencyjne stawki taryfy za dystrybucję i przyłączenie do sieci, Wszystkie koszty związane z konserwacją infrastruktury pokrywane przez Polenergia Dystrybucja, Rozliczenie elektryczności przez firmę, możliwość zmiany sprzedawcy (TPA) przez odbiorców.

Wchodzi w skład grupy kapitałowej Polenergia: gracz strategiczny z silną dyscypliną finansową

Pozyskanie licencji na dystrybucję energii elektrycznej dla infrastruktury elektrycznej (tzw. „ostatnia mila”) w budynkach niemieszkalnych tj. centra handlowe i biurowce. Oferowanie partnerom możliwości optymalizacji kosztów infrastruktury elektrycznej w trakcie konstrukcji oraz konserwacji.

Stabilne zyski regulacyjne połączone z zyskami z dostawy energii elektrycznej do odbiorców końcowych

Długość sieci dystrybucji (liczba projektów)



wyniki biznesowe	Jednostka	FY 2015	FY 2016
Wolumen dystrybucji	GWh	278,8	284,0
Wolumen sprzedaży EE	GWh	294,2	140,2
Nakłady inwestycyjne	m PLN	6,9	8,2
RAB (na koniec roku)	m PLN	77,8	81,7

	W użyciu	W rozwoju	Ogółem
Moc dystrybucji	75 MW	19 MW	94MW
Odbiorcy końcowi	10,6k	5,1k	16,6k
Liczba podstacji	91	25	116
Liczba transformatorów	146	34	180

Polenergia Obrót

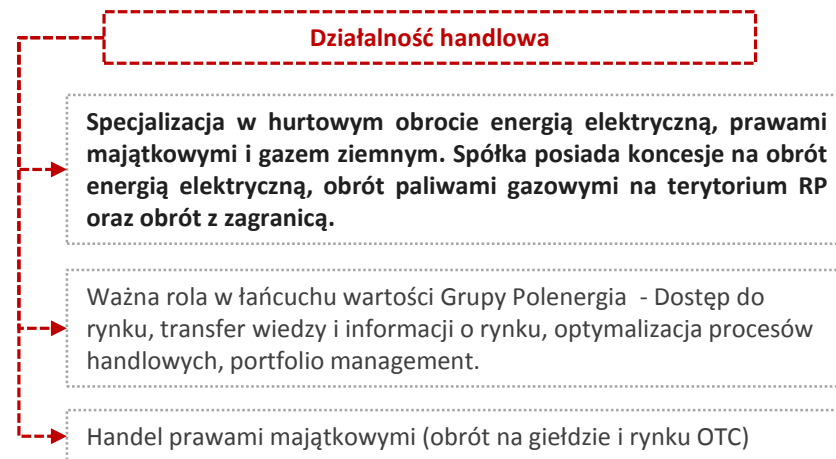
Polenergia Obrót specjalizuje się w hurtowym handlu energią elektryczną, gazem ziemnym, prawami majątkowymi i świadectwami pochodzenia, jak również zarządza umowami na dostawę energii elektrycznej dla podmiotów z Grupy Polenergia i firm zewnętrznych

Informacje o spółce

- Polenergia Obrót jest jednym z najbardziej dynamicznie rozwijających się firm w sektorze handlu energią elektryczną w Polsce
- Centralna platforma zarządzania obrotem i ryzykiem zlokalizowana w Warszawie.
- Spółka specjalizuje się w hurtowym handlu energią elektryczną, gazem ziemnym, prawami majątkowymi i świadectwami pochodzenia, zarówno w ramach kontraktów długoterminowych, bieżących transakcji i pełni rolę animatora na POPLX na TGE.

Kluczowe aspekty 2016

- W Lipcu 2016 Polenergia Obrót podpisała z Towarową Giełdą Energii umowę na pełnienie funkcji animatora w odniesieniu do instrumentów elektrycznych.
- W 2016 Polenergia Obrót rozpoczęła dostarczanie gazu w fizycznym punkcie dostawy.
- Jako pierwsza na polskim rynku**, Polenergia Obrót zainicjowała transakcje dotyczące świadectw pochodzenia w imieniu producentów energii z Grupy Polenergia (gwarancje pochodziły z farmy wiatrowej z grupy Polenergia).
- W 2014 Polenergia Obrót uzyskał koncesję na obrót gazem ziemnym i handlu gazem z zagranicznymi klientami i aktywnie bierze udział na tym rynku. W 2016 Spółka zwiększyła wolumen sprzedanego gazu ziemnego do poziomu 2,8 TWh.



Wyniki operacyjne	Jednostka	FY 2015	FY 2016
Sprzedana energia	TWh	12	14
Sprzedany gaz ziemny	GWh	290	2780

Udział Polenergii Obrót w hurtowym rynku energii w Polsce szacuje się na ok. 5-5,5% w 2016 roku.

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 Ząbkowicach Śląskich
 - Fabryka Wschód, zlokalizowana w Zamościu

	Fabryka Północ	Fabryka Południe	Fabryka Wschód
Uruchomienie	2009	2010/2011	2012
Produkcja roczna* (tony)	21k	41k	52k

* Produkcja w 2016, tylko produkcja pelletu

Gaz – 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 dostawy gazu z pieca koksowniczego i odbiór elektryczności. Kontrakt jest ważny do 31 grudnia 2021r.

Węgiel – Elektrownia Północ (rozwój ograniczony)

- 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.

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