



RENEWABLE ENERGY



CONVENTIONAL ENERGY



DISTRIBUTION



TRADE

GK POLENERGIA

Wyniki finansowe za 3 kwartał 2016

9 listopad 2016

AGENDA

- | | | |
|---|--|-------|
| 1 | Podsumowanie | 3-7 |
| 2 | Wyniki Finansowe | 8-15 |
| 3 | Sytuacja Rynkowa i Otoczenie Regulacyjne | 16-25 |
| 4 | Załączniki | |
| A | Podsumowanie Projektów Biznesowych | 26-34 |

01

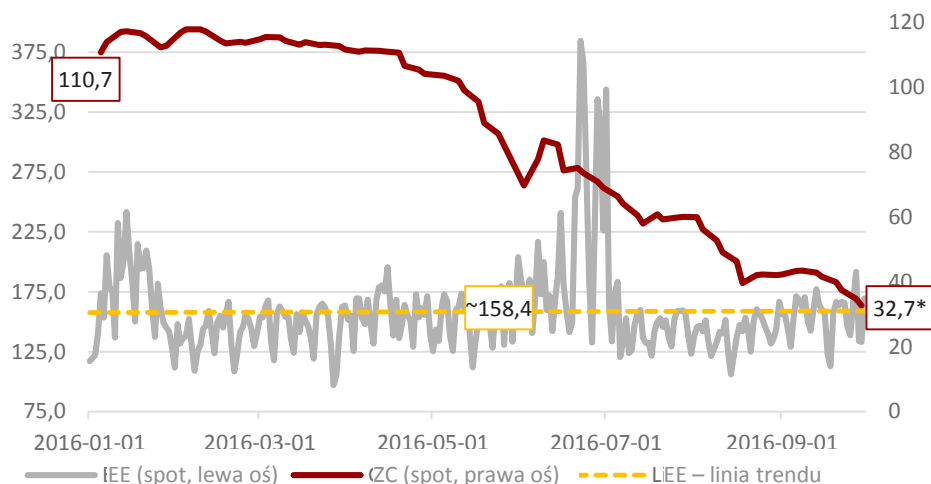
Podsumowanie

Podsumowanie 9M 2016: kontynuacja negatywnego wpływu rynku ZC

- **Rosnące przychody:** Przychody w wysokości 2,2 mld PLN, wzrost o 6% r/r
 - **Rentowność:** Skorygowana EBITDA za 9M 2016 spadła o 5% do 155,3 mln PLN w porównaniu do 9M 2015, w wyniku spadku cen zielonych certyfikatów oraz gorszej wietrzności. Efekt ten w części równoważą lepsze wyniki w segmencie energetyki konwencjonalnej
 - **369MW mocy zainstalowanej:** 245,3MW farm wiatrowych, 124MW ENS i kogeneracji, 20% wzrostu r/r
 - **Ceny rynkowe:** ceny energii elektrycznej w 3 kw. (~149 PLN/MWh) spadły poniżej średniej za pierwsze 9 miesięcy, wynoszącej 158 PLN/MWh. Ceny ZC osiągnęły historyczne minimum ok. 33 PLN/MWh w 3 kw. (średnia za 9 miesięcy 85 PLN/MWh)
 - **Energetyka konwencjonalna:** EBITDA za 9M uległa poprawie w wyniku aktualizacji prognoz cen w 1 kw. oraz związanej z tym pozytywnej korekty kosztów osieroconych
 - **Obrót:** negatywny wpływ załamania na rynku ZC, częściowo rekompensowany przez dobry wynik na handlu hurtowym
 - **Dystrybucja:** poprawa wyników głównie dzięki rozwiązaniu rezerwy na rabaty oraz wyższym wolumenom i marżom na dystrybucji gazu i energii. Inwestycje netto zwiększą RAB o 26% w 2017-2018 roku
 - **Morskie farmy wiatrowe:** W lipcu 2016 uzyskano decyzję środowiskową dla farmy Bałtyk Środkowy III, znaczący potencjał wzrostu wartości
 - **Gazociąg Bernau-Szczecin:** Odpis w wysokości 42 mln PLN spowodowany brakiem możliwości kontynuowania projektu
 - **Biomasa:** Uzyskano pozwolenie na budowę 32MW projektu Wińsko
- **Perspektywa regulacyjna dla lądowych farm wiatrowych pozostaje niepewna, jednak zdywersyfikowany profil Polenergii pozwala na pewne zabezpieczenie ryzyka;**
 - **Bardzo pozytywny sentyment dla morskich farm wiatrowych zapewnia znaczący potencjał wzrostowy**

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

Ceny rynkowe ZC (PLN/MWh)

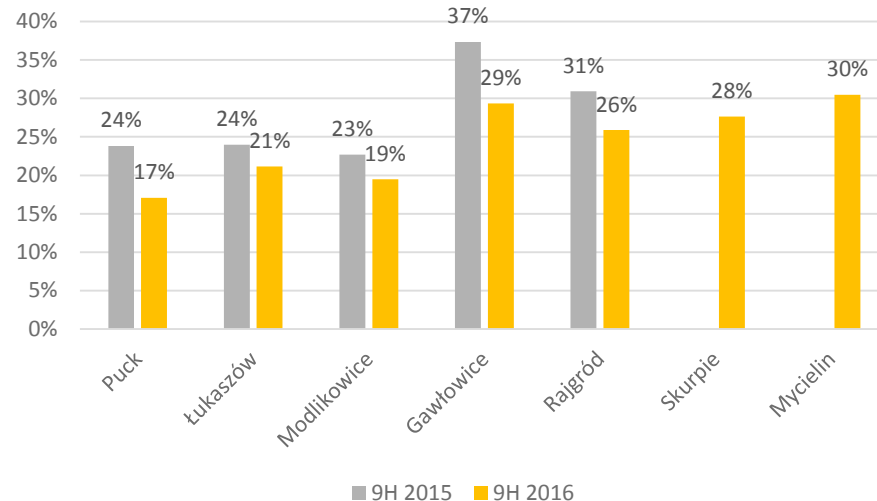


* - cena ZC na dzień 30 Września

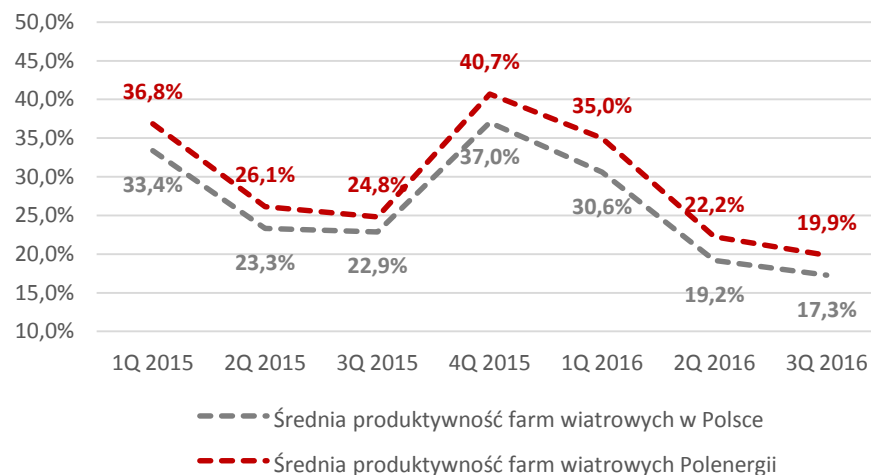
Źródło: TGE

- Ceny ZC znajdowały się w trendzie spadkowym, podczas gdy ceny energii były stabilne za wyjątkiem fluktuacji pod koniec czerwca
- Produktywność farm wiatrowych w 9M 2016 była poniżej produktywności w 9M 2015 (w wyniku słabej wietrzności 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 mocy 9M 2016 i 9M 2015

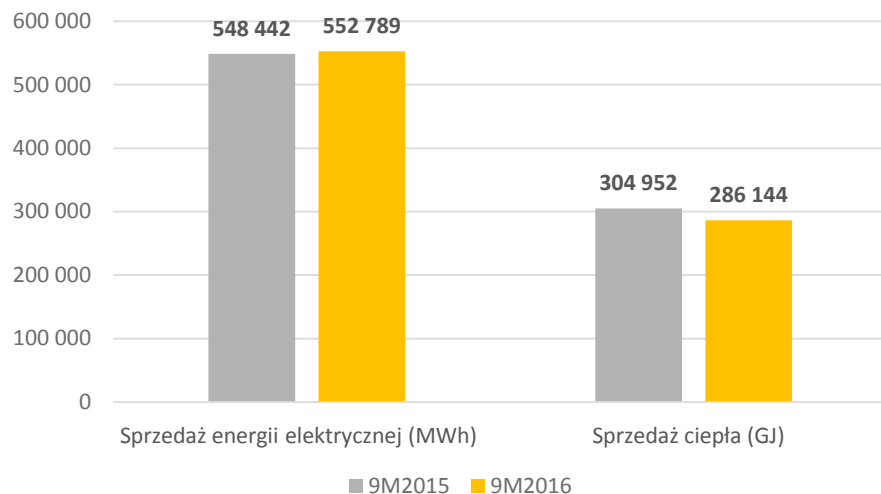


Produktywność farm Polenergii powyżej średniej

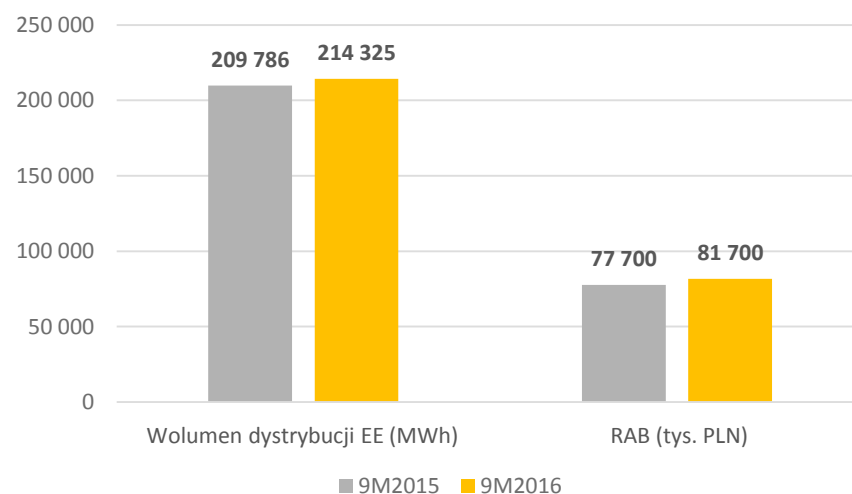


Stabilne dane operacyjne w Energetyce Konwencjonalnej i Dystrybucji, poprawa w Obrocie

Wolumeny w ENS: 9M 2016 vs. 9M 2015

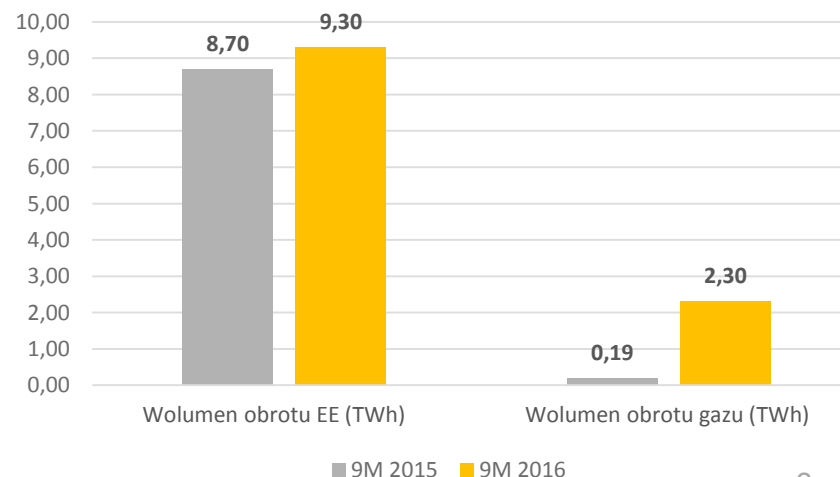


Wolumeny w Dystrybucji: 9M 2016 vs. 9M 2015



- **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 w obrocie i znaczny wzrost wolumenu gazu w obrocie**

Wolumeny w Obrocie: 9M 2016 vs. 9M 2015

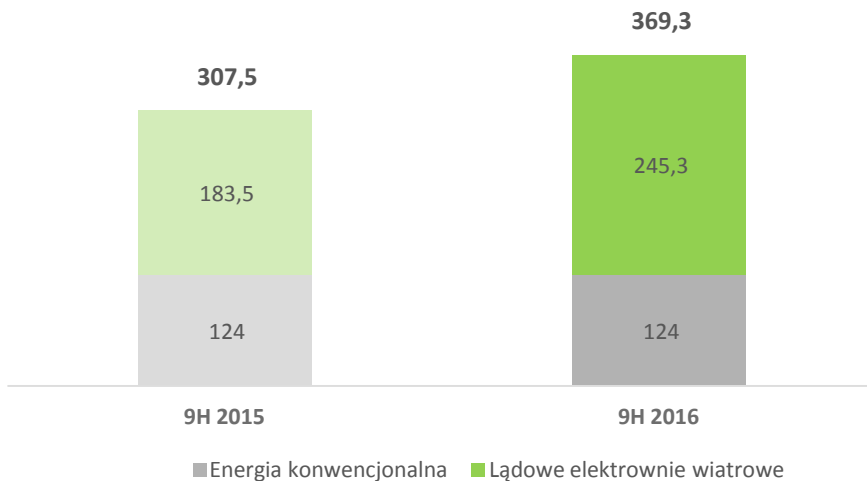


02

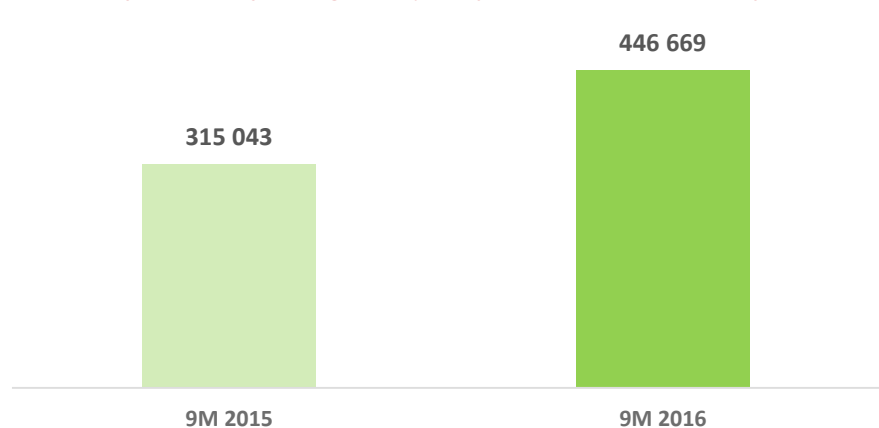
Wyniki Finansowe

Porównanie 9M 2016/9M 2015

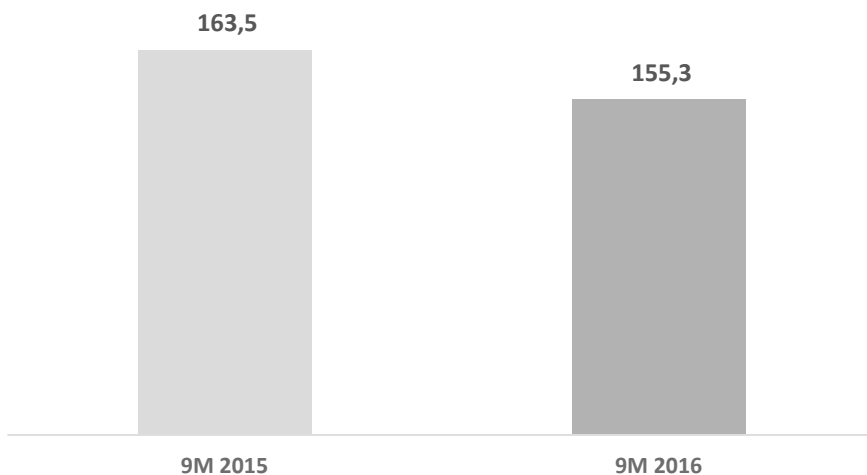
Całkowita moc (MW)



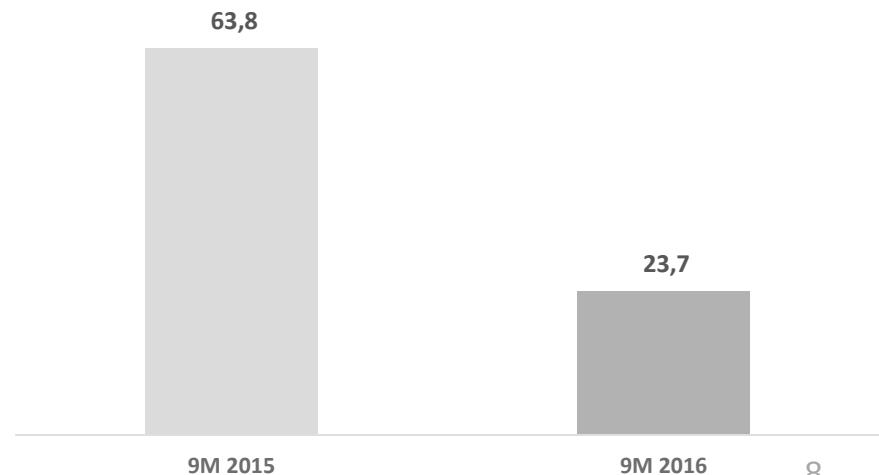
Produkcja zielonej energii w lądowych farmach wiatrowych (MWh)



Skorygowana EBITDA (PLNm)



Skorygowany zysk netto (PLNm)



Wyniki skonsolidowane za 9M 2016 – P&L

Wyniki Grupy Polenergia (tys. PLN)	9M 2016	9M 2015	Różnica r/r	Różnica r/r [%]
Przychody ze sprzedaży	2 156 254	2 032 321	123 933	
w tym Segment obrotu	1 705 160	1 517 667	187 493	
Koszt własny sprzedaży	(2 064 792)	(1 913 813)	(150 979)	
w tym Segment obrotu	(1 703 518)	(1 506 417)	(197 101)	
Zysk brutto ze sprzedaży	91 462	118 508	(27 046)	-23%
Pozostałe przychody operacyjne	6 355	6 326	29	
Koszty ogólnego zarządu	(23 165)	(23 709)	544	
Pozostałe koszty operacyjne	(104 893)	(2 785)	(102 108)	
Zysk operacyjny (EBIT)	(30 241)	98 340	(128 581)	
Amortyzacja	85 551	63 174	22 377	
Odpis aktualizujący development	102 861	-	102 861	
EBITDA	158 171	161 514	(3 343)	-2%
Eliminacja efektu alokacji ceny nabycia	(2 043)	1 809	(3 852)	
Koszty pozyskania finansowania korporacyjnego	-	173	(173)	
Efekt sprzedaży EC Zakrzów	(813)	-	(813)	
Skorygowana EBITDA*	155 315	163 496	(8 181)	-5%
Przychody finansowe	6 986	5 828	1 158	
Koszty finansowe	(48 045)	(34 225)	(13 820)	
Zysk (Strata) brutto	(71 300)	69 943	(141 243)	
Podatek dochodowy	(2 901)	(17 206)	14 305	
Zysk (Strata) netto	(74 201)	52 737	(126 938)	
1 Eliminacja efektu alokacji ceny nabycia	4 500	7 614	(3 114)	
2 Eliminacja efektu niezrealizowanych różnic kursowych	494	(262)	756	
3 Eliminacja efektu wyceny kredytów metodą AMC	1 720	3 557	(1 837)	
Koszty pozyskania finansowania korporacyjnego	-	140	(140)	
4 Odpis aktualizujący development	96 517	-	96 517	
5 Efekt sprzedaży EC Zakrzów	(5 285)	-	(5 285)	
Skorygowany Zysk Netto*	23 745	63 786	(40 041)	
Skorygowana Marża EBITDA	7,2%	8,0%	-0,8%	
Skorygowana EBITDA (bez segmentu obrotu)	160 185	158 435	1 750	
Skorygowana marża EBITDA (bez segmentu obrotu)	35,5%	30,8%	4,7%	

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 obszarze niskich marż).

Dekompozycja EBITDA została przedstawiona w dalszej części prezentacji.

Wyższe przychody finansowe wynikają przede wszystkim ze sprzedaży EC Zakrzów, skompensowanej przez niższe przychody z tytułu odsetek wynikające z niższego salda środków pieniężnych oraz spadku stóp procentowych.

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 odroczone 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 oraz projektu Hans
- 5) Wynik na sprzedaży EC Zakrzów

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

Wyniki skonsolidowane za 3 kwartał 2016 – P&L

Wyniki Grupy Polenergia (tys. PLN)	3 kwartał 2016	3 kwartał 2015	Różnica r/r	Różnica r/r [%]
Przychody ze sprzedaży	789 760	676 975	112 785	
w tym Segment obrotu	659 534	511 805	147 729	
Koszt własny sprzedaży	(776 318)	(640 028)	(136 290)	
w tym Segment obrotu	(659 905)	(508 384)	(151 521)	
Zysk brutto ze sprzedaży	13 442	36 947	(23 505)	-64%
Pozostałe przychody operacyjne	1 746	3 453	(1 707)	
Koszty ogólnego zarządu	(6 731)	(8 767)	2 036	
Pozostałe koszty operacyjne	(49 023)	(654)	(48 369)	
Zysk operacyjny (EBIT)	(40 566)	30 979	(71 545)	
Amortyzacja	29 369	21 615	7 754	
Odpis aktualizujący development	48 648	-	48 648	
EBITDA	37 451	52 594	(15 143)	-29%
Eliminacja efektu alokacji ceny nabycia	(681)	603	(1 284)	
Koszty pozyskania finansowania korporacyjnego	-	30	(30)	
Efekt sprzedaży EC Zakrzów	-	-	-	
Skorygowana EBITDA*	36 770	53 227	(16 457)	-31%
Przychody finansowe	1 317	872	445	
Koszty finansowe	(15 875)	(11 295)	(4 580)	
Zysk (Strata) brutto	(55 124)	20 556	(75 680)	
Podatek dochodowy	5 970	(3 825)	9 795	
Zysk (Strata) netto	(49 154)	16 731	(65 885)	
1 Eliminacja efektu alokacji ceny nabycia	1 500	2 538	(1 038)	
2 Eliminacja efektu niezrealizowanych różnic kursowych	(617)	214	(831)	
3 Eliminacja efektu wyceny kredytów metodą AMC	715	1 150	(435)	
Koszty pozyskania finansowania korporacyjnego	-	24	(24)	
4 Odpis aktualizujący development	42 304	-	42 304	
5 Efekt sprzedaży EC Zakrzów	-	-	-	
Skorygowany Zysk Netto*	(5 252)	20 657	(25 909)	
Skorygowana Marża EBITDA	4,7%	7,9%	-3,2%	
Skorygowana EBITDA (bez segmentu obrotu)	39 131	51 599	(12 468)	
Skorygowana marża EBITDA (bez segmentu obrotu)	30,0%	31,2%	-1,2%	

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 niskomarżowym).

Dekompozycja EBITDA została przedstawiona w dalszej części prezentacji.

Wyższe przychody finansowe wynikają przede wszystkim z wyższych niezrealizowanych różnic kursowych oraz wyższych przychodów z tytułu odsetek.

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

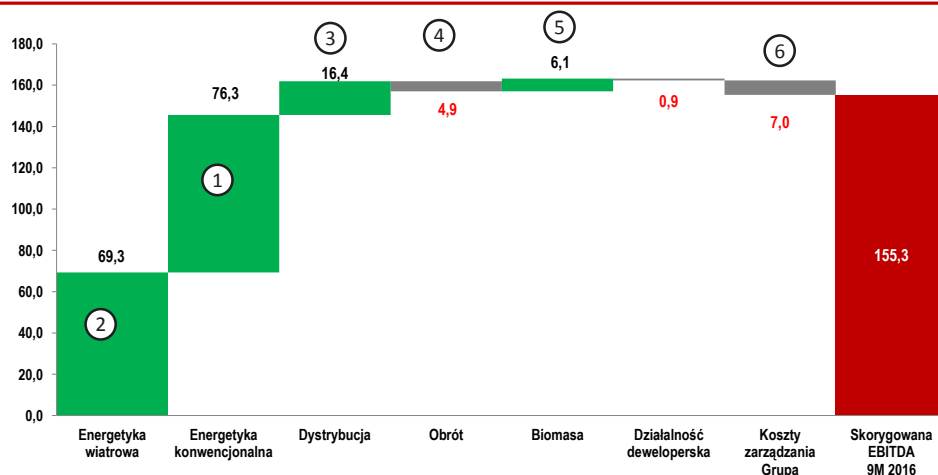
Spadek obciążenia z tytułu CIT wynika z niższego wyniku brutto Grupy oraz odwrócenia części rezerw na podatek odroczony w związku z dokonanymi odpisami.

- 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 oraz projektu Hans
- 5) Wynik na sprzedaży EC Zakrzów

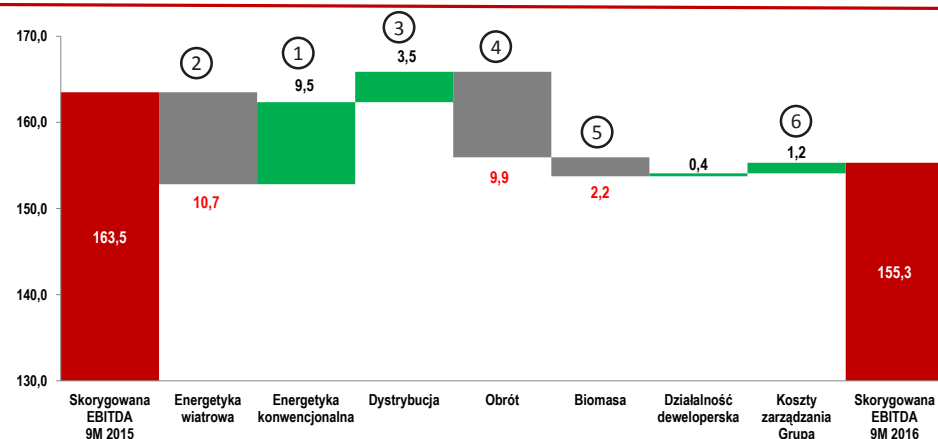
*) skorygowane o rozpoznane przychody (koszty) w danym roku obrotowym o charakterze niepieniężnym/jednorazowym

Wyniki skonsolidowane za 9M 2016 – Analiza EBITDA

EBITDA Build-up 9M 2016



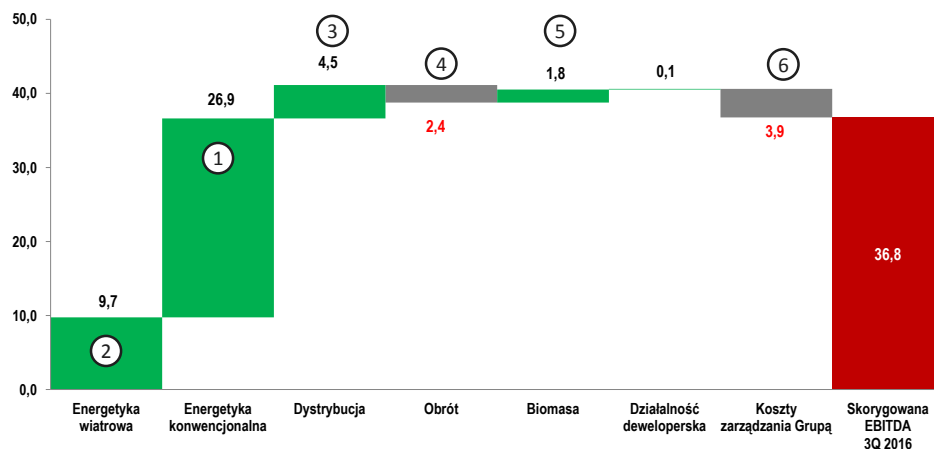
EBITDA Bridge 9M 2016/ 9M 2015



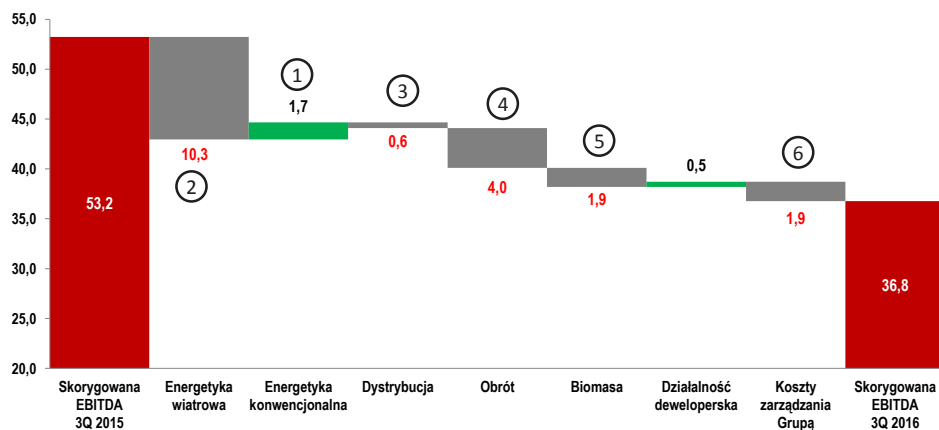
- Energetyka Konwencjonalna:** wyższy wynik EBITDA segmentu (o 9,5 mln PLN), wynika z aktualizacji (w pierwszym kwartale) prognoz cen energii elektrycznej, gazu i CO2 dla lat 2016-2020, co spowodowało zmianę alokacji rekompensaty kosztów osieroconych (KO) w całym okresie systemu rekompensat: 2008-2020.
- Energetyka Wiatrowa:** spadek EBITDA (o 10,7 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:** wzrost EBITDA o 3,5 mln PLN r/r, spowodowany w głównej mierze rozwiązaniem rezerw na rozliczenia z kontrahentem. Na poziomie operacyjnym wyższe marże i wolumeny w obszarze dystrybucji energii i gazu.
- Segment Obrotu:** EBITDA gorsza od ubiegłorocznej (o 9,9 mln PLN), co było przede wszystkim spowodowane spadkiem cen zielonych certyfikatów. Efekt ten został tylko częściowo skompensowany przez lepsze wyniki w obszarze handlu.
- Segment Biomasy:** spadek EBITDA (o 2,2 mln PLN) ze względu na niższy wolumen sprzedaży.
- Koszty zarządzania Grupą:** redukcja kosztów (o 1,2 mln PLN) wynika z powziętego w drugim kwartale br. programu oszczędnościowego, jednakże Q3 obejmuje koszty odpraw rozliczane w ciągu 2016 roku. Poza tym baza 2015 roku w 3 kwartale uwzględniała pozytywne zdarzenia jednorazowe.

Wyniki skonsolidowane za 3 kwartał 2016 – Analiza EBITDA

EBITDA Build-up 3 kwartał 2016



EBITDA Bridge 3Q 2016/ 3Q 2015



- Energetyka Konwencjonalna:** wyższy wynik EBITDA segmentu (o 1,7 mln PLN).
- Energetyka Wiatrowa:** spadek EBITDA (o 10,3 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:** wynik EBITDA nieco niższy niż w roku ubiegłym (o 0,6 mln PLN), ze względu na wysoką bazę 2015 spowodowaną zdarzeniem jednorazowym.
- Segment Obrótu:** EBITDA gorsza od ubiegłorocznej (o 4,0 mln PLN), co było przede wszystkim spowodowane spadkiem cen zielonych certyfikatów. Efekt ten został tylko częściowo skompensowany przez lepsze wyniki w obszarze handlu.
- Segment Biomasy:** spadek EBITDA (o 1,9 mln PLN) ze względu na niższy wolumen sprzedaży.
- Koszty zarządzania Grupą:** Wzrost kosztów wynikający przede wszystkim z kosztów odpraw rozłożonych w 2016 i jednorazowych zdarzeń w 2015 roku. Koszty centrali za cały rok 2017 obniżą się znacząco (o ok. 6-7 mln PLN) w ujęciu gotówkowym.

Analiza skonsolidowanego rachunku przepływów pieniężnych

Skonsolidowany rachunek przepływów pieniężnych (mPLN)	3Q 2016	9M 2016
A.Przepływy środków pieniężnych z działalności operacyjnej		
I.EBITDA	37	158
II.Korekty razem	11	(27)
III.Przepływy pieniężne netto z działalności operacyjnej (I+/-II)	48	131
B.Przepływy środków pieniężnych z działalności inwestycyjnej		
I. Wpływy	0	5
II.Wydatki	(11)	(75)
III.Przepływy pieniężne netto z działalności inwestycyjnej (I-II)	(11)	(70)
C.Przepływy środków pieniężnych z działalności finansowej		
I.Wpływy	1	81
II.Wydatki, w tym:	(57)	(162)
Dywidendy i inne wypłaty na rzecz właścicieli	(23)	(23)
III.Przepływy pieniężne netto z działalności finansowej(I-II)	(57)	(81)
D.Przepływy pieniężne netto, razem (A.III+/-B.III+/-C.III)	(20)	(20)
E.Bilansowa zmiana stanu środków pieniężnych	(20)	(20)
F.Środki pieniężne na początek okresu	362	362
G.Skonsolidowane środki pieniężne na koniec okresu	342	342
Skonsolidowany dług	1 129	1 129
Skonsolidowany dług netto	787	787

Na wartość korekt składają się przede wszystkim zmiany na kapitale obrotowym (-14 mPLN) oraz podatek dochodowy (-13 mPLN).

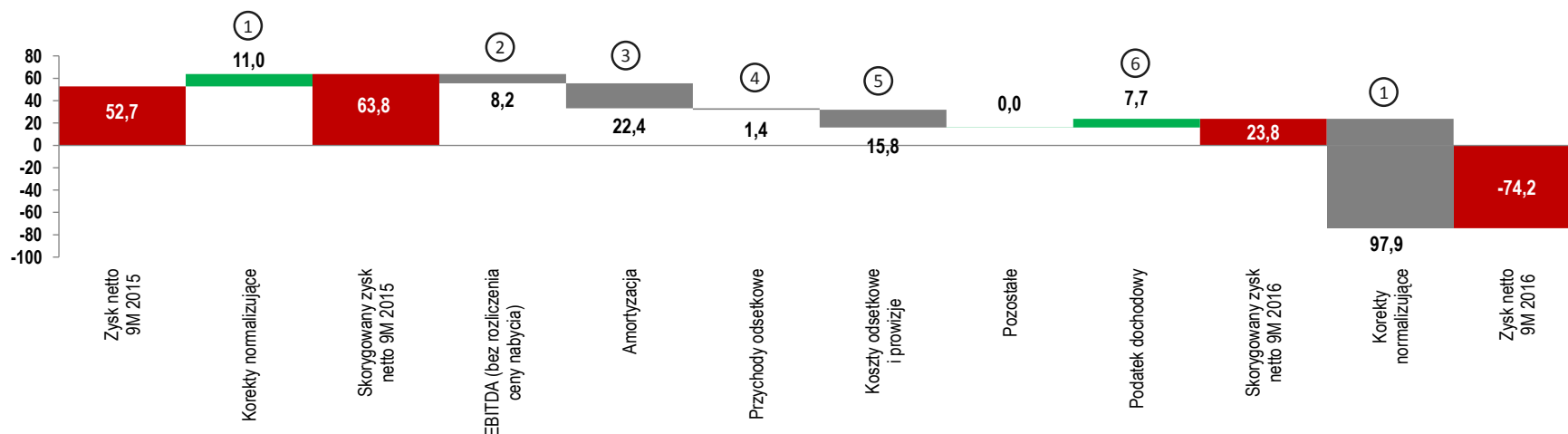
Nakłady rozwojowe obejmują budowę farmy wiatrowej Mycielin (47 mPLN), segment dystrybucji (7 mPLN), energetykę konwencjonalną (6m) oraz development projektów (16 mPLN).

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

Splata kredytów inwestycyjnych oraz odsetek, przede wszystkim farmy wiatrowe (97 mPLN), ENS (37 mPLN) i Dystrybucja (1 mPLN), a także wypłata dywidendy (23 mPLN).

- Skorygowana EBITDA za ostatnie 12M (od 1/10/2015 r. do 30/09/2016 r.) wyniosła 214,7 mPLN, a zadłużenie netto grupy na 30 września 2016 roku wyniosło 786,6 mPLN.
- Wskaźnik Dług netto / EBITDA wynosi 3,66x.

Zysk netto – omówienie zmian r/r



Na poziomie skorygowanego zysku netto wynik spadł o 40,0 mln PLN, co było spowodowane przez:

1. Zmiana korekt: szczegółowa dekompozycja korekt normalizujących za 9 miesięcy 2015 i 2016 roku została przedstawiona w podsumowaniu rachunku zysków i strat na slajdzie 9;
2. Spadek skorygowanej EBITDA (szczegóły przedstawione na slajdzie 11);
3. Wyższa amortyzacja (o 22,4 mln PLN) wynikającą przede wszystkim z uruchomienia nowych projektów wiatrowych;
4. Niższe przychody z tytułu odsetek (o 1,4 mln PLN) wynikające z niższego salda środków pieniężnych oraz niższych stóp procentowych;
5. Wyższe koszty z tytułu odsetek i prowizji (o 15,8 mln PLN) wynikające z wyższych kosztów obsługi długu, wynikających z uruchomienia nowych projektów wiatrowych;
6. Niższy podatek dochodowy (o 7,7 mln PLN) wynikający z gorszego wyniku brutto wskutek powyżej opisanych czynników

Bilans

Aktywa (mPLN)	Na dzień 30.09.2016 r.	Na dzień 31.12.2015 r.	Różnica
Aktywa trwałe (długoterminowe)	2 350	2 448	(98)
Rzeczowe aktywa trwałe	2 091	2 192	(101)
Wartości niematerialne	42	49	(7)
Wartość firmy jednostek podporządkowanych	185	185	(0)
Aktywa finansowe	12	6	6
Należności długoterminowe	5	5	(0)
Aktywa z tytułu odroczonego podatku dochodowego	16	11	5
Rozliczenia międzyokresowe	0	0	0
Aktywa obrotowe (krótkoterminowe)	589	751	(162)
Zapasy	38	47	(9)
Należności z tytułu dostaw i usług	118	159	(41)
Należności z tytułu podatku dochodowego	4	3	1
Pozostałe należności krótkoterminowe	18	65	(47)
Rozliczenia międzyokresowe	5	11	(6)
Krótkoterminowe aktywa finansowe	63	104	(41)
Środki pieniężne i ich ekwiwalenty	342	362	(20)
Aktywa razem	2 939	3 199	(260)
Pasywa (mPLN)	Na dzień 30.09.2016 r.	Na dzień 31.12.2015 r.	Różnica
Kapitał własny	1 302	1 397	(95)
Zobowiązania długoterminowe	1 257	1 304	(47)
Kredyty bankowe i pożyczki	1 029	1 027	2
Rezerwa z tytułu odroczonego podatku dochodowego	67	66	1
Rezerwy	1	2	(1)
Rozliczenia międzyokresowe	60	64	(4)
Pozostałe zobowiązania	100	145	(45)
Zobowiązania krótkoterminowe	380	498	(118)
Kredyty bankowe i pożyczki	100	121	(21)
Zobowiązania z tytułu dostaw i usług	131	179	(48)
Zobowiązanie z tytułu podatku dochodowego	1	7	(6)
Pozostałe zobowiązania	128	166	(38)
Rezerwy	3	4	(1)
Rozliczenia międzyokresowe	17	21	(4)
Pasywa razem	2 939	3 199	(260)

Spisanie aktywów trwałych farm wiatrowych w developmencie, 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.

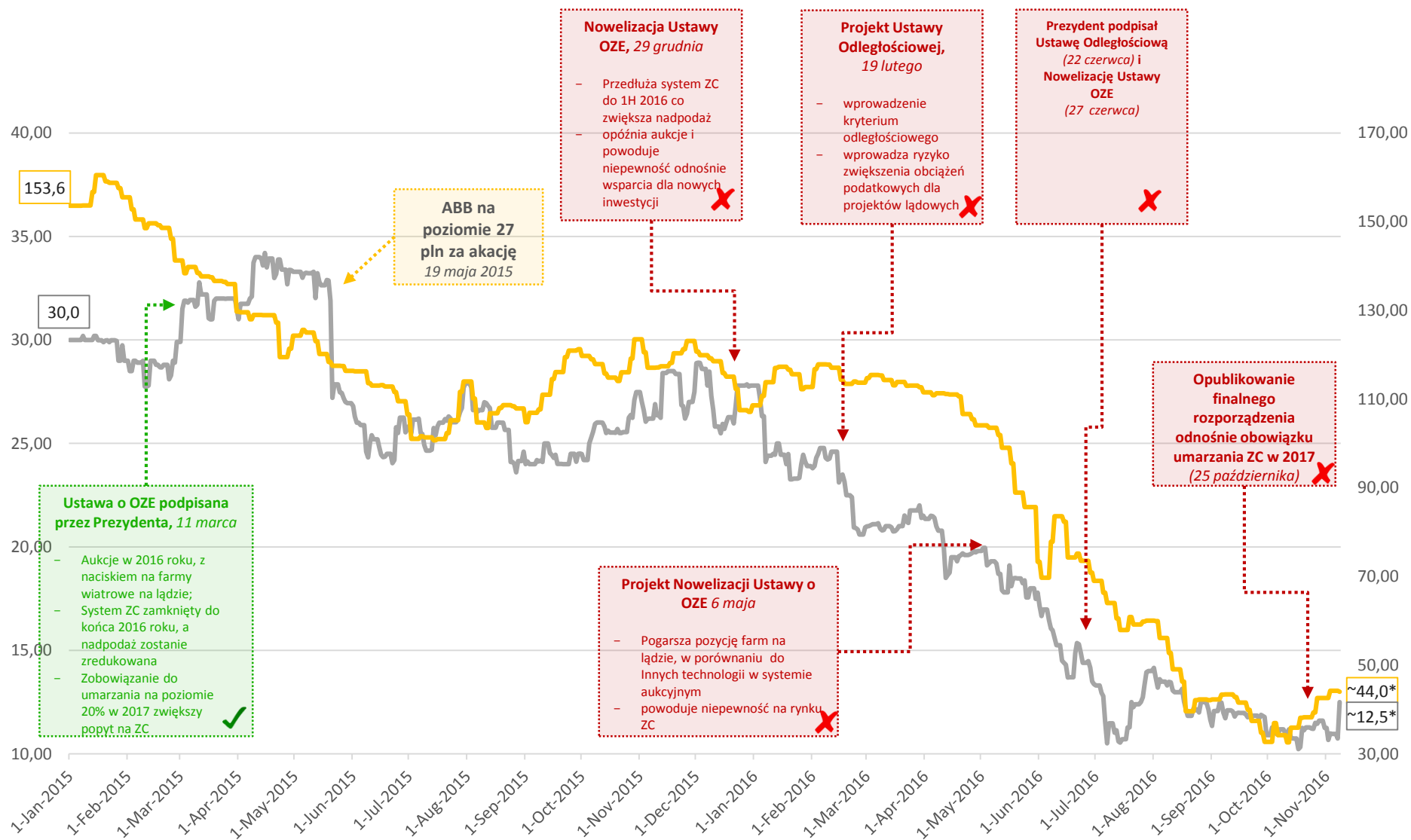
Głównie wycena kontraktów w segmencie Obrotu.

- Skorygowana EBITDA za ostatnie 12M (od 1/10/2015 r. do 30/09/2016 r.) wyniosła 214,7 mPLN, a zadłużenie netto grupy na 30 września 2016 roku wyniosło 786,6 mPLN.
- Wskaźnik Dług netto / EBITDA wynosi 3,66x.

03

Sytuacja Rynkowa i Otoczenie Regulacyjne

Rozwój niepewności regulacyjnej i jej wpływ na cenę akcji



* - cena ZC i akcji Polenergii na dzień 8 listopada 2016

Źródło: TGE, WSE

— |Cena akcji [PLN]

— |Zielone certyfikaty [PLN/MWh]

Kluczowe cele strategiczne do kontynuacji w Q4 2016

1 Kontynuacja oszczędności (aktualny plan: 7-9m PLN redukcji w 2017)

2 Kontynuacja obrony wartości operacyjnych farm wiatrowych na lądzie

- Przygotowanie do „przejścia” na system aukcyjny
- Ryzyko podatku od nieruchomości
- Kontynuacja dyskusji z Bankami

3 Wzrost wartości farm wiatrowych z pozwoleniem na budowę / przygotowanie do aukcji

- Farmy wiatrowe jako niezależne instalacje
- Potencjał/ przygotowanie do aukcji hybrydowych

4 Rynek mocy

- ENS: Istotna część polskiego systemu elektroenergetycznego po podpisaniu umowy z PSE o świadczenie usługi odbudowy Krajowego Systemu Elektroenergetycznego.
- Nowe instalacje: EP

5 Wzrost wartości projektu farm wiatrowych na morzu

- Fundacja na rzecz Energetyki Zrównoważonej (FNEZ) wniosła o uwzględnienie morskich farm wiatrowych w Planie Morawieckiego jako część projektu strategicznego „Zintegrowany rozwój energetyki morskiej i przemysłu”.
- Wszyscy potencjalni gracze w ramach sektora mają utworzyć koalicję (np. inwestorzy, offtakerzy, stocznie, firmy budowlane, producenci kabli, huty itp.)
- Według raportu McKinsey, morskie farmy wiatrowe mogą być bardzo korzystne dla polskiej gospodarki (dodatkowe 60 mld PLN PKB i 77 tys. miejsc pracy).

Otoczenie regulacyjne: Ustawa „Odległościowa” i nowelizacja Ustawy o OZE

Nowelizacja Ustawy o OZE (Podpisana przez Prezydenta 27 czerwca, weszła w życie 1 lipca)

❑ Nowy kształt aukcji koszykowych

- Wszystkie projekty (biomasa, onshore, offshore) mieszczą się w podziale. Potencjał dla kombinacji hybrydowych.
- Ceny referencyjne (zgodnie z projektem rozporządzenia) stwarzają możliwości dla Polenergii we wszystkich ww. technologiach – więcej na kolejnym slajdzie.

❑ Nowy kształt systemu zielonych certyfikatów

- Ustawa wydziela koszyk „niebieskich” certyfikatów dla biogazu z obowiązkiem umarzania na poziomie 0.3% w 2016 roku. W konsekwencji obowiązek umarzania ZC został ustalony na poziomie 14,7%.
- 25 października Ministerstwo Energii ogłosiło zwiększenie obowiązku umarzania ZC z 14,7% do 15,4% w 2017 roku, co zwiększa roczny popyt na ZC o ok. 1TWh.

❑ Modyfikacja postanowień dot. Offshore

- Projekt wydłuża czas na wyprodukowanie energii z FW morskiej do 120 miesięcy od zawarcia umowy przyłączeniowej. To wraz z definicją koszyków wskazuje na istotne znaczenie FW na morzu w strategii energetycznej Rządu - Znaczny potencjał wzrostu dla Polenergii

❑ Wprowadzenie definicji biomasy lokalnej

- Wprowadzony zostanie nowy rodzaj biomasy – biomasa lokalna, tj. biomasa rolna wytworzona w promieniu 300 km od instalacji.
- Aby otrzymać zielony certyfikat lub wsparcie w ramach aukcji trzeba będzie utrzymać odpowiedni udział biomasy lokalnej. Wielkość tego udziału określi rozporządzenie.
- W przypadku odpowiednio wysokiego poziomu obowiązku zakupu biomasy lokalnej (będzie określony w rozporządzeniach), rząd może zwiększyć popyt na biomasę rolną – pozytywnie dla Polenergii, ze względu na możliwy wzrost produkcji pelletu.
- Możliwe jest także użycie tego „narzędzia” do zwiększenia kosztu biomasy, co może skutkować niższą podażą ZC ze współspalania.

Ustawa o Inwestycjach w Elektrownie Wiatrowe (Podpisana przez Prezydenta 22 czerwca, weszła w życie 16 lipca)

❑ Podatek od nieruchomości

- Rozszerzenie definicji „budowli” o części techniczne wiatraka (włączając w to turbinę), może stanowić podstawę do nałożenia wymogu obliczania bazy opodatkowania z uwzględnieniem turbiny wiatrowej.
- Pojawiają się sygnały, że intencją Ministerstwa Finansów nie jest ściągnięcie wyższych podatków od nieruchomości.

❑ Minimalna odległość

- Minimalna odległość: 10h.
- Farmy wiatrowe, które będą miały wszczęte postępowanie o wydanie pozwolenia na budowę na datę wejścia w życie ustawy będą miały przyznane pozwolenie na okres 3 lat na starych zasadach tj. bez uwzględniania wymogu minimalnej odległości. W tym okresie farmy muszą uzyskać pozwolenie na użytkowanie.
- Polenergia uzyskała pozwolenia na budowę dla 267 MW farm gotowych do aukcji, na farmy te nie wpływa Ustawa Odległościowa. Wszystkie projekty, na które wpływ ma ustawa odległościowa zostały spisane w 2 kwartale.

Kwestie regulacyjne: ogłoszenie projektu rozporządzenia dot. cen referencyjnych

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

Morskie farmy wiatrowe: znaczący potencjał wzrostu podtrzymany

- **Projekty dwóch morskich farm wiatrowych o łącznej mocy 1,2 GW**, których uruchomienie planowane jest kolejno na 2022 i 2026 rok; Rozpoczęcie budowy oczekiwane jest w 2019 roku.
- **W lipcu 2016 Polenergia uzyskała pierwszą w Polsce decyzję środowiskową dla farmy wiatrowej Bałtyk Środkowy III o planowanej mocy 600 MW**; Decyzja dla kolejnych 600 MW spodziewana jest jeszcze w tym roku.

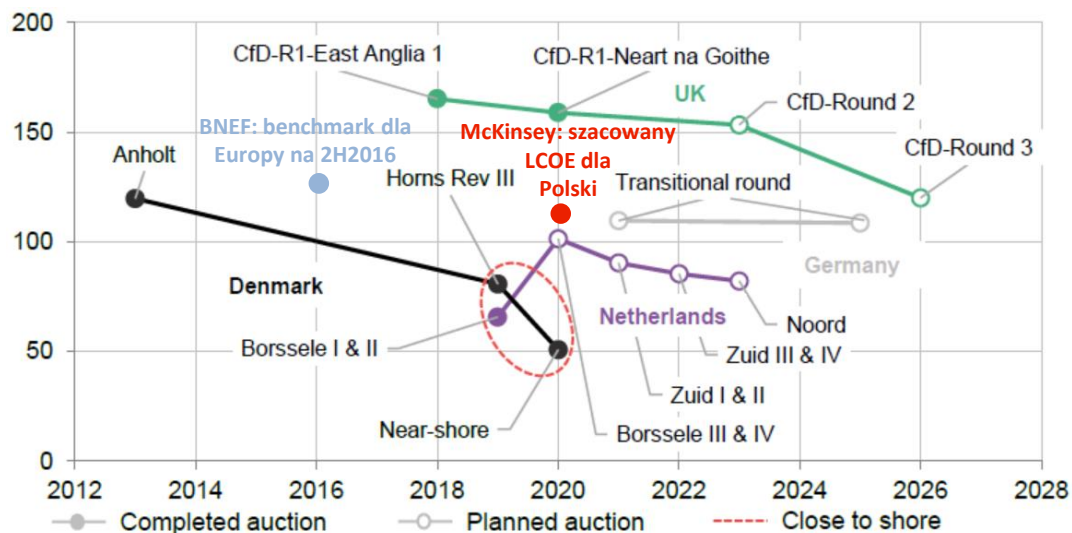
Pozytywny wpływ na polską gospodarkę

- Potencjał inwestycyjny będzie wnosił wiele korzyści dla lokalnej społeczności oraz polskiej gospodarki. Polskie przedsiębiorstwa bezpośrednio lub pośrednio będą mogły ubiegać się o kontrakty wartę około 6 mld zł (tj. 60% planowanej inwestycji).
- 60 mld PLN dodatkowego PKB i do 77 tys. nowych miejsc pracy w całej polskiej gospodarce – z łatwością rekompensuje (lub stanowi alternatywę) dla potencjalnego efektu restrukturyzacji polskich kopalni – alternatywa dla polskiego Rządu.
- MS TFI (należący do grupy PGZ) posiada 38% udziałów w Bilfinger Mars Offshore ze Szczecina (producent fundamentów dla FW na morzu). Wiceprezes MS TFI niedawno stwierdził że „wkrótce na Bałtyku powstanie pierwsza polska farma wiatrowa”. Projekt Bałtyk Środkowy III realizowany przez Polenergię jest najbardziej zaawansowanym projektem FW na morzu w Polsce.
- Podczas ceremonii otwarcia linii produkcji wież dla morskich farm wiatrowych w Stoczni Gdańskiej, Minister Gospodarki Morskiej Paweł Brzezicki wspomniał o Planach Polenergii dotyczących budowy pierwszej morskiej farmy wiatrowej w Polsce i dodał, że Stocznia Gdańska odegra „wielką rolę w tym projekcie”.

Morskie farmy wiatrowe z ceną ok. 100 EUR/MWh w 2020 roku będą konkurować z innymi OZE

Porównanie kosztów technologii

Szacowany LCOE według roku oddania do użytku, 2012-28 (2016 \$/MWh)



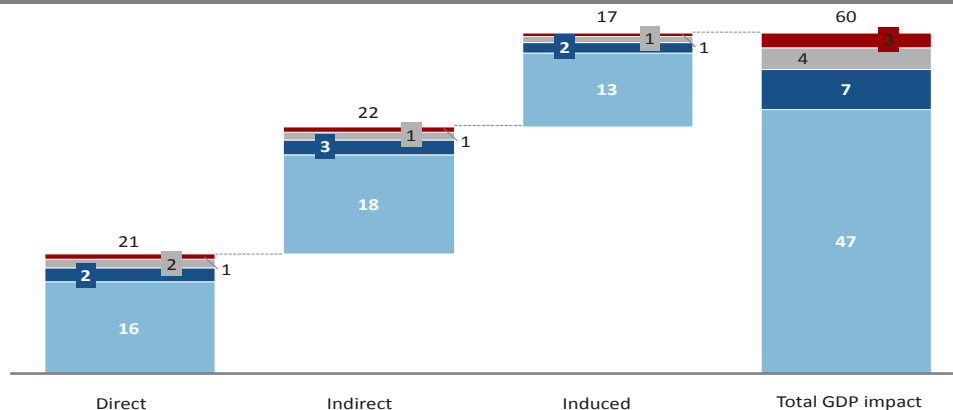
Udowodniony spadek kosztów offshore

- Konkurencyjne aukcje przyczyniły się do spadku globalnego LCOE dla morskich FW o 22% do ok. **126 USD/MWh w 2H 2016**.
- We wrześniu 2016 dwa projekty offshore na duńskich wodach o łącznej mocy 350 MW zostały przyznane Vattenfall, firmie która zaoferowała rekordową cenę – jedynie **60 EUR (67,33 USD) na MWh**.
- W lipcu kolejna firma, Dong Energy, wygrała kontrakt na budowę 700MW projektu przy duńskim wybrzeżu przy cenie na poziomie **72,70 EUR na MWh**.
- Offshore to nie jedyna technologia, dla której LCOE uległo znacznej poprawie w tym roku:
 - Globalny benchmark LCOE dla wiatru na lądzie wyniósł w 2H 2016 **68 USD/MWh**, 16% mniej niż w pierwszej połowie roku.
 - Wiatr na lądzie może obecnie konkurować kosztowo z technologiami węglowymi i gazowymi w niektórych krajach.

McKinsey szacuje, że w 2020 roku LCOE wyniesie ok 100 EUR/MWh – zgodnie z szacunkami BNEF. Ostateczny LCOE „netto” będzie znacznie niższy, jeśli weźmiemy pod uwagę pozytywny wpływ wzrostu PKB.

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

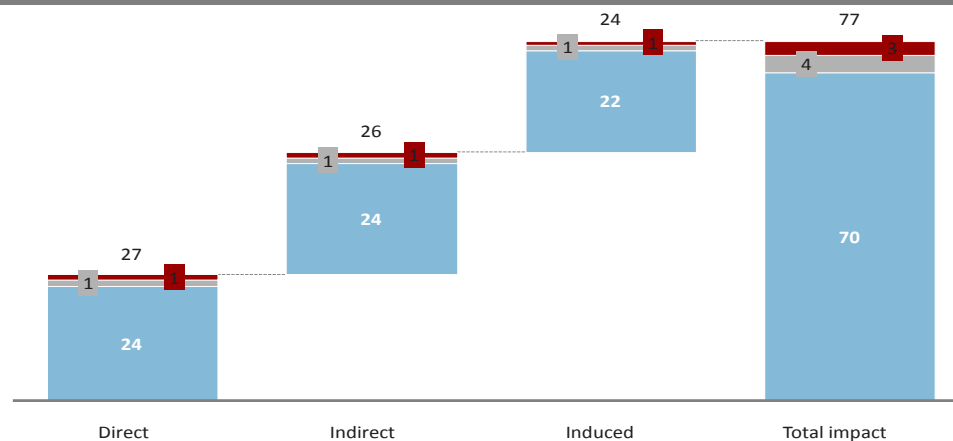
Potencjalny przychód
z podatków

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.

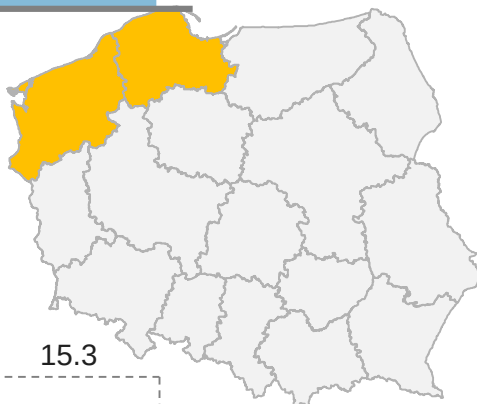
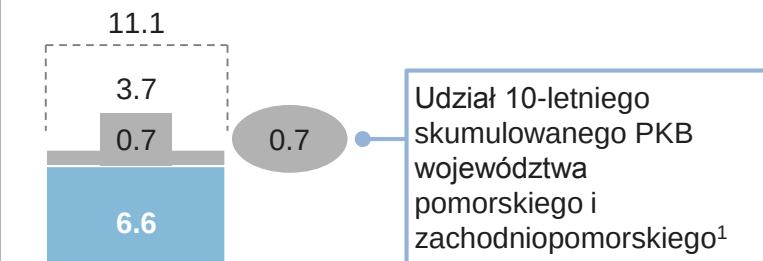
Regiony pomorskie nie są jedynymi beneficjentami morskiej energetyki wiatrowej w Polsce

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

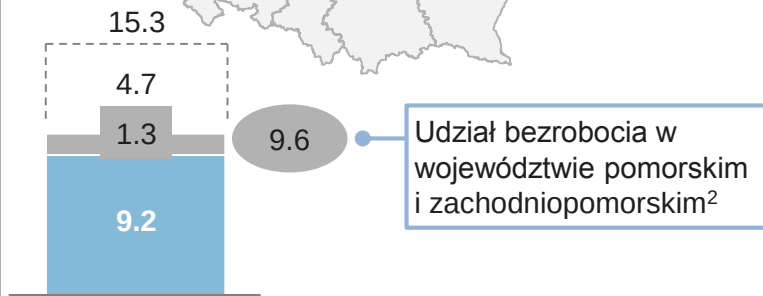
Spółki w Polsce już zaangażowane w rozwój morskiej energetyki wiatrowej

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



Regiony węglowe w Polsce również skorzystają z rozwoju energetyki wiatrowej

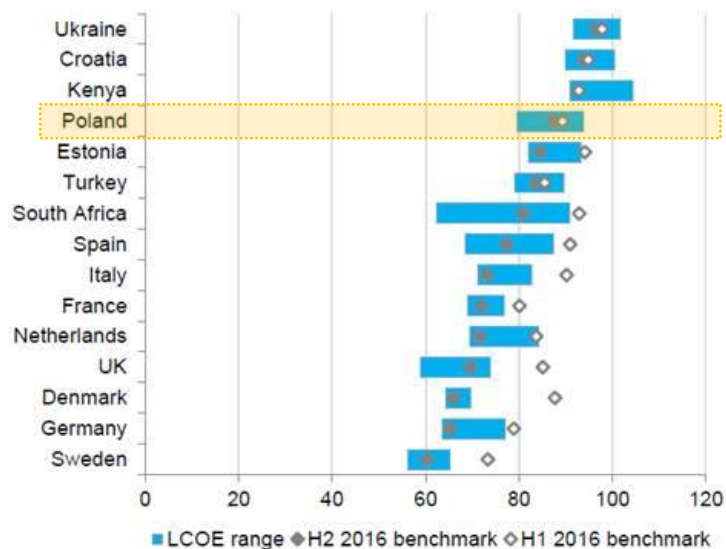
1 Na podstawie najnowszych dostępnych danych o PKB Województw GUS (2012)

2 Na podstawie danych GUS Q1 2016

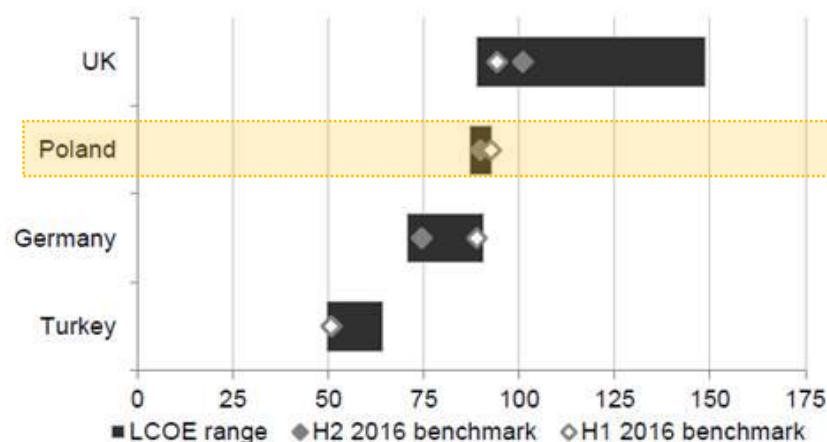
3 Udział pośredni i indukowany oszacowano na podstawie udziału w PKB Polski w 2012 roku w województwie pomorskim (5,7%) i zachodniopomorskim (3,7%)

LCOE dla wiatru na lądzie oraz węgla: Polska vs. Europa

LCOE dla wiatru na lądzie:



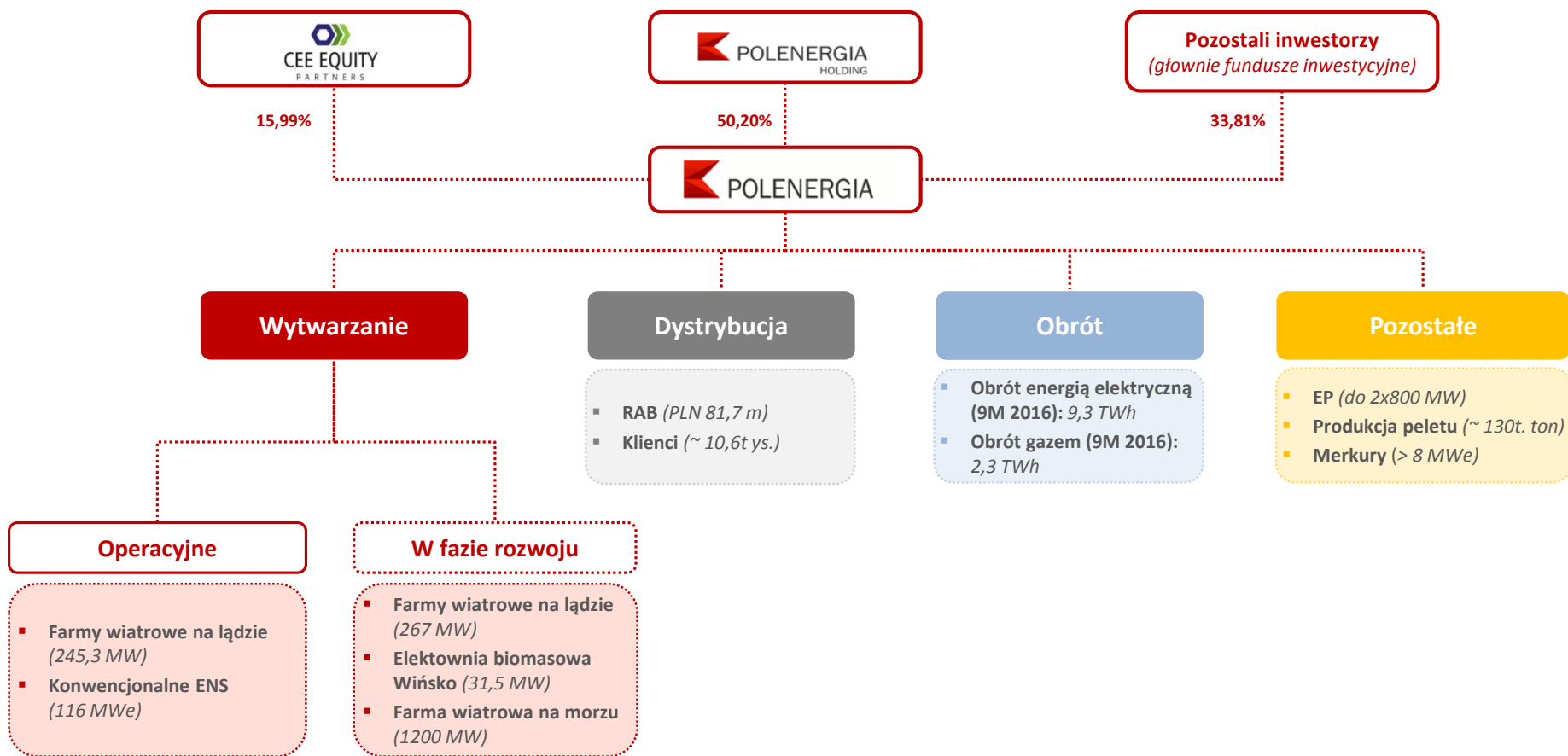
LCOE dla węgla:



- Już teraz w Polsce energia z wiatru jest tańsza niż energia z węgla, pod względem LCOE (87 USD/MWh vs 90 USD/MWh)
- LCOE wiatru na lądzie wciąż spada: benchmarki dla krajów EMEA spadły o 12% do **60-96 USD/MWh** w porównaniu do 1H 2016. LCOE dla wiatru na lądzie w Polsce jest w 2H 2016 szacowane na **87 USD/MWh**.
- Nowa średnia produktywność dla wiatru na lądzie w regionie EMEA wynosi 31.8%, co stanowi wzrost o 4.4% w stosunku do H1 2016.
- Na głównych rynkach EMEA powstaje bardzo niewiele mocy zasilanych węglem – wyjątkiem jest Turcja z LCOE na poziomie 51 USD/MWh, oraz **Polska z LCOE równym 90 USD/MWh**.

4A

Podsumowanie Projektów Biznesowych



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	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**



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

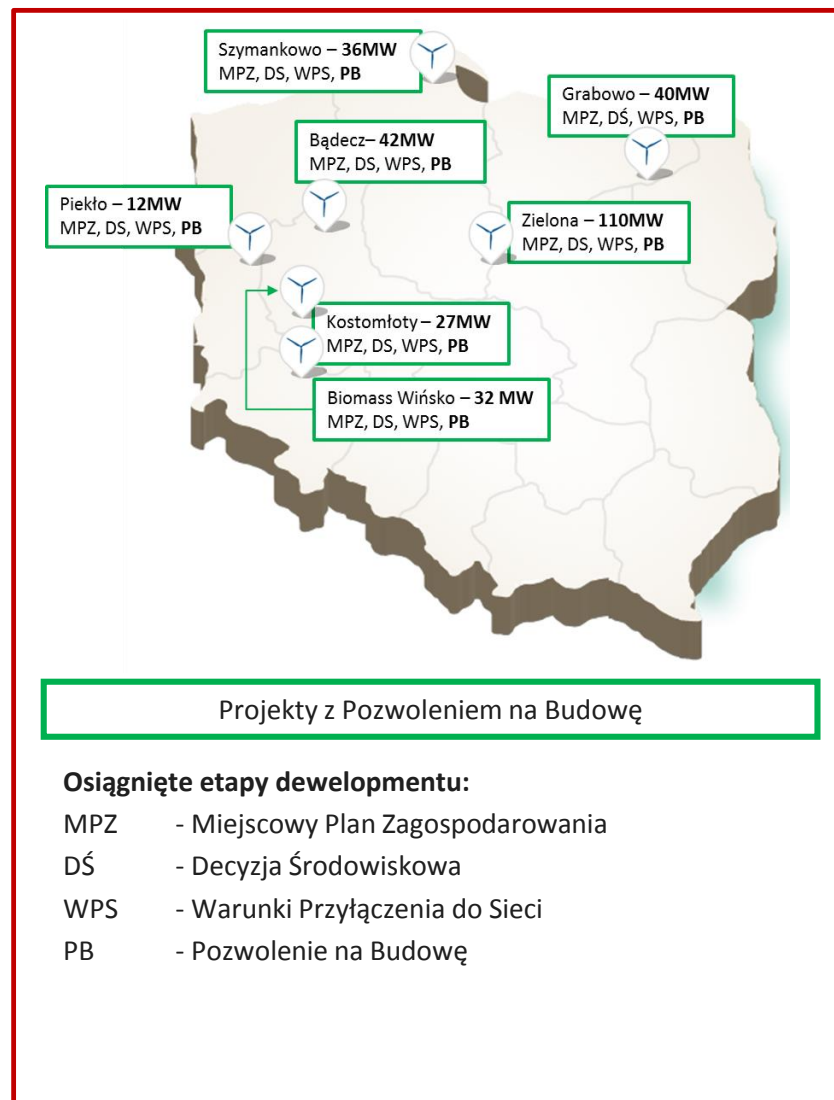
Wytwarzanie (w fazie rozwoju): Lądowe farmy wiatrowe/ Elektrownia biomasowa Wińsko

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	Możliwe uruchomienie
8	Piekło	12	Uzyskane	2017
9	Grabowo	40	Uzyskane	2017
10	Zielona	110	Uzyskane	2018
11	Kostomłoty	27	Uzyskane	2018
12	Bądecz	42	Uzyskane	2018
13	Szymankowo	36	Uzyskane	2019

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

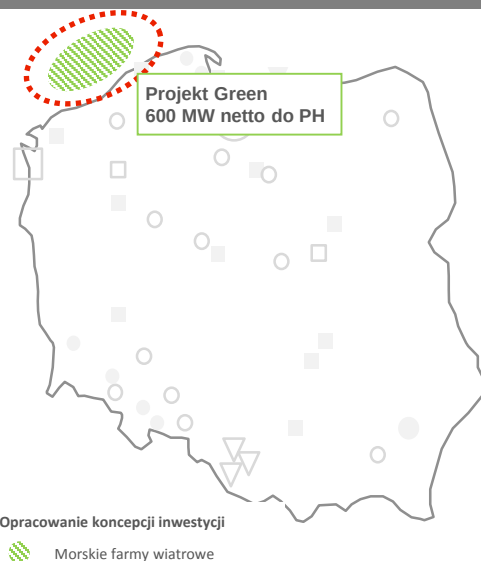
Turbina	Kondensacja/Alstom
Kocioł	Wibrująca krata/ DP Cleantech
Zainstalowana moc	31 MWe
Uruchomienie	2020
Klient	Dostawa do sieci
Produktywność (load factor)	92%
Sprawność	Elektryczna 33%
Okres działania	30 lat

Wytwarzanie (w fazie rozwoju): Farmy wiatrowe na morzu

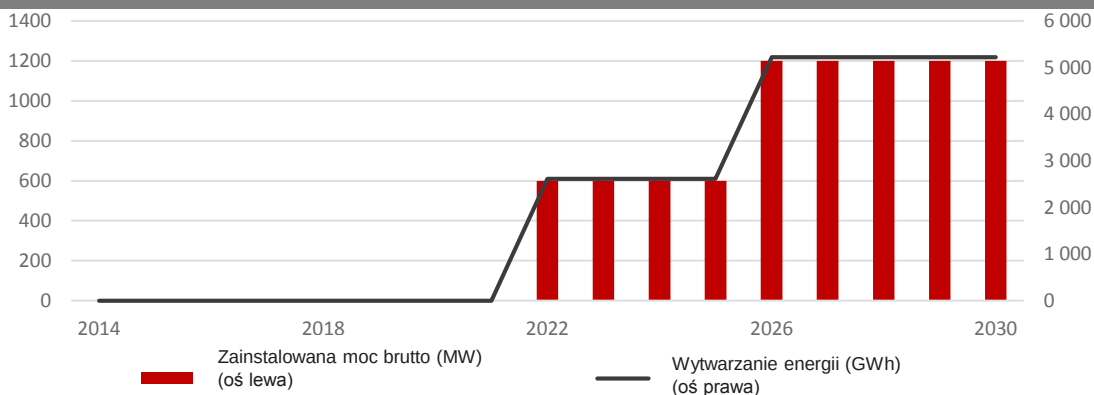
Opis

- 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	4Q 2016
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. 31

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).

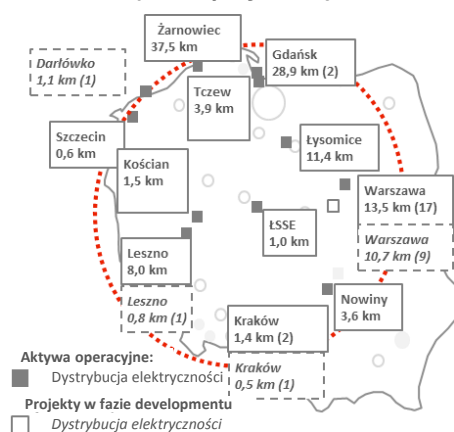
Unikalny pakiet korzyści dla klientów: Natychmiastowe rozliczenia lub redukcja kosztów infrastruktury elektrycznej, Konkurencyjne stawki taryfy za dystrybucję i przyłączenie do sieci, Wszystkie koszty związane z konserwacją infrastruktury pokrywane przez Polenergia Dystrybucja, Rozliczenie elektryczności 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	9M 2015	9M 2016
Wolumen dystrybucji	GWh	209,8	214,3
Wolumen sprzedaży EE	GWh	223,8	114,7
Nakłady inwestycyjne	m PLN	4,6	6,3
RAB (na koniec roku)	m PLN	77,7	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 9M 2016 spółka zwiększyła wolumen sprzedanego gazu ziemnego do poziomu 2,3 TWh.

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 - Dostęp do rynku, transfer wiedzy i informacji o rynku, optymalizacja procesów handlowych, portfolio management.

Handel prawami majątkowymi (obróć na giełdzie i rynku OTC)

Wyniki operacyjne		2015	9M 2015	9M 2016
Sprzedana energia	TWh	12	8,7	9,3
Sprzedany gaz ziemny	GWh	290	188	2300

Udział Polenegii 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)	28 tys.	50 tys.	54 tys.

* Produkcja w 2015, 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

- 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