



ENERGIA ODNAWIALNA



ENERGIA KONWENCJONALNA



DYSTRYBUCJA



OBRÓT

GK POLENERGIA

Wyniki za 1HY 2015 i Strategia Grupy

Sierpień 2015

AGENDA

1

Wyniki finansowe i kluczowe elementy Strategii Grupy

2

Załączniki

A

Szczegółowe wyniki finansowe

B

Strategia Grupy - uzupełnienie

C

Ramy Regulacyjne (Polityka UE, Ustawa o OZE)

D

Wycena porównawcza – opis spółek porównawczych

01

Wyniki finansowe i kluczowe elementy Strategii Grupy

Podsumowanie 1HY 2015

- **Wzrost wyników w 1HY 2015 rdr**
 - Skorygowana EBITDA: wzrost z 81,0 do 110,3 mln PLN (tj. o 29,3 mln PLN co stanowi 36%)
 - Skorygowany zysk netto: wzrost z 27,3 do 43,1 mln PLN (tj. o 15,8 mln PLN co stanowi 58%);
- **271 MW mocy zainstalowanej na koniec 2014:** 146,7 MW farm wiatrowych, 124 MW ENS i Kogeneracja;
- **Znaczące postępy w dewelopmencie:**
 - Trwa budowa 99 MW farm wiatrowych które będą uruchomione w 2015 r:
 - z których Skurpie 38 MW jest aktualnie w fazie testowej;
 - szacowana docelowa produkcja tych farm wyniesie około 280 GWh rocznie;
 - Do końca 2015 r. moc zainstalowana farm wiatrowych będzie na poziomie ok. 250 MW czyniąc z Polenergii jednego z wiodących producentów energii elektrycznej z OZE w Polsce;
- **Przygotowanie 336 MW do udziału w pierwszej aukcji w 2016 r:** szacujemy, że z tej puli projekty o łącznej mocy ok. 210MW wygrają pierwszą aukcję;
- **Ustawa OZE zatwierdzona 20 II 2015:** dająca możliwość istniejącym bądź uruchomionym do końca 2015 projektom pozostania zarówno w ulepszonym systemie certyfikatów albo przejścia w drodze aukcji do systemu cen stałych gwarantujących stabilność przychodów przez 15 lat;
- **Realizacja prognozy na 2015 r:** Spółka podtrzymuje realizację prognoz na 2015 rok (po 1HY: 54% wykonania na poziomie EBITDA i 60% wykonania na poziomie zysku netto);

Wyniki 1HY 2015 oraz wykonanie prognozy na 2015

Dane w mln PLN	1HY 2014 Wykonanie	1HY 2015 Wykonanie	1HY 14 / 1HY 15 różnica	1HY 14 / 1HY 15 różnica %	2015 Prognoza	% wykonania
Skorygowana EBITDA	81,0	110,3	29,3	36%	204.0	54%
Skorygowany Zysk Netto	27,3	43,1	15,8	58%	72.4	60%

Zarząd podtrzymuje realizację ogłoszonych w raporcie bieżącym z dnia 11 marca 2015 roku prognoz na 2015 rok.

Wyniki łączne za 1 połowę 2015 roku – P&L

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

Wyniki Grupy Polenergia (dla danych porównywalnych przyjęto, iż datą przejęcia był początek rocznego okresu sprawozdawczego) [mln PLN]	Za okres zakończony 30.06.2015 r.	Za okres zakończony 30.06.2014 r.	Różnica r/r	Różnica r/r [%]
Przychody ze sprzedaży	1 355,3	1 444,6	(89)	
w tym Segment obrotu	1 005,9	1 119,3	(113)	
Koszt własny sprzedaży	(1 273,8)	(1 387)	113	
w tym Segment obrotu	(998)	(1 117)	119	
Zysk brutto ze sprzedaży	81,5	58,0	23,5	41%
Skorygowana EBITDA	110,3	81,0	29,3	36%
Skorygowany Zysk Netto	43,1	27,3	15,8	58%
Skorygowana EBITDA (bez segmentu obrotu)	106,8	81,5	25,3	31%
Skorygowana marża EBITDA (bez obrotu)	30,6%	25,1%	5,5%	

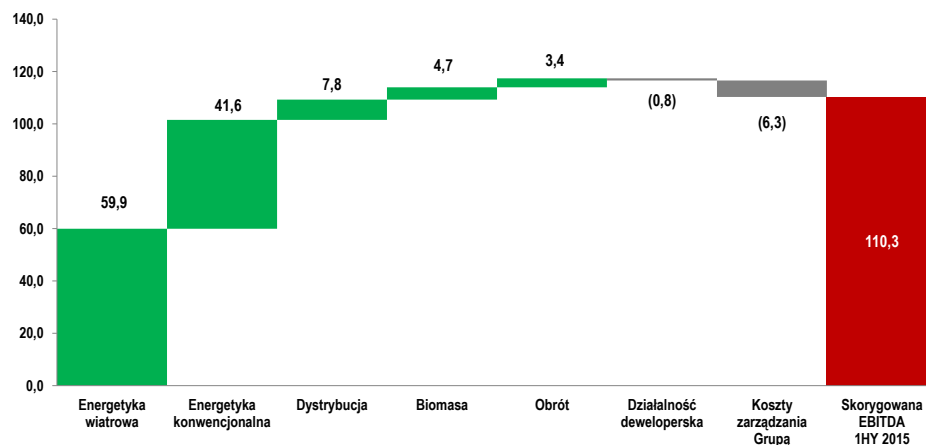
Wzrost przychodów ze sprzedaży (z wyłączeniem segmentu Obrotu), był związany przede wszystkim z rozwojem segmentu wiatru (uruchomienie FW Gawłowice i Rajgród w 2 połowie 2014 roku).

Szczegółowa analiza wyników na poziomie EBITDA według segmentów została zaprezentowana w dalszej części prezentacji

- Połączone wyniki na poziomie skorygowanych (znormalizowanych) EBITDA oraz zysku netto prezentują istotny wzrost r/r, odpowiednio EBITDA o 29,3 mln PLN (36%) oraz zysku netto o 15,8 mln PLN (58%);
- Poprawiająca się rentowność: jest to widoczne we wzroście marży EBITDA do ok. 31% (z wyłączeniem tradingu).

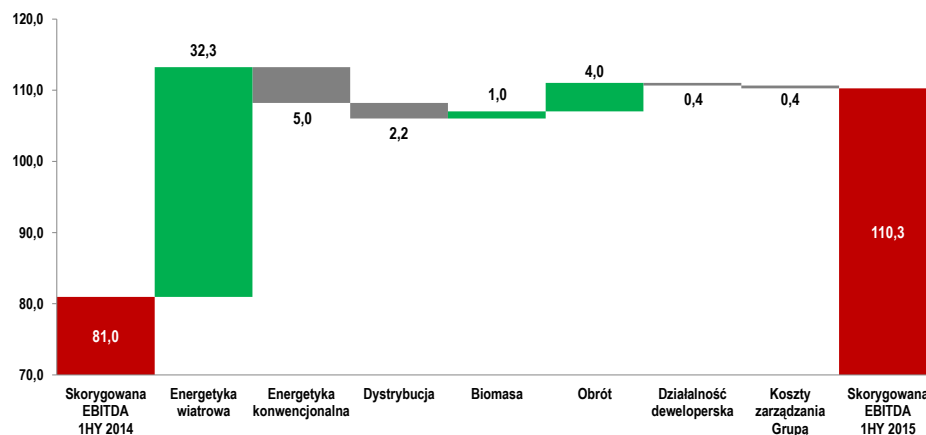
Wyniki łączne za 1 połowę 2015 roku – Analiza EBITDA

EBITDA Build-up 1HY 2015



- Poszczególne segmenty po przeprowadzonym w roku 2013 przeglądzie aktywów i optymalizacji kosztowej generują stabilne wyniki i charakteryzują się wysoką rentownością - marża EBITDA z wyłączeniem obrotu 30,6% w 1HY 2015 (25,1% w 1HY 2014).
- Energetyka konwencjonalna oraz dystrybucja gwarantują stabilny poziom EBITDA i CFO.
- Po przeprowadzonej restrukturyzacji operacyjnej segment biomasy generuje stabilne przepływy pieniężne.
- Rośnie rola segmentu obrotu w Grupie.
- Obecnie w budowie znajdują się projekty wiatrowe o łącznej mocy 98,6 MWe (FW Skurpie-trwa faza testów, FW Mycielin, rozbudowa FW Gawłowice, których uruchomienie planowane jest do końca 2015 roku). Oczekiwana docelowa produkcja nowych farm wynosi około 280 GWh rocznie.

EBITDA Bridge 1HY 2015/ 1HY 2014



- Skokowy wzrost wyniku segmentu **energetyki wiatrowej** (o 32,3 mln PLN), związany z uruchomieniem nowych farm (Gawłowice, Rajgród) w drugiej połowie 2014 roku oraz lepszych warunków wietrznych.
- Całkowita produkcja energii z segmentu wiatrowego wyniosła w 1HY 2015 210GWh w porównaniu do 86 GWh w 1 HY 2014.
- Poprawa wyników **segmentu obrotu** (wzrost EBITDA o 4 mln PLN r/r) w wyniku optymalizacji obrotu energią w ramach GK i koncentracji na najbardziej rentownych segmentach rynku energii i gazu.
- Wynik segmentu **dystrybucji** był powyżej oczekiwań. Spadek r/r wynika z rozpoznania w 1HY 2014 pozytywnych zdarzeń o charakterze jednorazowym.
- Zgodny z oczekiwaniami wynik segmentu **energetyki konwencjonalnej** jest pochodną niższych przychodów z tyt. rekompensaty gazowej i rekompensaty kosztów osieroconych za rozwiązanie KDT dla ENS (niższe ceny gazu i wyższa strata na produkcji energii elektrycznej) częściowo skompensowanych przychodami z tytułu żółtych certyfikatów (brak w I-IV 2014).

Analiza rachunku przepływów pieniężnych

Rachunek przepływów pieniężnych 30.06.2015 r.

A.Przepływy środków pieniężnych z działalności operacyjnej	
I.Zysk brutto	49
II.Korekty razem	2
III.Przepływy pieniężne netto z działalności operacyjnej (I+/-II)	51
B.Przepływy środków pieniężnych z działalności inwestycyjnej	
I. Wpływy	1
II.Wydatki	(257)
III.Przepływy pieniężne netto z działalności inwestycyjnej (I-II)	(256)
C.Przepływy środków pieniężnych z działalności finansowej	
I.Wpływy	170
II.Wydatki	(65)
III.Przepływy pieniężne netto z działalności finansowej(I-II)	105
D.Przepływy pieniężne netto, razem (A.III+/-B.III+/-C.III)	(101)
E.Bilansowa zmiana stanu środków pieniężnych	(101)
F.Środki pieniężne na początek okresu	417
G.Środki pieniężne na koniec okresu	316
Dług	911
Dług netto	595

42 mPLN stanowi koszt amortyzacji. Pozostała część korekt to eliminacja odsetek zaprezentowanych w części fin. i eliminacja wyceny kredytów (non-cash) (19 mPLN), zmiany na kapitale obrotowym (-53 mPLN) oraz podatek dochodowy (-8 mPLN).

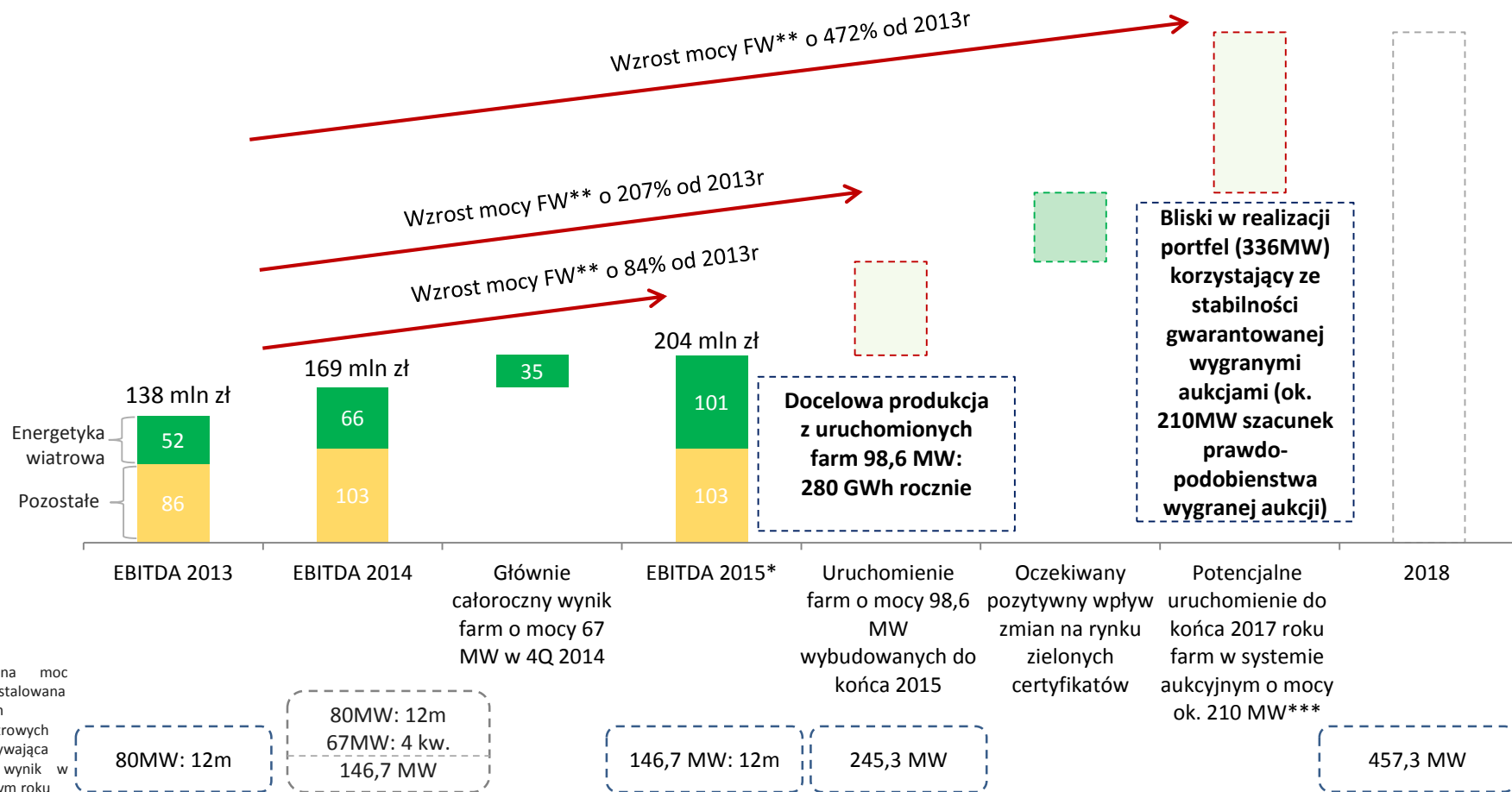
Budowa farm wiatrowych Skurpie, Gawłowice i Mycielin oraz dalszy development projektów.

Kredyty inwestycyjne długoterminowe na budowę farm wiatrowych Skurpie, Gawłowice i Rajgród

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

- Skorygowana EBITDA za ostatnie 12 miesięcy (od 1 lipca 2014 do 30 czerwca 2015) wyniosła 199,6 milionów PLN, co przy poziomie zadłużenia netto grupy na 30 czerwca 2015 wynoszącego 595 milionów PLN implikuje wskaźnik Zadłużenie netto/EBITDA na poziomie 3,0x.
- Pomimo wzrostu tego wskaźnika w średnim terminie, długoterminowym celem Zarządu (od momentu pełnego odzwierciedlenia w EBITDA obecnie realizowanych projektów inwestycyjnych) jest utrzymanie wskaźnika Zadłużenie netto/EBITDA poniżej poziomu 3,0x.
- Relacja długu netto do kapitałów własnych była równa 0,43x, natomiast relacja kapitałów własnych do aktywów wynosiła 0,48x.

Istotny wzrost EBITDA/Cash Flow w kolejnych latach



* Oficjalna prognoza Spółki skorygowanej EBITDA na 2015 rok; skorygowany zysk netto = 72,4 mln zł

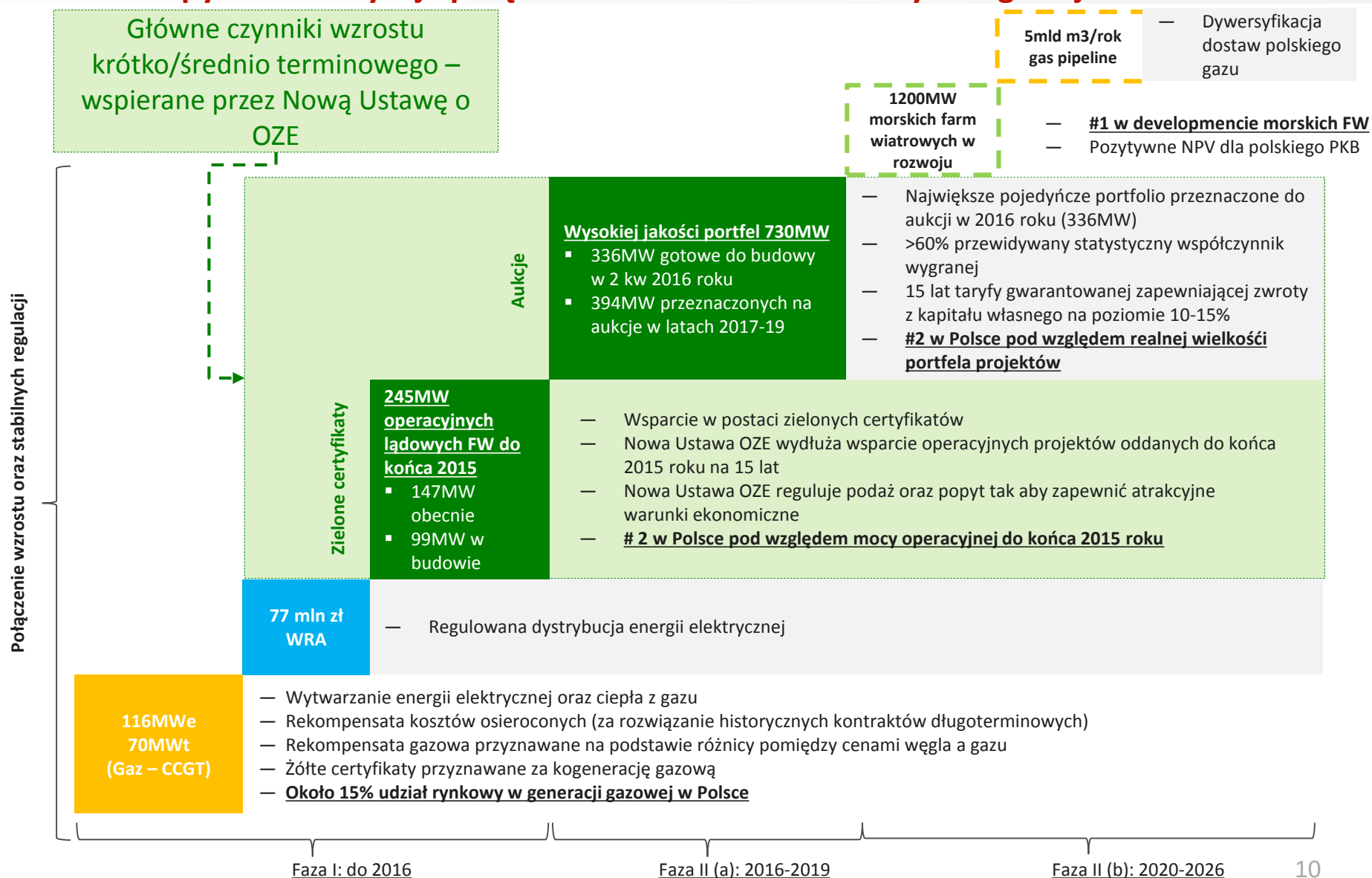
** Wzrost łącznej mocy zainstalowanej w farmach wiatrowych Spółki mającej wpływ na wynik w danym roku w stosunku do łącznej mocy zainstalowanej w farmach wiatrowych mającej wpływ na całoroczny wynik w 2014 roku, tj. w stosunku do 80MW, gdyż kolejne 67 MW zostało uruchomione w 4 kw. 2014

*** Zgodnie z założonym prawdopodobieństwem wygrania aukcji. Możliwa jest również sprzedaż do 100% wybranych projektów lądowych farm wiatrowych realizowanych po 2015 r. w systemie aukcyjnym, przed lub po wygranej aukcji, w celu zwiększenia potencjalnych dywidend

Opinia analityków rynkowych podkreśla potencjał na wzrost wartości:

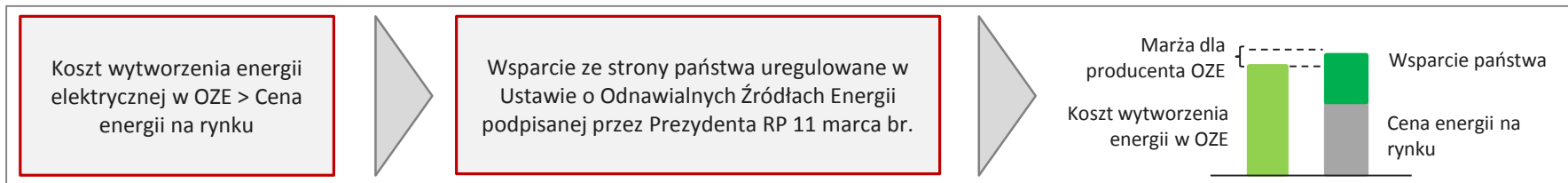
- **Societe Generale:** 12m Target Price 42.4 za akcje (maj 2015),
- **BZ WBK:** 12m Target Price 41.3 za akcje (kwiecień 2015),
- **PKO BP:** 12m Target Price 36.9 za akcję (lipiec 2015).

Profil Grupy charakteryzuje połączenie wzrostu oraz stabilnych regulacji



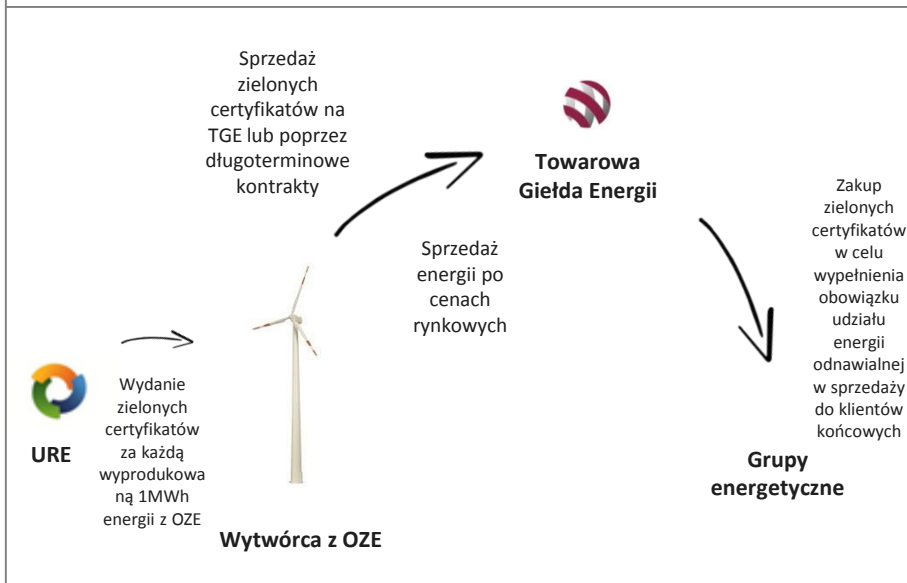
Nowy kształt ustawy o OZE zapewnia osiągnięcie atrakcyjnych warunków ekonomicznych

Mechanika wsparcia OZE ze strony Państwa



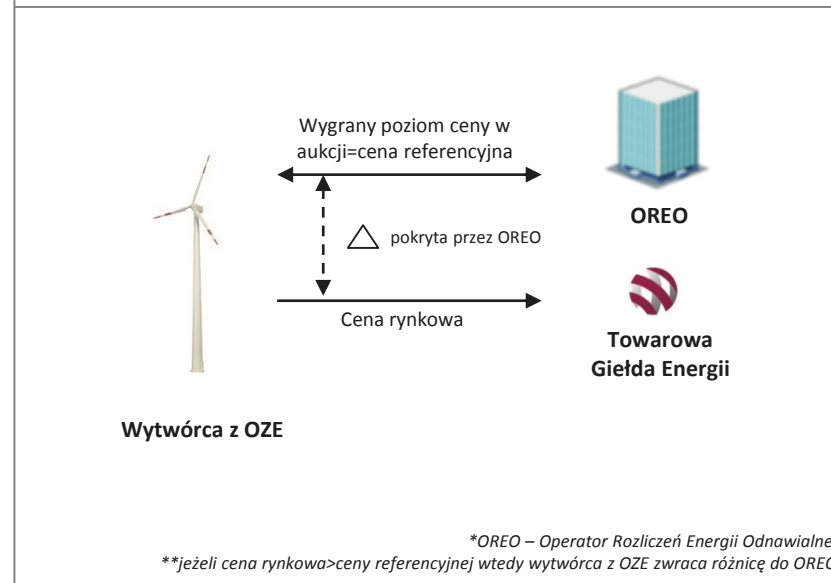
System zielonych certyfikatów

System zielonych certyfikatów dostępny dla wszystkich projektów oddanych do końca 2015 – wsparcie na 15 lat od daty rozpoczęcia wytwarzania energii w systemie



System aukcji

System aukcji zapewniający stałe indeksowanie inflacją ceny kontraktów wygranej aukcji na 15 lat



Efekt nowych regulacji OZE w 2016

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

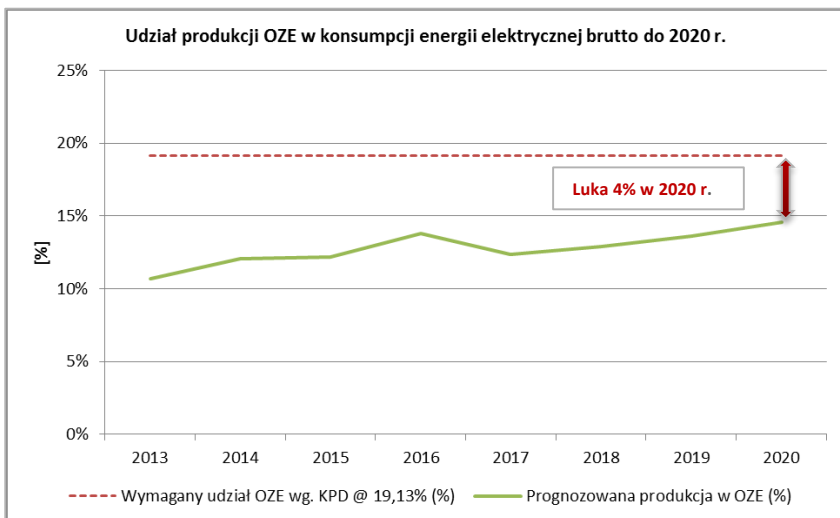
Komentarz

W opinii Zarządu prawdopodobny jest scenariusz, w którym wzrost podaży certyfikatów wynikający ze wzrostu produkcji energii z farm wiatrowych będzie zredukowany przez mechanizmy obniżające podaż zawarte w Projekcie Ustawy OZE, w tym m.in.:

- Całkowite wstrzymanie wsparcia w postaci zielonych certyfikatów dla dużych elektrowni wodnych o mocy >5MW (założenie: od 2016);
- Znaczne ograniczenie wsparcia dla instalacji współspalania biomasy z paliwami konwencjonalnymi do 0,5x certyfikatu (założenie: od 2016);
- Ponadto uważamy że w 2016r. nie będzie miała miejsca, lub będzie ograniczona znacznie, produkcja ze współspalania z niededykowanych instalacji jako że poziom cen Zielonych Certyfikatów pokrywa koszty krańcowe na poziomie ok. 240 PLN/MWh;
- Oczekuje się że podaż spadnie o ok. 5 TWh w 2016 w efekcie wprowadzenia nowych regulacji OZE i „nawis” zielonych certyfikatów powinien zacząć się obniżać w 2016r.

Atrakcyjne otoczenie rynkowe dzięki wytycznym UE i nowym regulacjom na rynku OZE

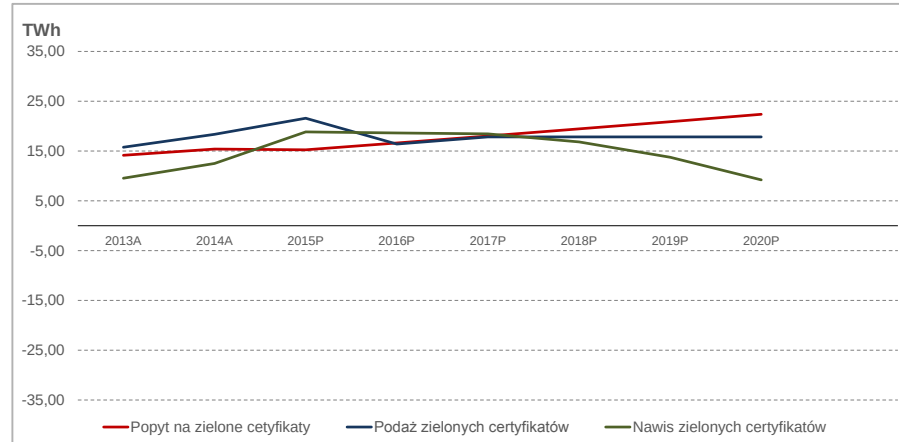
Wymagany wzrost udziału produkcji OZE w konsumpcji energii elektr.



Źródło: Grupa

- Realizacja zakładanych celów redukcji emisji dwutlenku węgla (ograniczenie emisji o 43% do 2030r. w stosunku do 2005 roku) jest możliwa jedynie w oparciu o inwestycje w technologie OZE – szczególnie te o najniższym koszcie LCOE (w tym przede wszystkim elektrownie wiatrowe na lądzie i morzu);
- Konkluzja 1: rozwój technologii OZE o najniższej relacji LCOE do efektu redukcji CO₂ jest niezbędny w celu spełnienia przez Polskę celów redukcji emisji CO₂ do 2030 r. Brak realizacji tego celu będzie skutkował istotnym wzrostem cen energii obciążonych wysokimi kosztami uprawnień do emisji.
- Konkluzja 2: brak spełnienia celu udziału produkcji OZE na poziomie 19,13% wyznaczonego w KPD zgodnie z aktualnymi planami rozwoju mocy (luka 4%).

Redukcja nadwyżki zielonych certyfikatów na rynku do 2019 roku



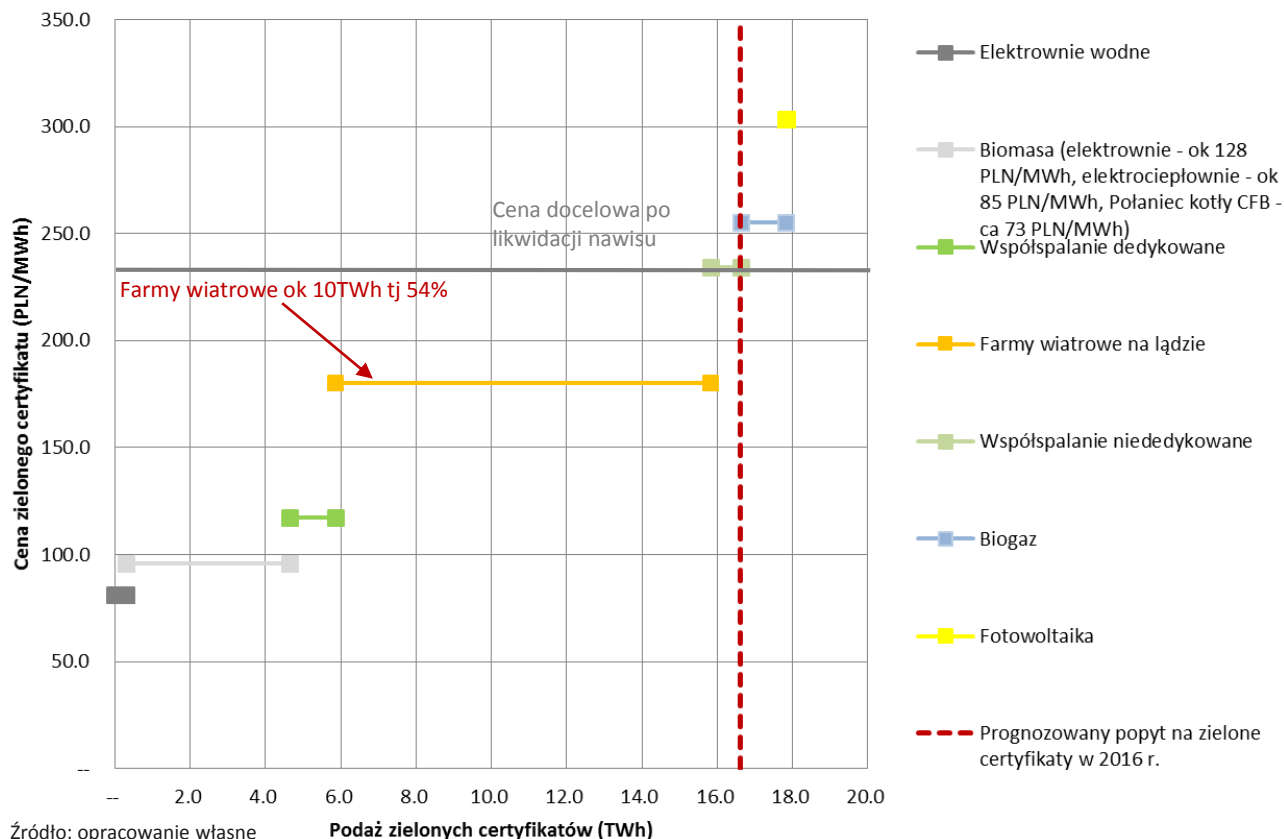
Źródło: Grupa

W opinii Zarządu prawdopodobny jest scenariusz, w którym wzrost podaży certyfikatów wynikający ze wzrostu produkcji energii z farm wiatrowych będzie zredukowany przez mechanizmy obniżające podaż zawarte w Projekcie Ustawy OZE, w tym m.in.:

- Całkowite wstrzymanie wsparcia w postaci zielonych certyfikatów dla dużych elektrowni wodnych o mocy >5MW (założenie: od 2016);
- Znaczne ograniczenie wsparcia dla instalacji współspalania biomasy z paliwami konwencjonalnymi do 0,5x certyfikatu (założenie: od 2016);

To skutkuje odwróceniem nadpodaży certyfikatów po 2016 r. i stopniową redukcją nadwyżki do 2019 r.

Wymagane wsparcie w systemie zielonych certyfikatów w zależności od technologii



- Prognostowany roczny popyt na zielone certyfikaty rośnie do ok. 16,6TWh w 2016 r. i 22,4TWh w 2020 r. Głównie na wskutek wzrostu obowiązku umarzania świadectw zgodnie z aktualnym rozporządzeniem;
- Ze względu na ograniczenia wprowadzone w nowej ustawie o OZE (szczególnie w stosunku do współspalania), technologie o wymaganym wsparciu na poziomie niższym od farm wiatrowych (wodne, biomasa, współspalanie) będą w stanie zaspokoić jedynie ok. 32% popytu na ZC podczas gdy wolumen wytwarzany przez farmy wiatrowe będzie największy i będzie wynosił ok. 10TWh tj. 60% całkowitego zapotrzebowania.

- ✓ Po wejściu w życie zapisów nowej Ustawy o OZE na początku 2016 r., i po zniknięciu nawisu (2019 r.), cena zielonych certyfikatów osiągnie poziom wymagany przez krajowego producenta zaspokajającego zapotrzebowanie:
 - ✓ Aby spełnić cel OZE MG będzie musiało dopełnić udział OZE współspalaniem dedykowanym (0.5x certyfikatu), co będzie oznaczało naturalny bodziec, aby cena pokryła koszty krańcowe na poziomie ok. 240 PLN/MWh;
 - ✓ Oznacza to cenę minimalną ok 240 PLN/MWh po zniknięciu nawisu (tzn. w 2019r);

Wycena porównawcza: dużych/średnie firmy z sektora odnawialnego pokazują znaczny potencjał wzrostu cen akcji

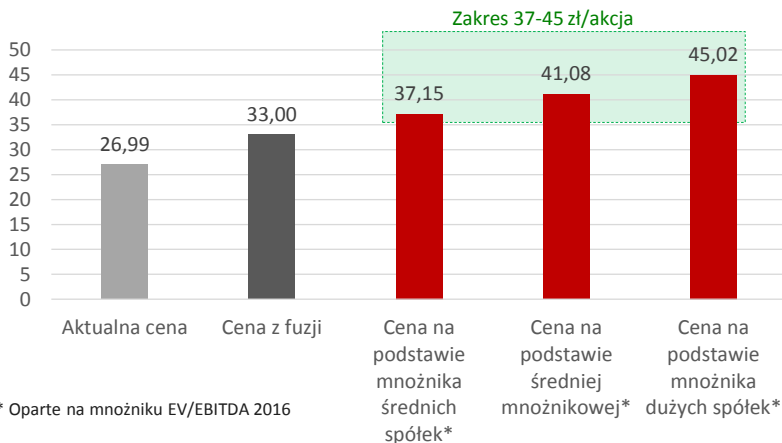
Zostały wybrane dwie grupy spośród najbardziej porównywalnych spółek do porównania z bieżącą ceną akcji oraz ceną z fuzji (33,00 zł)

Ticker	Firma	Kapitalizacja (PLN m)	EV (PLN m)	EV/Przychody			EV/EBITDA			P/E		
				LTM	2015	2016	LTM	2015	2016	LTM	2015	2016
PEP PW Equity	POLENERGIA SA (Aktualna cena akcji)	1 227	1 586	1,0x	0,6x	0,6x	10,2x	8,1x	5,7x	23,2x	16,4x	13,1x
PEP PW Equity	POLENERGIA SA (Cena z fuzji)	1 500	1 859	1,2x	0,7x	0,7x	12,0x	9,4x	6,7x	28,7x	20,0x	16,0x
Ticker	Firma	Kapitalizacja (EUR m)	EV (EUR m)	EV/Przychody			EV/EBITDA			P/E		
				LTM	2015	2016	LTM	2015	2016	LTM	2015	2016
Duże spółki z sektora energii odnawialnej												
EGPW IM Equity	ENEL GREEN POWER	9 395	18 422	6,7x	6,3x	5,8x	8,5x	9,9x	9,2x	23,1x	21,6x	20,9x
EDPR PL Equity	EDP RENOVAVEIS S	5 639	10 083	7,4x	6,6x	5,9x	10,4x	9,3x	8,3x	54,1x	37,8x	29,2x
	Średnia	7 517	14 252	7,1x	6,4x	5,8x	9,5x	9,6x	8,7x	38,6x	29,7x	25,1x
	Polenergia (Dyskonto)/Premia do Sp. Porów. (Aktualna cena akcji)			(86)%	(90)%	(90)%	8%	(16)%	(34)%	(40)%	(45)%	(48)%
	Polenergia (Dyskonto)/Premia do Sp. Porów. (Cena z fuzji)			(83)%	(89)%	(88)%	27%	(2)%	(23)%	(26)%	(33)%	(36)%
Ticker	Firma	Kapitalizacja (EUR m)	EV (EUR m)	EV/Przychody			EV/EBITDA			P/E		
				LTM	2015	2016	LTM	2015	2016	LTM	2015	2016
Średnie spółki z sektora energii odnawialnej												
FKR IM Equity	FALCK RENEWABLES	357	1 021	3,8x	3,9x	3,8x	7,7x	7,5x	7,1x	37,2x	72,1x	45,4x
ABIO FP Equity	ALBIOMA SA	447	936	2,6x	2,6x	2,4x	7,3x	8,0x	6,7x	16,8x	14,3x	11,8x
TEO FP Equity	THEOLIA SA-REGR	115	423	4,2x	4,0x	n/a	8,1x	7,2x	n/a	n/a	n/a	n/a
ARN IM Equity	ALERION	128	314	7,0x	5,3x	5,3x	13,9x	7,7x	7,7x	n/a	41,9x	36,6x
FRS SQ Equity	FERSA	61	195	5,9x	7,2x	5,7x	7,3x	10,3x	8,1x	15,7x	n/a	n/a
	Średnia	222	578	4,7x	4,6x	4,3x	8,9x	8,1x	7,4x	23,2x	42,7x	31,3x
	Polenergia (Dyskonto)/Premia do Sp. Porów. (Aktualna cena akcji)			(79)%	(86)%	(87)%	16%	(1)%	(23)%	(0)%	(62)%	(58)%
	Polenergia (Dyskonto)/Premia do Sp. Porów. (Cena z fuzji)			(75)%	(84)%	(84)%	36%	16%	(9)%	23%	(53)%	(49)%

Źródło: Bloomberg 10.08.2015

Metodologia: dla maksymalnej porównywalności, użyto aktualnego EV (Bloomberg) dla wszystkich okresów na podstawie dostępnych sprawozdań finansowych w celu utrzymania spójnego podejścia

Zakres 37-45 zł, średnio 41,08 zł/akcja



* Oparte na mnożniku EV/EBITDA 2016

- ✓ 2016 EV/EBITDA jest najlepszym wskaźnikiem ze względu wzrostowego profilu Polenergii: EBITDA 2016 odzwierciedla pełen efekt farm obecnie będących w budowie
- ✓ Zysk netto jest zniekształcony (poziom skonsolidowanego zadłużenia zależy od cyklu życia firmy – EBITDA to eliminuje) – dlatego nie użyto wskaźnik PE
- ✓ Ponadto, Polenergia oferuje znaczne perspektywy rozwoju, dostęp do rynku poprzez handel i dywersyfikację/stabilność dzięki regulacyjnemu profilowi (generacja w elektrociepłowni ENS oraz dystrybucja)

Aktualne poziomy poniżej wartości operacyjnych/ w budowie lądowych farm wiatrowych – ogromny potencjał wzrostu

Wycena SOTP DCF PKO BP				Wycena SOTP DCF BZ WBK				Wycena SOTP DCF SG			
Projekt	(mln zł)	(cena na akcję)	% w wycenie *	Projekt	(mln zł)	(cena na akcję)	% w wycenie *	Projekt	(mln zł)	(cena na akcję)	% w wycenie *
Lądowe	1 603	35.3	79%	Lądowe FW: operacyjne oraz w budowie	1 526	33.6	65%	FW w starym systemie wsparcia OZE	1 690	37.2	70%
Generacja konwencjonalna	188	4.1	9%	Lądowe FW: portfel dewel. przeznaczony do aukcji	250	5.5	11%	FW w nowym systemie wsparcia OZE	214	4.7	9%
Dystrybucja	68	1.5	3%	Energetyka konwencjonalna	239	5.3	10%	ENS, inne PEP, dystrybucja	409	9	17%
Handel	40	0.9	2%	Produkcja biomasy	39	0.9	2%	Morskie FW	73	1.6	3%
Biomasa	32	0.7	2%	Dystrybucja	88	1.9	4%	Projekt rurociągu gazowego	18	0.4	1%
Development oraz koszty HQ	(185)	(4,1)	-	Handel	66	1.4	3%	Dług netto koniec-2014 roku	(354)	(7,8)	-
Projekty w developmencie	109	2.4	5%	Projekty alternatywne	129	2.8	6%	Razem	2 050	45.1	100%
Dług netto	(370)	(8.1)	-	Koszty HQ oraz inne	(53)	(1.2)	-	Podsumowanie wyceny			
Razem	1 485	32.7**	100%	Dług netto	(370)	(8.2)	-	Broker	Cena docelowa	Obecna cena	Dyskonto
				Razem	1 914	42.2	100%	PKO BP	36,90	26,99	(27%)
								BZ WBK	41,30		(35%)
								SG	42,40		(36%)

*przy założeniu proporcjonalnej alokacji ujemnej wartości kosztów HQ oraz długu netto pomiędzy wszystkimi segmentami

** Wycena PKO BP SOTP DCF jest sporządzona na 31.12.2014, ta cena została następnie zdyskontowana kosztem kapitału własnego aby otrzymać cenę docelową

Źródła: PKO BP, 20.07.2015, BZ WBK 08.04.2015, SG 26.02.2015/13.05.2015, kalkulacje własne

Brokerzy wyceniają wartość segmentu lądowych farm wiatrowych na poziomie 33,6 BZ WBK (operacyjne i w budowie), 37,2 SG (stary system wsparcia OZE) oraz 35,3 PKO BP (lądowe FW) – zadłużenie netto segmentu lądowych FW w mniejszym lub większym stopniu reprezentuje bieżący kurs – co wskazuje na znaczący potencjał ze względu na innych operacyjnych projektów, zaawansowany portfel 336MW lądowych farm wiatrowych oraz pozostały portfel (farmy lądowe oraz morskie, przesył gazu).

Działające farmy wiatrowe

#	Lokalizacja	Moc (MW)	COD	Klienci
1	Puck	22,0	2007	Energa, Polenergia
2	Modlikowice	24,0	2012	Tauron PE
3	Łukaszów	34,0	2011	Tauron PE
4	Gawłowice	41,4	10.2014	Polenergia Obrót
5	Rajgród	25,3	11.2014	Polenergia Obrót
		146,7 MW		



FW Puck

- Łączna moc projektu wynosi 22,0 MWe, składa się on z 11 turbin (Gamesa) po 2,0 MWe każda;
- 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 77 GWh;



FW Gawłowice

- Łączna moc projektu wynosi 41,4 MWe, składa się on z 18 turbin (Siemens) po 2,3 MWe każda;
- Lokalizacja: województwo kuj. – pom., powiat grudziądzki;
- Oddanie do użytku nastąpiło w listopadzie 2014;
- Planowana roczna produkcja około 128 GWh;
- W 2015 uruchomiona będzie rozbudowa tej FW o dodatkowe trzy turbiny o mocy 6,9 MW;



FW Rajgród

- Łączna moc projektu wynosi 25,3 MWe, składa się on z 11 turbin (Siemens) po 2,3 MWe każda;
- Lokalizacja: województwo podlaskie, powiat grajewski;
- Oddanie do użytku nastąpiło w październiku 2014;
- Planowana roczna produkcja około 64 GWh;

Lądowe farmy wiatrowe – portfel w fazie rozwoju

Pipeline build up

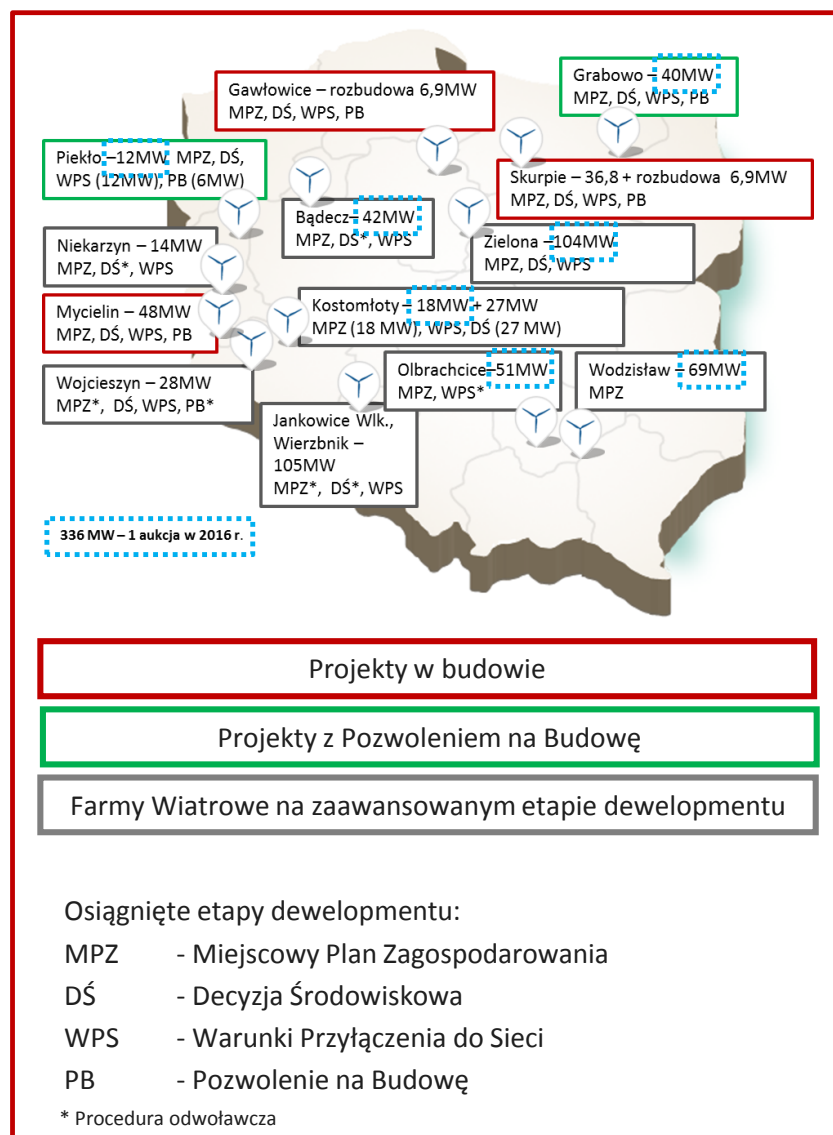
- Portfolio farm operacyjnych w 2014 roku osiągnęło łączną moc 146,7 MW;
- Do końca 2015 roku zostanie uruchomione około 100 MW;
- Dodatkowy portfel farm wiatrowych o mocy 730 MW jest w fazie rozwoju, z czego:
 - 7 projektów o mocy 336 MW weźmie udział w pierwszej aukcji planowanej na 2016;
 - 394 MW weźmie udział w aukcjach w latach 2017-2019.

Farmy w fazie budowy

#	Lokalizacja	Moc (MW)	Status	Uruchomienie
6	Skurpie	36,8	faza testowa	2015
7	Gawłowice (rozbudowa)	6,9	w trakcie budowy	2015
8	Skurpie (rozbudowa)	6,9	w trakcie budowy	2015
9	Mycielin	48	w trakcie budowy	2015
		98,6 MW		

Planowane przystąpienie do pierwszej aukcji w 2016 r.

#	Lokalizacja	Moc (MW)	Pozwolenie na budowę	Możliwe uruchomienie
10	Piekło	12	1 kw'15	2017
11	Grabowo	40	1 kw'15	2017
12	Zielona	104	1 kw/2 kw'15	2017
13	Kostomłoty	18	3 kw'15	2017
14	Bądecz	42	4 kw'15	2017
15	Wodzisław	69	2016	2017
16	Olbrachcice	51	2016	2017
		336 MW		

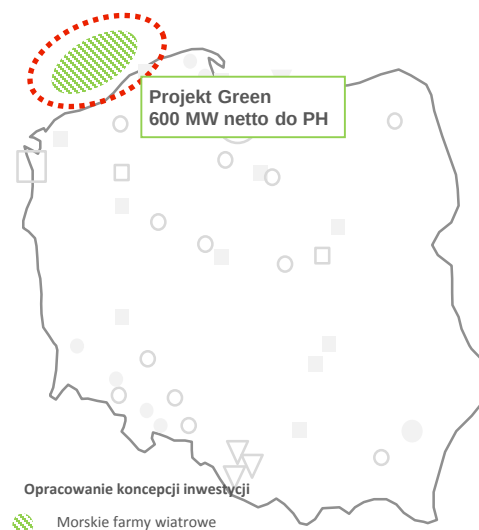


Kluczowy element strategii - pionierski projekt morskich farm wiatrowych w Polsce

Opis

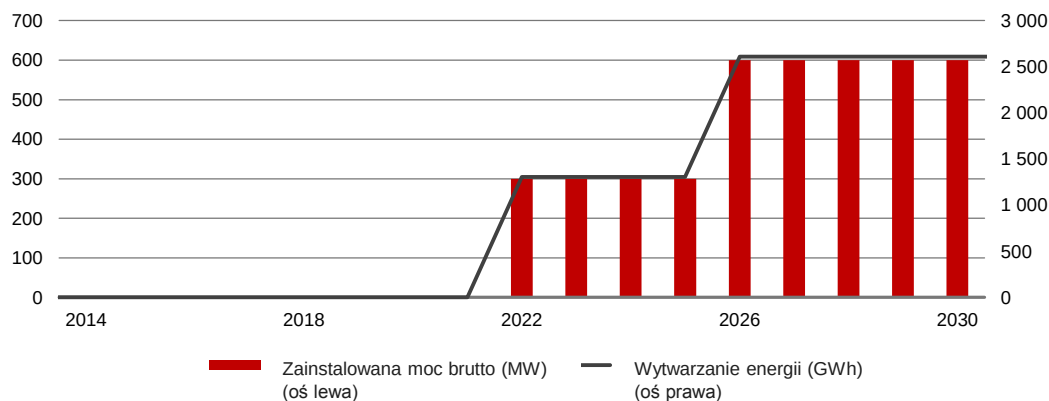
- Dwa projekty o łącznej mocy ok. 1,2 GW
- Plan zakłada współpracę z doświadczonym graczem w sektorze (50/50 JV)
- Dodatkową opcję stanowi trzeci projekt o mocy 1,6 GW z ważnym pozwoleniem na lokalizację
- Offtake zabezpieczony na okres 15 lat poprzez kontrakt w ramach systemu aukcji: zapisy odnoszące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

Lokalizacja i moc



Nazwa projektu	Bałtyk Środkowy III	Bałtyk Środkowy II
Faktyczna planowana moc (MW)	600	600
Liczba turbin	ok. 60-75	ok 40-60
Odległość od brzegu	22 km	37 km
Obszar	116,6 km ²	122 km ²
Głębokość	25-39m	23-41m
Średnia prędkość wiatru	9 – 10 m/s	9 – 10 m/s

Zainstalowana moc i wytwarzanie elektryczności (udział PH)



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

Kluczowy element strategii - pionierski projekt morskich farm wiatrowych w Polsce (szacunkowa wycena)

- Spółka posiada projekty dwóch morskich farm wiatrowych o łącznej mocy 1,2GW, których uruchomienie planowane jest kolejno na 2022 i 2026 rok
- Przyjmując za punkt odniesienia wartość projektu na moment zamknięcia finansowania Polenergia ocenia obecny stan zaawansowania projektu morskich farm wiatrowych na 45% (m.in. uzyskano pozwolenie na wznoszenie i wykorzystywanie sztucznych wysp, ułożenie i otrzymywanie kabli podmorskich, podpisano umowę przyłączeniową z PSE). Do końca 2016 roku Spółka planuje uzyskanie decyzji środowiskowej
- Bazując na rzeczywistych transakcjach na rynku europejskim w ostatnim czasie, potencjalna wartość projektów farm morskich na moment pozyskania finansowania może wynieść 260 tys. EUR* / 1MW
- Przyjmując taką wycenę możemy ustalić wartość projektu na koniec 2016:
 - $1.200\text{MW} \times 260\text{k EUR/MW} \times 4,2 \text{ EUR/PLN} = 1.310\text{m PLN}$
 - Powyższa wartość odzwierciedla wartość projektu na moment zamknięcia finansowego który obie farmy BS II i BS III osiągną w 2019 r.
 - Aby uzyskać bieżącą wartość projektu musimy uwzględnić wskaźnik zaawansowania ustalony w oparciu o powyższą siatkę:
45% x 1.310m PLN = 590m PLN.

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

Potencjał gospodarczy morskiej energetyki wiatrowej w Polsce¹

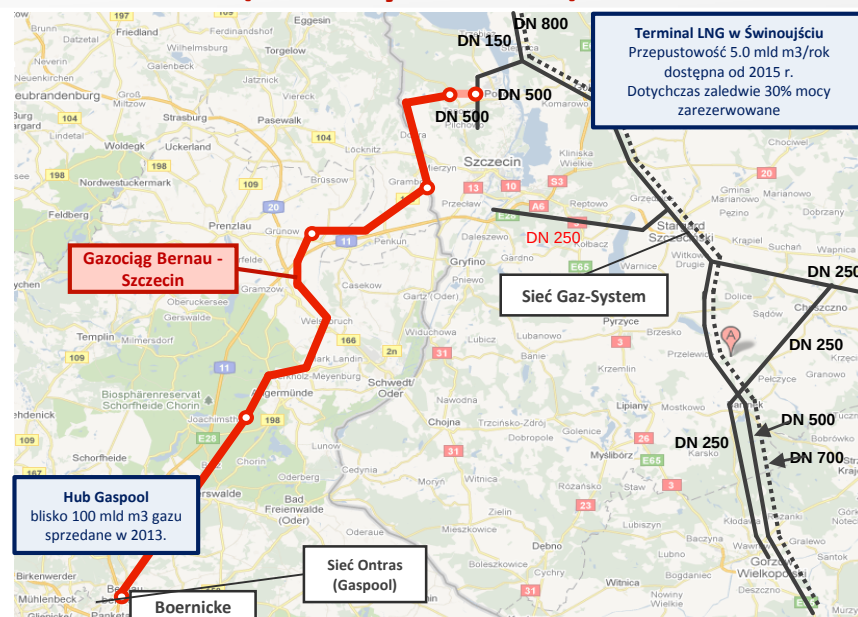
1. **Potencjał rynkowy nie koliduje z innymi celami energetycznymi rządu:** potencjał rynkowy morskiej energetyki wiatrowej w Polsce, uwzględniający uwarunkowania przestrzenne, środowiskowe, ekonomiczne, pojemność systemu elektroenergetycznego, wynosi łącznie 6 GW zainstalowanej mocy do roku 2030 co jest zgodne ze strategią energetyczną Polski do 2050r. **Realizacja programu morskich farm wiatrowych jest konieczna dla osiągnięcia celów redukcji emisji CO₂ oraz OZE do 2030 zgodnie z uzgodnionym pakietem klimatycznym;**
2. **Wartość inwestycji w polskie morskie FW może wynieść ok. 83 mld zł:** z czego ponad 63 % (52,1 mld PLN) może obejmować zakupy komponentów i usług w polskich przedsiębiorstwach, głównie w stoczniach i portach. Obroty polskiego przemysłu morskiego na rynku morskich farm wiatrowych mogą sięgać ponad 700 mln euro rocznie, czyli blisko 2 mln euro dziennie przez najbliższe kilkanaście lat. Powstać może ok. **35 tysięcy nowych miejsc pracy;**
3. **Wartość dodana do polskiej gospodarki w wysokości 81,8 mld PLN do roku 2030:** m.in. z tytułu wpływów do budżetu z podatków CIT, podatków pośrednich, opłat lokalizacyjnych, wpłat do Funduszu Ubezpieczeń Społecznych i innych;
4. **Morskie farmy wiatrowe to jedyna technologia odnawialnych źródeł energii, która do roku 2020 nie będzie generować kosztów dla Państwa, a będzie przynosić zyski:** przy czym europejskie programy rozwoju morskiej energetyki wiatrowej zakładają silną redukcję kosztów inwestycyjnych i operacyjnych morskich farm wiatrowych - wysokość wsparcia dla morskich farm wiatrowych mogłaby ulec redukcji o 50-60% w latach 2014-2025.
5. **Przewiduje się , że efekt netto dla gospodarki po uwzględnieniu kosztów wsparcia po 2020 roku oraz wartości dodanej wynikającej z inwestycji i produkcji elementów w kraju będzie pozytywny (NPV dla gospodarki);**

1. Na podstawie raportu PSEW i Ernst & Young „Morska energetyka wiatrowa – analiza korzyści dla polskiej gospodarki oraz uwarunkowań rozwoju” oraz „Programu Rozwoju Morskiej Energetyki i Przemysłu Morskiego w Polsce” FNEZ i Ernst & Young;

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

Opis

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



Gazociąg Bernau – Szczecin

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

Status projektu

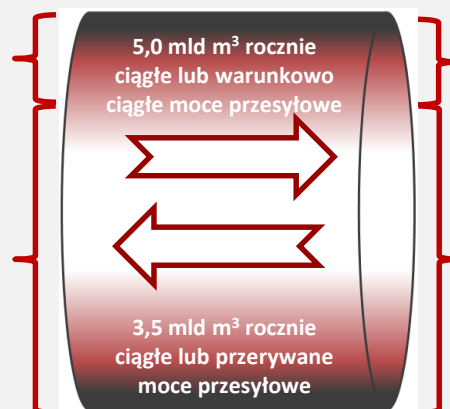
Projekt FEED	Zakończony
Pozwolenia na budowę	Zakończone dla całości odcinka niemieckiego
Służebności gruntowe	Zabezpieczone ok. 50%
Zwolnienie z TPA/Unbundlingu	W toku
Zamknięcie komercyjne	W toku
Przyłączenie do sieci	W toku
EPC	Do uzupełnienia
Finansowanie	Do uzupełnienia

Opis

WYJŚCIE Z POLSKI/WEJŚCIE DO NIEMIEC

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

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



WYJŚCIE Z NIEMIEC/WEJŚCIE DO POLSKI

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

90% mocy rurociągu przeznaczone dla produktów rocznych (z możliwością rezerwacji 20 kolejnych lat) oferowanych na aukcjach zwolnionych z regulacji CAM (w tym 1,5 mld m³ rocznie zarezerwowane dla POLENERGIA)

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

Koncepcja Korytarza przesyłowego Zachód - Wschód

- Projekt interkonektora zyskuje dodatkowo na znaczeniu w związku z trwającą aktualnie rozbudową infrastruktury przesyłowej gazu ziemnego w Europie Centralnej w ramach **Korytarza Północ-Południe**.
- Stwarza ona unikalną szansę na wykorzystanie powstającej infrastruktury w celu dalszej integracji rynków regionu i stworzenie **Korytarza Przesyłowego Zachód-Wschód** który miałby istotne znaczenie dla bezpieczeństwa energetycznego całego regionu.
- Realizacja Koncepcji Korytarza Zachód-Wschód wymaga inwestycji w rozwój połączenia gazowego z Ukrainą.

Argumenty przemawiające za realizacją koncepcji Korytarza Północ-Południe z uwzględnieniem gazociągu Bernau-Szczecin to:

- ✓ poprawa bezpieczeństwa energetycznego w Europie Centralnej;
- ✓ dalsze zmniejszenie zależności Polski od dostaw z Rosji;
- ✓ otwarcie dostępu dla polskiego przemysłu do tańszego gazu pochodzącego z rynku niemieckiego;
- ✓ stworzenie możliwości transportu gazu z zachodu lub z terminala LNG w Świnoujściu na Ukrainę i ograniczenie zależności Ukrainy od dostaw gazu z Rosji;
- ✓ silniejsza integracja ukraińskiego systemu przesyłowego z systemem europejskim;
- ✓ silniejsza integracja rynku polskiego z niemieckim i rynkiem gazu;
- ✓ możliwość budowy wspólnego obszaru rynkowego Europy Centralnej i Wschodniej;
- ✓ zwiększenie znaczenia Polski jako kraju przesyłowego i integrującego elementy infrastruktury w regionie;
- ✓ zwiększenie stopnia wykorzystania infrastruktury powstającej w ramach korytarza Północ-Południe.



2

Załączniki

A

Szczegółowe wyniki finansowe

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

Wyniki łączne za 1HY 2015 – P&L

Wyniki Grupy Polenergia (przy założeniu że datą przejęcia był początek rocznego okresu sprawozdawczego) w tys. PLN	Za okres zakończony 30.06.2015 r.	Za okres zakończony 30.06.2014 r.	Różnica r/r
Przychody ze sprzedaży	1 304 941	1 399 214	(94 273)
Przychody z tytułu świadectw pochodzenia	50 405	45 354	5 051
Przychody ze sprzedaży	1 355 346	1 444 568	(89 222)
w tym Segment obrotu	1 005 862	1 119 327	(113 465)
Koszt własny sprzedaży	(1 273 785)	(1 386 566)	112 781
w tym Segment obrotu	(998 033)	(1 116 615)	118 582
Zysk brutto ze sprzedaży	81 561	58 002	23 559
Pozostałe przychody operacyjne	2 873	3 590	(717)
Koszty ogólnego zarządu	(14 942)	(14 892)	(50)
Pozostałe koszty operacyjne	(2 131)	(1 520)	(611)
Zysk operacyjny	67 361	45 180	22 181
Amortyzacja	41 559	41 367	192
EBITDA	108 920	86 547	22 373
Eliminacja efektu alokacji ceny nabycia	1 206	(5 594)	6 800
Koszty pozyskania finansowania korporacyjnego	143	-	143
Skorygowana EBITDA*	110 269	80 953	29 316
Przychody finansowe	4 956	5 910	(954)
Koszty finansowe	(22 930)	(19 746)	(3 184)
Zysk (Strata) brutto	49 387	31 344	18 043
Podatek dochodowy	(13 381)	(2 763)	(10 618)
Zysk (Strata) netto	36 006	28 581	7 425
Eliminacja efektu alokacji ceny nabycia	5 076	(1 724)	6 800
Eliminacja efektu niezrealizowanych różnic kursowych	(476)	124	(600)
Eliminacja efektu przychodów z tyt. dyskonta	-	(255)	255
Eliminacja efektu wyceny kredytów	2 407	527	1 880
Koszty pozyskania finansowania korporacyjnego	116	-	116
Skorygowany Zysk Netto*	43 129	27 253	15 876
Skorygowana EBITDA (bez segmentu obrotu)	106 836	81 524	25 312
Skorygowana marża EBITDA (bez segmentu obrotu)	30,6%	25,1%	5,5%

Dekompozycja EBITDA została przedstawiona w dalszej części prezentacji.

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

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

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

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

B Niezrealizowane różnice kursowe na kredycie walutowym

C Eliminacja przychodów z tytułu rozliczenia dyskonta od należności długoterminowej

D Wycena kredytów metodą AMC

E Koszty pozyskania finansowania korporacyjnego

Wyniki 1HY 2015 – Segmenty

Za okres zakończony 30.06.2015	Energetyka konwencjonalna	Działalność deweloperska	Biomasa	Energetyka wiatrowa	Dystrybucja	Obrót	Nieal. koszty zarządzania Grupą	Alokacja ceny nabycia	RAZEM
Przychody ze sprzedaży	167,2	0,5	31,4	71,4	79,2	1 005,9	-0,3	-	1 355,3
Koszty operacyjne	-130,9	-0,7	-28,7	-36,0	-70,4	-998,0	-2,8	-6,3	-1 273,8
w tym amortyzacja	-9,3	-	-2,0	-22,6	-2,0	-0,0	-0,6	-5,1	-41,6
Zysk brutto ze sprzedaży	36,3	-0,2	2,8	35,4	8,8	7,8	-3,1	-6,3	81,6
Koszty ogólnego zarządu	-3,5	-0,3	-0,5	-0,6	-2,3	-4,4	-3,3	-	-14,9
Pozostała działalność operacyjna	-0,5	-0,3	0,4	2,5	-0,7	-0,0	-0,6	-	0,7
Zysk z działalności operacyjnej	32,3	-0,8	2,7	37,3	5,8	3,4	-7,1	-6,3	67,4
EBITDA	41,6	-0,8	4,7	59,9	7,8	3,4	-6,4	-1,2	108,9
Eliminacja kosztów pozyskania finansowania							0,1		0,1
Eliminacja efektu alokacji ceny nabycia								1,2	1,2
Skorygowana EBITDA	41,6	-0,8	4,7	59,9	7,8	3,4	-6,3	-	110,3
Wynik na działalność finansowej	-4,5	-0,0	-0,6	-14,3	-1,0	-0,7	3,1	-	-18,0
Zysk (Strata) brutto	27,8	-0,8	2,1	23,0	4,8	2,7	-4,0	-6,3	49,4
Podatek dochodowy									-13,4
Zysk (strata) netto za okres									36,0
Eliminacja efektu Alokacji ceny nabycia									5,1
Eliminacja efektu przychodów z tyt. dyskonta									-
Eliminacja efektu wyceny kredytów									2,4
Eliminacja kosztów pozyskania finansowania									0,1
Skorygowany Zysk Netto									43,1

Za okres zakończony 30.06.2014	Energetyka konwencjonalna	Działalność deweloperska	Biomasa	Energetyka wiatrowa	Dystrybucja	Obrót	Nieal. koszty zarządzania Grupą	Alokacja ceny nabycia	RAZEM
Przychody ze sprzedaży	182,5	0,0	34,8	33,9	68,5	1 119,3	-	5,6	1 444,6
Koszty operacyjne	-154,1	-0,3	-32,6	-19,7	-58,2	-1 116,6	-0,0	-5,1	-1 386,6
w tym amortyzacja	-21,2	-0,0	-1,8	-11,3	-2,0	-0,0	-	-5,1	-41,4
Zysk brutto ze sprzedaży	28,4	-0,3	2,1	14,2	10,3	2,7	-0,0	0,5	58,0
Koszty ogólnego zarządu	-2,9	-0,4	-	-	-2,9	-3,3	-5,3	-	-14,9
Pozostała działalność operacyjna	-0,1	0,3	-0,3	2,2	0,5	0,0	-0,6	-	2,1
Zysk z działalności operacyjnej	25,4	-0,4	1,8	16,4	8,0	-0,6	-5,9	0,5	45,2
EBITDA	46,6	-0,4	3,7	27,7	9,9	-0,6	-5,9	5,6	86,5
Eliminacja efektu alokacji ceny nabycia								-5,6	-5,6
Skorygowana EBITDA	46,6	-0,4	3,7	27,7	9,9	-0,6	-5,9	-	81,0
Wynik na działalność finansowej	-1,2	0,6	-0,8	-9,4	-0,9	-0,6	-1,5	-	-13,8
Zysk (Strata) brutto	24,2	0,2	1,0	7,0	7,0	-1,2	-7,4	0,5	31,3
Podatek dochodowy									-2,8
Zysk (strata) netto za okres									28,6
Eliminacja efektu Alokacji ceny nabycia									-1,7
Eliminacja efektu niezrealizowanych różnic kursowych									0,1
Eliminacja efektu przychodów z tyt. dyskonta									-0,3
Eliminacja efektu wyceny kredytów									0,5
Skorygowany Zysk Netto									27,3
Skorygowana EBITDA rdr	-5,0	-0,4	1,0	32,3	-2,2	4,0	-0,4	0,0	29,3

Wyniki raportowane na GPW

Podstawowe Wielkości Ekonomiczno-Finansowe	Okres od 1 stycznia do 30 czerwca 2015	Okres od 1 stycznia do 30 czerwca 2014	Zmiana
Przychody ze sprzedaży	1 355,3	74,5	1 280,9
EBITDA	108,9	27,8	81,2
Skorygowana EBITDA nie uwzględniająca efektu rozliczenia ceny nabycia	110,3	27,8	82,5
Zysk/Strata Netto przypisany akcjonariuszom jednostki dominującej	36,0	6,1	29,9
Zysk netto przypisany akcjonariuszom jednostki dominującej z eliminacją efektu rozliczenia ceny nabycia	41,1	6,1	35,0
Zysk netto z eliminacją efektu rozliczenia ceny nabycia, efektu niezrealizowanych różnic kursowych, wyceny kredytów oraz wyceny dyskonta.	43,1	6,5	36,6

[A]

Uzgodnienie do łącznego wyniku za 6M na poziomie EBITDA

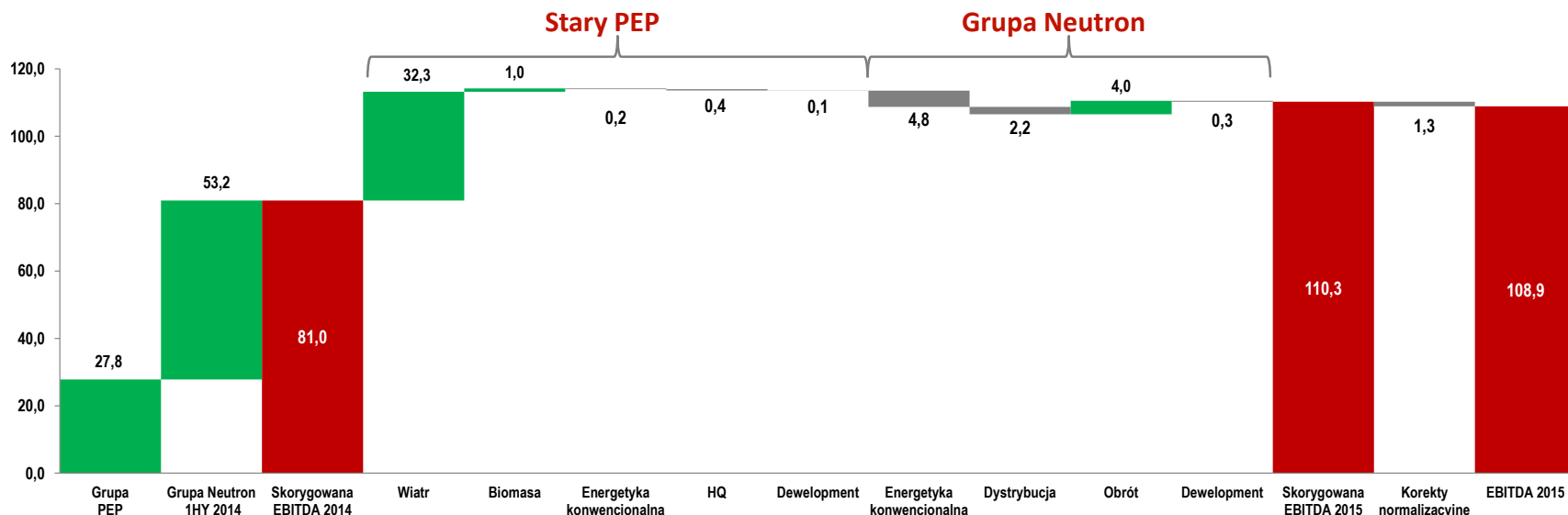
Wynik wniesionych aktywów na poziomie skorygowanej EBITDA za 6M	n/d	53,2	-53,2
Skorygowana EBITDA za 6M [A+B]	110,3	81,0	29,3

[B]

Wyniki „statutowe” za 2014 rok raportowane na GPW obejmują wyniki „starej Grupy PEP” bez uwzględnienia aktywów Grupy Neutron wniesionych w 3 kwartale 2014 roku, których wynik na poziomie EBITDA za 1 połowę 2014 roku wyniósł 53,2 mln PLN.

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

EBITDA Bridge 1HY 2015/2014

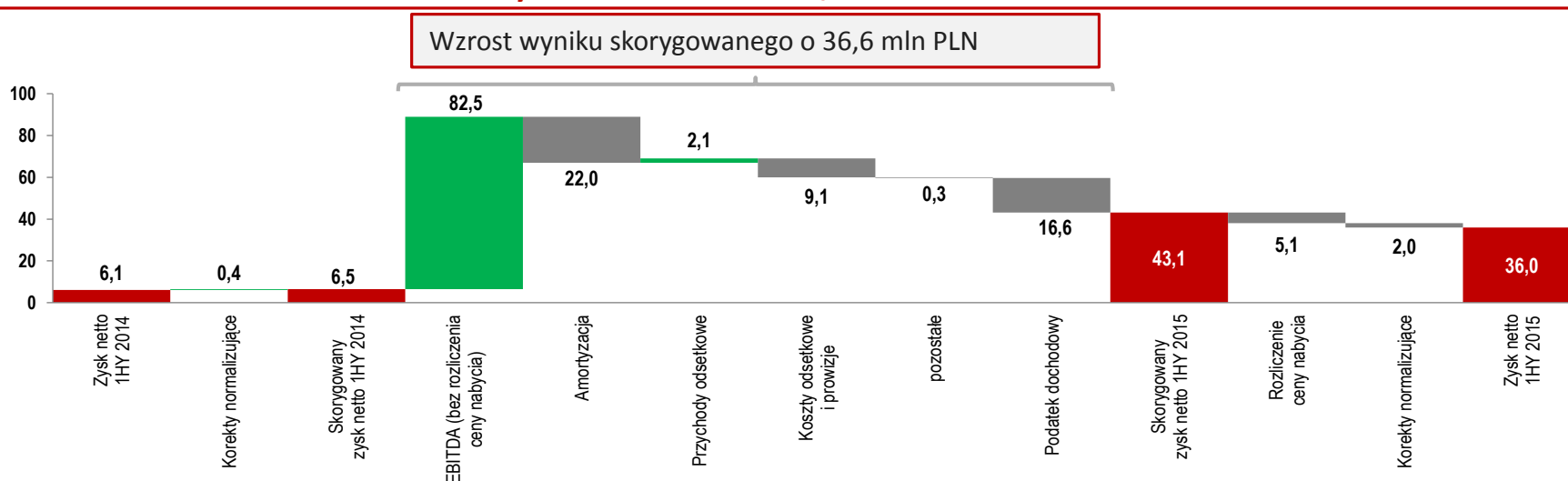


Na wynik za 1HY 2015 roku w porównaniu do analogicznego okresu roku ubiegłego (**wzrost 81,1 mln PLN**) wpływ miały następujące czynniki:

- Udział Neutrona za 1HY nie ujęty w raportowanych wynikach w 2014 roku (53,2 mln PLN)
- Lepszy wynik segmentu energetyki odnawialnej spowodowany przede wszystkim oddaniem nowych mocy wytwórczych (łącznie EBITDA wyższa o 32,3 mln PLN);
- Wyższa EBITDA segmentu Biomasy (o 1,0 mln PLN);
- Nieznacznie niższa EBITDA segmentu energetyki konwencjonalnej w „PEP” (o 0,2 mln PLN);
- Koszty centrali wyższe o 0,4 mln PLN r/r;
- Wyższe koszty dewelopmentu (o 0,1 mln PLN);
- Niższa EBITDA r/r aktywów Grupy Neutron (ENS, PE-Dystrybucja, PE-Kogeneracja, PE-Obrót, projekty developerskie – o 3,3 mln PLN) głównie w wyniku niższych wpływów z rekompensaty gazowej i rekompensaty kosztów osieroconych za rozwiązanie KDT dla ENS;
- Korekty normalizacyjne (1,3 mln PLN) na poziomie EBITDA tj. efekt rozliczenia PPA oraz koszty pozyskania finansowania.

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

Zysk netto za 1HY 2015/2014



Na poziomie skorygowanego zysku netto wynik wzrósł o 36,6 mln PLN, co było spowodowane:

- Wpływem EBITDA z wyłączeniem efektu rozliczenia ceny nabycia (wynik lepszy o 82,5 mln PLN-analiza na poprzedniej stronie);
- Wyższą amortyzacją (o 22 mln PLN) z wyłączeniem amortyzacji dot. rozliczenia ceny nabycia, co jest przede wszystkim związane z uwzględnieniem amortyzacji wniesionych aportem aktywów oraz uruchomieniem 2 projektów wiatrowych (brak w danych porównywalnych);
- Wyższymi przychodami z tytułu odsetek (o 2,1 mln PLN) wynikającymi z wyższego salda gotówki (środki z nowej emisji w 3Q 2014r);
- Wyższymi kosztami z tytułu odsetek i prowizji (o 9,1 mln PLN) – efekt kosztów obsługi wniesionych aktywów Grupy Neutron oraz uruchomienie nowych projektów;
- Ujemnym wpływem podatku dochodowego (16,6 mln PLN);
- Pozostałe (minus 0,3 mln PLN).

Korekty normalizujące obejmują eliminację:

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

Sytuacja majątkowa i struktura finansowania Grupy Polenergia

Aktywa (mln zł)	Na dzień 30.06.2015 r.	Na dzień 31.12.2014 r.	Różnica
Aktywa trwałe (długoterminowe)	2 199	1 968	231
Rzeczowe aktywa trwałe	1 927	1 707	220
Wartości niematerialne	52	57	(5)
Wartość firmy jednostek podporządkowanych	185	185	(0)
Aktywa finansowe	22	9	13
Należności długoterminowe	4	4	0
Aktywa z tytułu odroczonego podatku dochodowego	8	6	2
Rozliczenia międzyokresowe	0	0	0
Aktywa obrotowe (krótkoterminowe)	639	764	(125)
Zapasy	41	41	0
Należności z tytułu dostaw i usług	128	109	19
Należności z tytułu podatku dochodowego	3	2	1
Pozostałe należności krótkoterminowe	83	69	14
Rozliczenia międzyokresowe	12	9	3
Krótkoterminowe aktywa finansowe	56	117	(61)
Środki pieniężne i ich ekwiwalenty	316	417	(101)
Aktywa razem	2 838	2 732	106

Budowa farm wiatrowych oraz development projektów.

Przed wszystkim wzrost należności handlowych w segmentach Obrotu i Dystrybucji.

Głównie wycena kontraktów w PE-Obrót

Zmiana stanu środków pieniężnych została przedstawiona na kolejnym slajdzie.

Pasywa (mln zł)	Na dzień 30.06.2015 r.	Na dzień 31.12.2014 r.	Różnica
Kapitał własny	1 371	1 334	37
Zobowiązania długoterminowe	1 068	992	76
Kredyty bankowe i pożyczki	795	695	100
Rezerwa z tytułu odroczonego podatku dochodowego	67	57	10
Rezerwy	2	2	0
Rozliczenia międzyokresowe	65	68	(3)
Pozostałe zobowiązania	140	170	(30)
Zobowiązania krótkoterminowe	398	406	(8)
Kredyty bankowe i pożyczki	116	92	24
Zobowiązania z tytułu dostaw i usług	142	129	13
Zobowiązanie z tytułu podatku dochodowego	0	1	(1)
Pozostałe zobowiązania*	120	158	(38)
Rezerwy	4	3	1
Rozliczenia międzyokresowe	17	23	(6)
Pasywa razem	2 838	2 732	106

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

M.in. Zobowiązanie ENS z tyt. rozliczeń KDT

Głównie wzrost zobowiązań handlowych w segmentach Obrotu oraz Dystrybucji.

Głównie wycena kontraktów w PE-Obrót

- Skorygowana EBITDA za ostatnie 12 miesięcy (od 1 lipca 2014 do 30 czerwca 2015) wyniosła 199,6 milionów PLN, co przy poziomie zadłużenia netto grupy na 30 czerwca 2015 wynoszącego 595 milionów PLN implikuje wskaźnik Zadłużenie netto/EBITDA na poziomie 3,0x.
- Długoterminowym celem Zarządu (od momentu pełnego odzwierciedlenia w EBITDA obecnie realizowanych projektów inwestycyjnych) jest utrzymanie wskaźnika Zadłużenie netto/EBITDA poniżej poziomu 3,0x.
- Relacja długu netto do kapitałów własnych była równa 0,43x, natomiast relacja kapitałów własnych do aktywów wynosiła 0,48x.

Analiza rachunku przepływów pieniężnych

Rachunek przepływów pieniężnych

30.06.2015 r.

A.Przepływy środków pieniężnych z działalności operacyjnej

I.Zysk brutto	49
II.Korekty razem	2
1.Amortyzacja	42
2.Strata z tytułu różnic kursowych	-1
3.Odsetki i udziały w zyskach (dywidendy)	19
4.Strata (Zysk) z tytułu działalności inwestycyjnej	3
5. Podatek dochodowy	-8
6.Zmiana stanu rezerw	0
7.Zmiana stanu zapasów	0
8.Zmiana stanu należności	13
9.Zmiana stanu zobowiązań krótkoterminowych, z wyjątkiem pożyczek i kredytów	-59
10.Zmiana stanu rozliczeń międzyokresowych	-7
11. Inne korekty	0

Eliminacja odsetek zaprezentowanych w części fin. (C.II.4-5) na kwotę 17mln oraz eliminacja wyceny kredytów (non-cash).

Głównie podatek CIT w ENS oraz w operujących farmach wiatrowych.

Zmiana stanu kapitału obrotowego, głównie dot. segmentu Obrotu, Dystrybucji oraz ENS.

III.Przepływy pieniężne netto z działalności operacyjnej (I+/-II)

B.Przepływy środków pieniężnych z działalności inwestycyjnej

I. Wpływy	1
II.Wydatki	(257)
1. Nabycie wartości niematerialnych oraz rzeczowych aktywów trwałych	-257
2. Na aktywa finansowe, w tym:	-1
3.Inne wydatki inwestycyjne	0

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

III.Przepływy pieniężne netto z działalności inwestycyjnej (I-II)

C.Przepływy środków pieniężnych z działalności finansowej

I.Wpływy	170
1. Wpływy netto z emisji akcji i innych instrumentów kapitałowych	0
2.Kredyty i pożyczki	170
II.Wydatki	(65)
1.Dywidendy i inne wypłaty na rzecz właścicieli	0
2.Spłaty kredytów i pożyczek	-46
3.Płatności zobowiązań z tytułu umów leasingu finansowego	0
4.Odsetki	-17
5.Inne wydatki finansowe	-2

Kredyty inwestycyjne długoterminowe na budowę farm wiatrowych Skurpie, Gawłowice i Rajgród.

Spłata kredytów inwestycyjnych zaciągniętych na operujące aktywa, przede wszystkim farmy wiatrowe, ENS, Obrót.

III.Przepływy pieniężne netto z działalności finansowej(I-II)

D.Przepływy pieniężne netto, razem (A.III+/-B.III+/-C.III)

E.Bilansowa zmiana stanu środków pieniężnych

F.Środki pieniężne na początek okresu

G.Środki pieniężne na koniec okresu

**B**

Strategia Grupy - uzupełnienie

Przesłanki Inwestycyjne: fundamenty rynku, dywersyfikacja, wzrost oraz atrakcyjna wycena

Atrakcyjne środowisko rynkowe

- **Wymóg znacznego wzrostu w mocy energii odnawialnej** aby spełnić cel w zakresie wytwarzania energii z odnawialnych źródeł w Polsce wynoszący 19% do 2020 r.
- **Silne wsparcie z UE z proponowanym poziomem docelowym produkcji energii odnawialnej wynoszącym 27% do 2030 i 40-procentową redukcją emisji CO₂ (z poziomów z 2005).**
- **Stabilna legislacja** daje równowagę między mechanizmem certyfikatów energii odnawialnej oraz aukcyjnych cen gwarantowanych:
 - do końca 2015 r. łączną moc zainstalowaną operacyjnych farm wiatrowych planowana jest na poziomie ok. 250 MW, dając Grupie pozycję wiodącego producenta energii elektrycznej z OZE.
 - portfel 730 MW farm, z których 336 MW będzie gotowe na pierwszą aukcję w 2016 r., celem uzyskania gwarantowanego wsparcie od rządowej agencji "OREO" co pozwoli na uzyskanie znacząco lepszych warunków finansowania;

Zróżnicowana baza aktywów z potencjałem wzrostu – alternatywa dla notowanych grup energetycznych

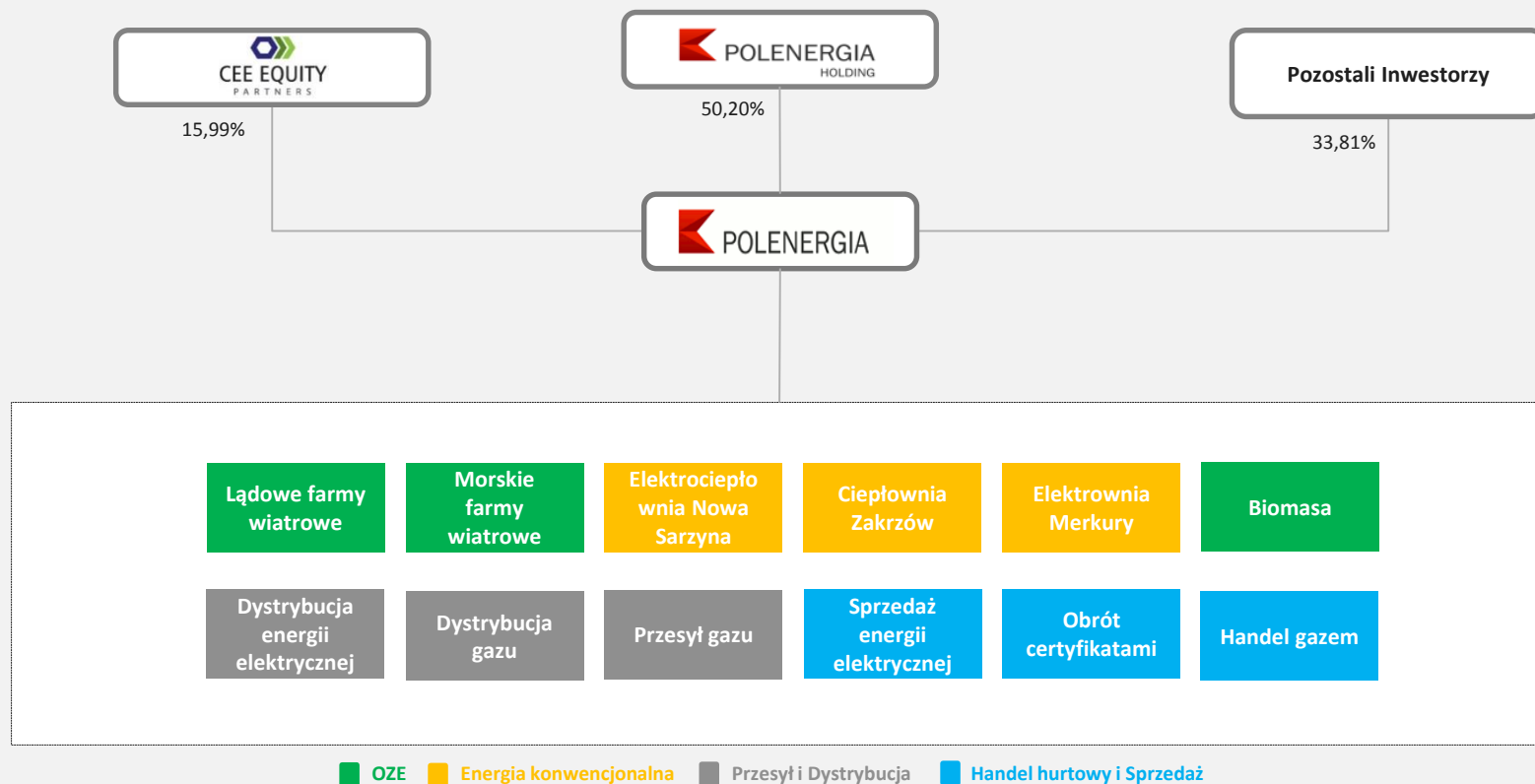
- **Jedyna niezależna pionowo zintegrowana grupa energetyczna notowana na GPW oferująca większe możliwości wzrostu wartości w stosunku do państwowych grup energetycznych, i brak ryzyka ekspozycji na sektor węglowy;**
- **Silna baza operacyjna** o mocy wytwórczej ok. 270 MW (wiatr/gaz), aktywa operacyjne/projekty o profilu ryzyka zbliżonym do infrastrukturalnego z potencjałem osiągnięcia atrakcyjnych zwrotów ze względu na doskonałe parametry operacyjne;
- **Znaczący pipeline:**
 - 98,6 MW w budowie,
 - 336 MW będzie gotowe do pierwszej aukcji,
 - 394 MW w zaawansowanej fazie rozwoju będzie gotowych do aukcji po 2016 roku;
- **Potężny potencjał inwestycji wiatrowych farm morskich w Polsce** – najbardziej zaawansowany projekt farm, które zostaną wybudowane jako pierwsze, w ramach zakładanej przez Polski Rząd mocy 1,65 GW przed 2030
- **Dewelopment rurociągu gazowego** pomiędzy Niemcami i Polską
- **Atrakcyjna wycena:** oferująca znaczne dyskonto w porównaniu do europejskich graczy notowanych na giełdzie na rynku energii odnawialnej

Doświadczona organizacja z wiedzą specjalistyczną

- **Silny Zarząd z rozległą wiedzą specjalistyczną w zakresie sektora na wszystkich poziomach i z doświadczeniem na polskim rynku (odpowiedzialny za dewelopment >15% łącznej mocy w elektrowni gazowych oraz farm wiatrowych w Polsce) zapewniający wysoką jakość aktywów operacyjnych i portfela deweloperskiego**
- Doświadczenie w zarządzaniu transformacją w pionowo zintegrowaną grupę energetyczną korzystającą z różnych technologii wytwórczych
- Udowodniona zdolność do pozyskiwania kapitału oraz finansowania dłużnego na różnych rynkach

Stabilny akcjonariat i potencjał dywidendowy

- Grupa notowana na GPW dająca elastyczne możliwości finansowania oraz opcje wyjścia z inwestycji
- Stabilny akcjonariat wspierający jej długoterminowy rozwój: Kulczyk Investments, chiński fundusz kapitałowy CEE Equity Partners (zarządzający funduszami China Exim-Bank – jeden z największych banków na świecie) oraz kluczowe OFE
- **Wypłata dywidendy planowana od 2017 roku**

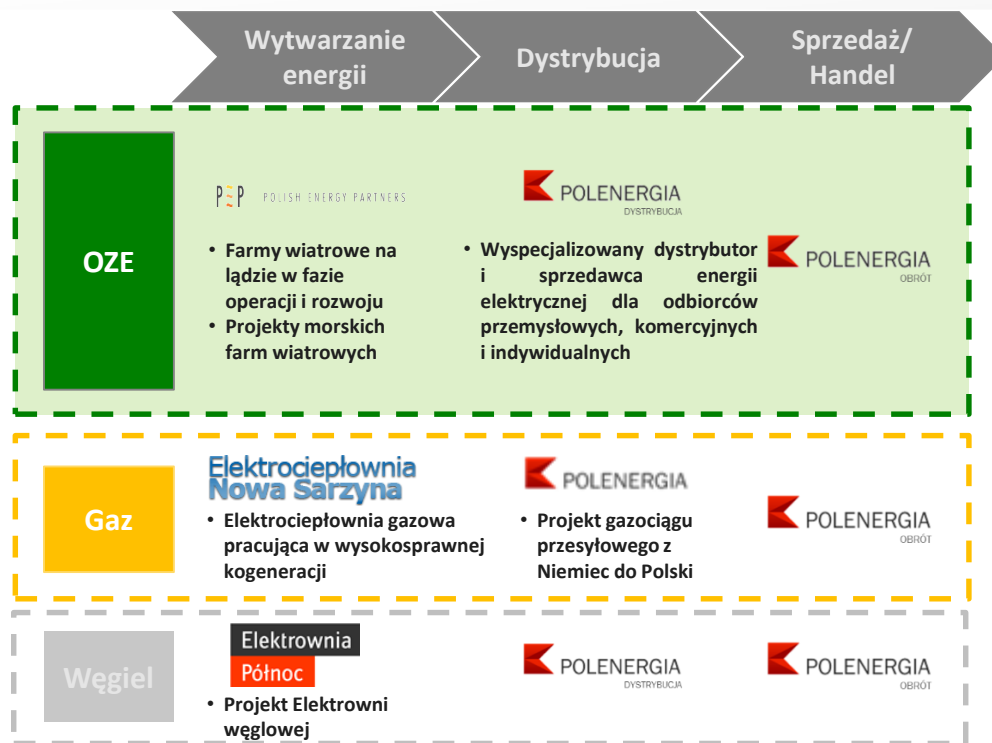


- ✓ **18 sierpnia 2014 r.** nastąpiła integracja aktywów Grupy Polenergia Holding S.à.r.l z Polish Energy Partners S.A. w wyniku czego powstała Grupa Polenergia S.A.
- ✓ Równocześnie, w wyniku objęcia nowych 15,99% nowych akcji przez CEE Equity Partners został pozyskany kapitał w kwocie 240 mln zł.
-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

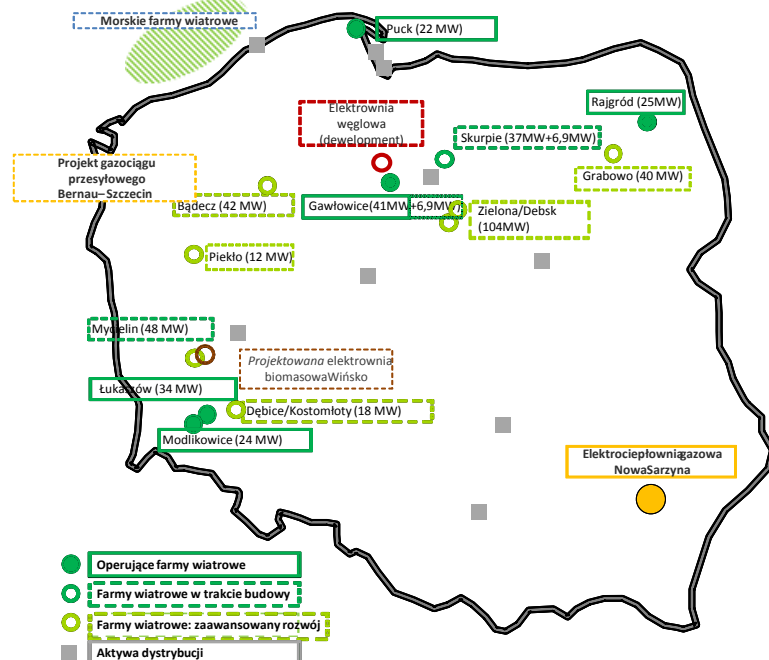
	Wytwarzanie	Przesył i Dystrybucja	Handel hurtowy i Sprzedaż
Obszar energii ze źródeł odnawialnych (OZE)	- Wytwarzanie energii elektrycznej w lądowych farmach wiatrowych - Wytwarzanie energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych - <i>projekt planowany</i> - Wytwarzanie energii elektrycznej z biomasy - <i>projekt planowany*</i>	- Regulowana dystrybucja energii elektrycznej - Regulowana dystrybucja gazu - Przesył gazu ziemnego (gazociąg Bernau - Szczecin) - <i>projekt planowany</i>	- Hurtowy obrót i sprzedaż do klientów końcowych energii elektrycznej - Obrót certyfikatami (świadczeniami pochodzenia energii odnawialnej) - Handel gazem
Obszar energii z gazu	- Wytwarzanie energii elektrycznej i ciepłej (Elektrociepłownia Nowa Sarzyna) - Wytwarzanie energii elektrycznej i ciepłej (Elektrownia Zakrzów i Elektrownia Mercury)		
Obszar energii z węgla	Wytwarzanie energii elektrycznej w oparciu o węgiel kamienny (Elektrownia Pólnoc) - <i>projekt planowany</i>		

- ✓ Grupa realizuje długoterminową strategię zakładającą tworzenie zintegrowanej grupy energetycznej obecnej we wszystkich segmentach rynku energii, ze szczególnym uwzględnieniem wytwarzania energii ze źródeł odnawialnych i regulowanej infrastruktury elektrycznej i gazowej.
- ✓ Jednocześnie długoterminowym celem Grupy jest utrzymanie skorygowanego wskaźnika skonsolidowanego długu netto do skonsolidowanego wyniku EBITDA Grupy po uwzględnieniu pełno-rocznych wyników wszystkich projektów wiatrowych oddanych do użytkowania po roku 2016 na poziomie poniżej 3x.
- ✓ Grupa jest jedyną niezależną od Skarbu Państwa i notowaną na GPW pionowo zintegrowaną grupą energetyczną.

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



Mapa aktywów



Faza I: 2013-2016:

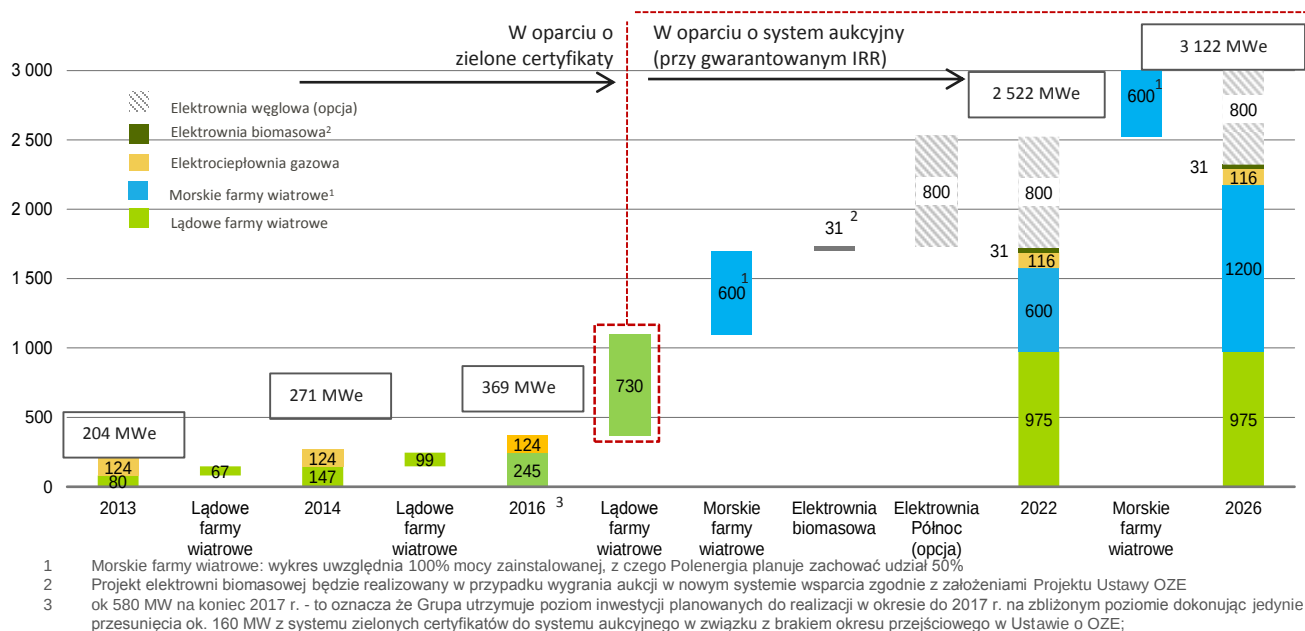
- budowa 165 MW farm, z czego 66,7 MW zostało oddanych do użytku w 2014r., 99 MW jest w budowie. Do końca 2015 Grupa planuje posiadać ok. 250 MW farm wiatrowych w operacji;
- gotowość do wystąpienia w aukcji 336 MW farm na lądzie;
- decyzja środowiskowa dla 1 200 MW morskich farm wiatrowych (Grupa posiada podpisaną umowę przyłączeniową);
- zakończenie dewelopmentu rurociągu gazowego pomiędzy Niemcami i Polską o przepustowości do 5 miliardów m3/rocznie.

Faza II: 2017-2022:

- partycypacja w aukcjach portfelem 730 MW farm wiatrowych i doprowadzenie do zdolności operacyjnej na poziomie ok 460 MW farm wiatrowych w roku 2017 poprzez partycypacje w pierwszej aukcji w 2016;
- potencjalne uruchomienie 600 MW morskich farm wiatrowych oraz zakończenie dewelopmentu kolejnych 600 MW;
- potencjalne uruchomienie rurociągu gazowego pomiędzy Niemcami i Polską o przepustowości do 5 mld m3 rocznie;

Szybki wzrost skoncentrowany na przeznaczonym do realizacji w bliskim terminie, wysokiej jakości 730 MW portfelu projektów lądowych farm wiatrowych

Potencjalny przyrost mocy zainstalowanej (MWe)



- Z puli 730 MW projektów przewidzianych w systemie aukcyjnym, 336 MW zostaną przygotowane do udziału w pierwszej aukcji w 2016 r.;
- Pozwoli to na maksymalizację prawdopodobieństwa wygrania. W kolejnych latach prawdopodobieństwo sukcesu będzie mało – dlatego **Polenergia koncentruje się na maksymalizacji gotowości projektów do wystartowania w pierwszej aukcji w 2016r.**

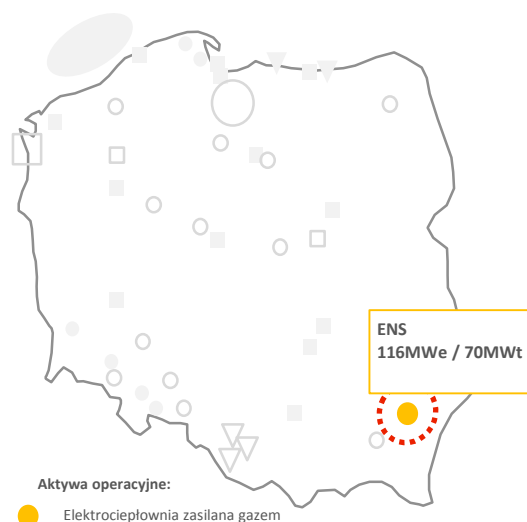
- ✓ **Moc zainstalowana:** 369 MWe do 2016 r. (z czego 245MW lądowych farm wiatrowych – nr 2 w Polsce) oraz ok. 580MW (w tym 460 MWe lądowych farm wiatrowych) do końca 2017r. Potencjalnie ok. 1,7 GW (włączając prawie 1000 MW lądowych oraz 600 MWe morskich farm wiatrowych) do 2022 r.;
- ✓ **Portfel 730 MW farm na lądzie – 2 pozycja w Polsce (Faza II po 2016):** możliwa jest również sprzedaż do 100% wybranych projektów lądowych farm wiatrowych realizowanych po 2015 r. w systemie aukcyjnym, przed lub po wygranej aukcji, w celu zwiększenia potencjalnych dywidend;
- ✓ **Finansowanie:** Faza I do 2016 roku będzie wymagała finansowania ze środków własnych oraz finansowania dłużnego w formule „project finance”;
- ✓ **Farmy Morskie:** realizacja, budowa i utrzymanie projektów morskich farm wiatrowych jest wyłącznie możliwe z partnerem pozyskanym w wyniku sprzedaży pakietu udziałów po uzyskaniu decyzji środowiskowej oraz systemu wsparcia;
- ✓ **Inne:** Grupa zakłada sprzedaż projektu elektrowni węglowej w 2018 r. Jednakże w sytuacji wystąpienia odpowiednich sygnałów rynkowych i zapewnienia atrakcyjnego zwrotu istnieje możliwość kontynuacji projektu po uprzedniej zgodzie akcjonariuszy;

Elektrociepłownia gazowa Nowa Sarzyna

Opis

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

Lokalizacja i moc



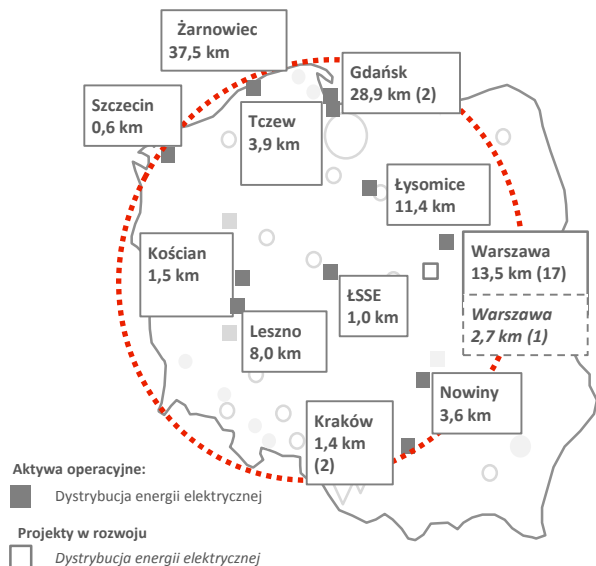
Parametry techniczne

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

Formuła rekompensat

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

Długość sieci dystrybucji, (liczba projektów)



	W użytku	W rozwoju	Ogółem
Moc dystrybucji	75 MW	1 MW	76 MW
Wolumen dystrybucji	262 GWh	3 GWh	c. 265 GWh
Liczba projektów	29	1	30
Odbiorcy końcowi	8,2tys.	0,4tys.	ok. 8,6tys.
Długość linii średniego napięcia (km)	111,3	2,7	114
Liczba podstacji	86		
Liczba transformatorów	143		

Polenergia Dystrybucja

Opis

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

Projekty w rozwoju

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

Wzrost wartości i korzyści dla klientów

Wzrost wartości

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

Unikalny pakiet korzyści dla klientów

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

Działalność handlowa (Polenergia Obrót)

Przegląd Polenergii Obrót (trading)

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

Polenergia Obrót (2014)

Sprzedana energia 12,7 TWh

Sprzedany gaz ziemny 95 GWh

Działalność handlowa

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

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

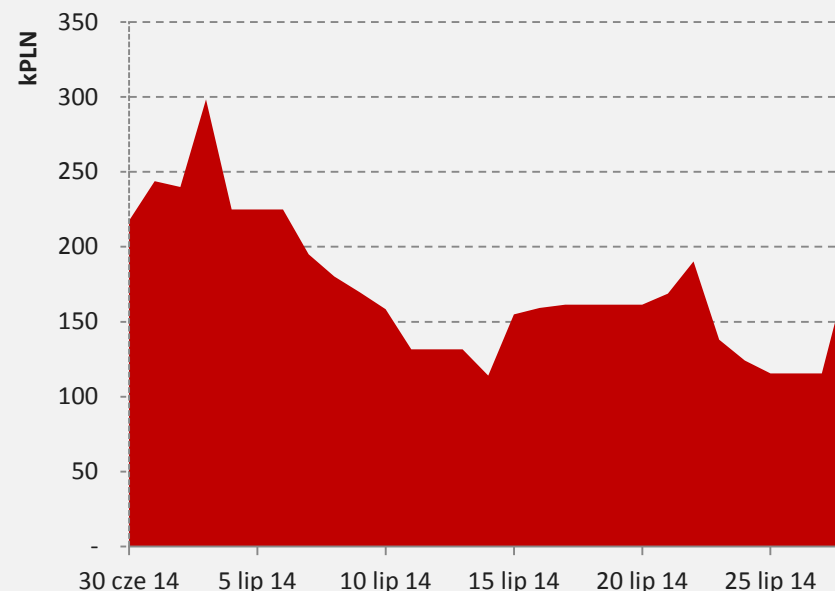
Proprietary trading (obróć na giełdzie i rynku OTC)

Niski profil ryzyka

Handel oparty na fizycznej dostawie produktu

Ograniczony profil ryzyka – monitorowany codziennie

Historyczna wartość narażona na ryzyko Polenergii Obrót (kPLN)



- Polenergia Obrót ma bardzo konserwatywną politykę zarządzania ryzykiem.
- Dienne ryzyko na ostrożnym poziomie VaR 99% ok. 200kPLN
- Historyczne VAR pozostaje poniżej wyznaczonych limitów

Pozostałe aktywa operacyjne i realizowane projekty

Elektrownia węglowa – Elektrownia Północ

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

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

Elektrownia zasilana biomasą

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

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

Ciepłownia Zakrzów

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

Elektrownia Mercury

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

Produkcja pelletu

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

	Fabryka Północ	Fabryka Południe	Fabryka Wschód
Uruchomienie	2009	2010 i 2011	2012
Produkcja roczna (tony)	36 tys.	52 tys.	50 tys.

 C

Ramy Regulacyjne
(Ustawa o OZE, Polityka UE)

Wsparcie państwa odzwierciedlone w nowej ustawie o energii odnawialnej

Projekty działające i w budowie: zielone certyfikaty

Projekty działające i w fazie inwestycji/budowy: system zielonych certyfikatów jest dostępny dla wszystkich projektów wiatrowych oddanych przed wejściem w życie Projektu Ustawy OZE (czyli przed 1 stycznia 2016 r.);

Utrzymane długoterminowe wsparcie: 15 lat od daty rozpoczęcia wytwarzania energii elektrycznej, dla której można było uzyskać zielone certyfikaty (kontynuacja systemu zielonych certyfikatów);

Wysoki poziom opłaty zastępczej: zamrożona na poziomie ok. 300 PLN/MWh (po indeksacji w 2014 r.);

Przepisy dotyczące bilansowania popytu i podaży rynku zielonych certyfikatów, doprowadzą do stabilizacji cen na poziomach zbliżonych do opłaty zastępczej:

- **Podaż:** znaczące ograniczenie liczby źródeł kwalifikujących się do otrzymywania zielonych certyfikatów poprzez eliminację wsparcia dla dużych elektrowni wodnych o mocy powyżej 5 MWe oraz redukcję wsparcia dla współspalania biomasy, do poziomu 0,5 certyfikatu za 1 MWh, jeżeli energetyczny udział biomasy w miksie paliwowym takiej instalacji jest poniżej 20%;
- **Popyt:** cele dotyczące udziału energii odnawialnej w sprzedaży do klientów końcowych ustanowione na poziomie 14% w 2015 r., 15% w 2016 r. i 20% w 2017 r. będą określone corocznie w oparciu o przewidywaną ilość energii wytwarzanej z OZE pozwalając na zbilansowanie popytu i podaży zielonych certyfikatów. Opcja wypełnienia obowiązku za pomocą opłat zastępczych nie będzie dostępna w przypadku, gdy ceny certyfikatów spadną poniżej 75% wartości opłaty zastępczej w okresie 3 miesięcy poprzedzających datę wypełnienia obowiązku (umorzenia świadectw pochodzenia). Dodatkowo zostaną wprowadzone niekorzystne zasady traktowania kosztów wynikających z płacenia opłaty zastępczej w rozliczeniu podatku, co wpłynie na zwiększenie popytu na certyfikaty i wzrost ich ceny do poziomu zbliżonego do opłaty zastępczej. Prognozy rynkowe wykorzystywane przez zarząd długoterminowo zakładają, że nowe przepisy utrzymają ceny certyfikatów na poziomie zbliżonym do opłaty zastępczej (ok. 300 PLN/MWh);

Dozwolone bilateralne kontrakty: Projekt Ustawy OZE podtrzymuje możliwość sprzedawania certyfikatów w ramach długoterminowych kontraktów;

Opcja przejścia do systemu aukcyjnego: wszystkie projekty w ramach dotychczasowego systemu certyfikatów będą miały możliwość zmiany na system aukcji (poza instalacjami współspalania, jeżeli energetyczny udział biomasy w miksie paliwowym takiej instalacji jest poniżej 20%).

- ✓ **Zmiany w systemie wsparcia OZE zapewniają bezpieczne przepływy finansowe przy atrakcyjnej stopie zwrotu.**
- ✓ **Sejm uchwalił ustawę 20.02.2015, a Prezydent podpisał ją 11.03.2015.**

Nowe Projekty: Aukcja / "Feed-in Tariff"

Utrzymane długoterminowe wsparcie: 15 lat od daty rozpoczęcia operacji w systemie aukcji zapewniającej stałe indeksowane inflacją ceny kontraktów na 15 lat;

Przejrzyste mechanizmy aukcji:

- Docelowa pula energii na którą będzie organizowana aukcja będzie ustalana pięciokrotnie dla 3-letnich okresów;
- Ministerstwo Gospodarki co roku wyznaczy cenę referencyjną dla każdej technologii biorąc pod uwagę średnie nakłady inwestycyjne oraz koszty operacyjne dla standardowych projektów;
- Brane pod uwagę będą wyłącznie oferty, których cena jest równa lub niższa niż cena referencyjna dla danej technologii;
- Wszystkie technologie będą mogły uczestniczyć w tych samych aukcjach;
- Dla puli ofert z najniższymi cenami, spełniającymi warunek wolumenu danej aukcji zostanie przyznany kontrakt ze stałymi cenami (indeksowanymi rocznie inflacją) oparty o zwycięską ofertę ceny na 15 lat;

Dozwolone dwustronne kontrakty: wytworzoną energię będzie można sprzedawać na rynku, np. w ramach bilateralnych kontraktów (w tym grupom energetycznym) lub do tzw. sprzedawcy zobowiązanego. Specjalnie powołana agencja rządowa: Operator Rozliczeń Energii Odnawialnej będzie dopłacał przedsiębiorcy różnicę między wylicytowaną w aukcji ceną energii, a średnią ceną energii na rynku konkurencyjnym podawaną przez operatora giełdy;

Przewidziane licytacje w zakresie elektrowni morskich:

- Dedykowane aukcje na technologie o stopniu wykorzystania mocy większym niż 4 000 MWh/MWe/rok skutecznie wyłączają wszystkie technologie poza morskimi farmami wiatrowymi oraz zasilanymi biomasą;
- możliwość przystąpienia do aukcji z decyzją środowiskową bez wymogu pozwolenia na budowę obniży ryzyko deweloperskie;
- Przedłużony okres budowy do 72 miesięcy (pozwalać na budowę farm morskich).

- ✓ **Taryfa gwarantowana przez system aukcyjny dla nowych projektów zapewnia stałą cenę z zabezpieczonym zyskiem bez ryzyka cen rynkowych.**

Nowa ustawa o OZE i jej pozytywny wpływ na Grupę

Eksplatacja bieżących projektów: zielone certyfikaty przyznane na okres 15 lat gwarantują atrakcyjne przepływy finansowe zarówno dla istniejących farm wiatrowych (146,7 MWe), jak i projektów w budowie (98,6 MWe), które mają zostać uruchomione do 2015 r.;

Możliwość wyboru między dotychczasowym i nowym systemem wsparcia: istniejące jednostki wytwórcze OZE mają możliwość przejścia w dowolnym momencie do systemu taryf gwarantowanych (tj. dopłaty wartości pomiędzy ceną oferowaną w aukcji a ceną rynkową) poprzez uczestnictwo w aukcjach, jeżeli taryfy gwarantowane będą korzystniejsze ekonomicznie od cen uzyskiwanych w obecnym systemie wsparcia. Jeśli dana jednostka wytwórcza OZE nie wygra aukcji, pozostaje w systemie zielonych certyfikatów na niezmiennych warunkach z opcją przystąpienia do kolejnych aukcji;

System aukcyjny wprowadza stabilność oferując „upside” operacyjny:

- Brak ryzyka zmian cen rynkowych energii w systemie aukcyjnym: taryfa gwarantowana przez system aukcyjny dla nowych projektów będzie oparta na stałej i corocznie indeksowanej inflacją cenie, przez cały okres wsparcia (brak ryzyka związanego ze zmianami cen energii elektrycznej);
- Potencjał dodatkowego zwrotu na efektywności operacyjnej: według Oceny Skutków Regulacji opublikowanej przez Ministerstwo Gospodarki wraz z historyczną wersją Projektu Ustawy OZE ceny referencyjne mają być ustalone z uwzględnieniem średniego poziomu stopy zwrotu IRR 12% przy założeniu średniej produktywności brutto na poziomie 27%. Projekty z portfela Grupy mają dodatkową przewagę konkurencyjną ze względu na wyższą średnią produktywność;

Koncentracja na kluczowym obszarze działalności: ponieważ koszt LCOE (ang. *Levelised Cost of Electricity*) dla lądowych farm wiatrowych jest najniższy spośród wszystkich technologii OZE i oczekiwany jest jego dalszy spadek, przewiduje się że technologia ta (razem z biomasą) będzie dominować w nowym systemie wsparcia. Ponadto przewiduje się, że wsparcie dla morskich farm wiatrowych ma być regulowane osobnymi przepisami dla projektów, które rozpoczną się po 2020 r. – jest to zgodne ze strategią Grupy, która zakłada rozwój projektów morskich z ustalonymi warunkami przyłączenia do sieci i uruchomienie ich w latach 2022-2026;

Efekty synergii na poziomie działalności handlowej: dodatkowe zyski i stabilność przychodów są osiąmane poprzez współpracę ze spółką Polenergia Obrót, która dzięki dostępowi do szerokiego portfela klientów oraz rynku hurtowego może realizować pełną marżę handlową i umożliwiać Grupie uzyskiwanie korzystnych cen sprzedaży energii elektrycznej i zielonych certyfikatów oraz zabezpieczanie pozycji na rynku terminowym. Projekt Ustawy OZE nie przewiduje wprowadzania żadnych ograniczeń w zakresie, komu można sprzedawać energię lub/i zielone certyfikaty.

Polityka Energetyczna Unii Europejskiej

Cele Polityki Energetycznej UE do 2020 r.: na podstawie Dyrektywy 2009/28/WE do roku 2020 udział energii odnawialnej w całości produkcji energii w Polsce wynosić ma 15%. Zgodnie z Krajowym Planem Działania przyjętym przez rząd w roku 2010, w celu wypełnienia wspomnianego obowiązku, udział energii odnawialnej w ogólnej ilości wytworzonej energii elektrycznej powinien wynieść 19,13% w roku 2020. Aktualnie 10,3% wytwarzanej energii w Polsce pochodzi z OZE (dane na koniec grudnia 2013 r.) co oznacza, że konieczny jest wzrost o 8,8 p.p.

Dalsze zaostrenie wymogów środowiskowych po 2020 r.: Ponadto, zgodnie z przyjętym w październiku tego roku przez Radę Europejską pakietem klimatycznym do roku 2030 emisja CO₂ ma być obniżona o 40%, zaś udział energii ze źródeł odnawialnej w produkcji energii wynosić ma 27%. Aby możliwa była realizacja przez Polskę jej części obowiązków w ramach pakietu klimatycznego konieczny jest rozwój energetyki odnawialnej.

Wymogi UE zgodne z trendami światowymi: inwestowanie w Energetykę odnawialną jest trendem ogólnoświatowym mającym oparcie w argumentach ekonomicznych (koszty energii w wielu przypadkach niższe niż ze źródeł konwencjonalnych) jak i środowiskowych (ograniczenie emisji gazów cieplarnianych). W chwili obecnej liderami w rozwoju OZE poza Europą są Chiny, Brazylia, Indie i Meksyk. Widzą one w OZE szanse na zapewnienie sobie opartej na źródłach wewnętrznych, czystej (ekologicznej) energii. Także sceptyczne wobec problemu globalnego ocieplenia Stany Zjednoczone bardzo mocno rozwijają energetykę odnawialną. Według Bloomberga New Energy Finance udział OZE w łącznej mocy zainstalowanych źródeł energii na świecie wzrośnie z 28% w 2012 r. do 48% w roku 2030. Dominować będą elektrownie wiatrowe, których udział w łącznych mocach zainstalowanych wzrośnie z 5% w 2012 r. do 17% w 2030 r. Łączna wartość inwestycji w OZE na świecie to obecnie ponad 250 mld USD.

- ✓ **Główne założenia Polityki Energetycznej UE do 2020 r. dotyczą wzrostu udziału OZE w produkcji energii oraz ograniczenia emisji gazów cieplarnianych**
- ✓ **Cele Polityki Energetycznej UE do roku 2030 stanowią kontynuację tych założeń i wymuszają dalszy wzrost udziału OZE oraz spadek emisyjności**
- ✓ **Cele Polityki klimatycznej UE są zgodne z trendami ogólnoświatowymi. Poza Europą intensywny rozwój OZE następuje m.in. w 2 największych gospodarkach globu tj. w USA i Chinach**

D

Wycena porównawcza – opis spółek
porównawczych

Wycena porównawcza – opis spółek porównawczych

Spółka	Kraj	Opis	Moc	Dlaczego porównawcza? Komentarz
ENEL GREEN POWER	WŁOCHY	Enel Green Power SpA jest spółką Enel Group w pełni dedykowaną dewelopmentowi oraz zarządzaniu energią z odnawialnych źródeł energii. Spółka zarządza generacją energii z wiatru, słońca, wody, ciepła oraz biomasy w Europie, Północnej i Południowej Ameryce oraz Afryce.	Działające: 9807 MW (25,2%) W budowie: 1661 MW (4,3%) Gotowe do budowy: 1411 MW (3,6%) Portfel deweloperski: 26 GW (66,9%) łącznie: 38879 MW	-największy udział w wiatru w miksie OZE -ma znaczący portfel developerski
EDP RENOVAVEIS S	HISZPANIA	EDP Renovaveis SA projektuje, dewelopuje, zarządza oraz zarządza elektrowniami. Spółka produkuje energię elektryczną z odnawialnych źródeł energii – głównie z wiatru.	Działające: 9036MW (71,0%) W budowie: 601 MW (4,7%) Portfel deweloperski: 3083 MW (24,2%) łącznie: 12720 MW	-specjalizuje się w projektach wiatrowych -99% działających projektów to FW -działa w Polsce -1.4 GW w Wielkiej Brytanii oraz 430MW morskich FW pipeline we Francji
FALCK RENEWABLES	WŁOCHY	Falck Renewables SpA produkuje energię pochodzącą z odnawialnych źródeł energii.Spółka tworzy portfolio energetyki wiatrowej w Europie, głównie skupiając się na Wielkiej Brytanii, Włoszech, Hiszpani oraz Francji.	Działające: 727,14MW (71,4%) W budowie: 101MW - Wind (9,9%) Portfel deweloperski: 190MW (18,7%) łącznie: 1018,14 MW	-największy udział wiatru w miksie OZE -skoncentrowana na rynku europejskim -duży udział aktywów operacyjnych
ALBIOMA SA	FRANCJA	Albioma jest niezależnym producentem energii zajmującym się dewelopmentem oraz realizacją projektów w trzech szybko rozwijających się sektorach – biomasa ciepła, fermentacja beztlenowa oraz energia słoneczna.	Działające: 701MW (83,4%) W budowie/portfel deweloperski: 140MW (16,6%) łącznie: 841 MW	-specjalizuje się w projektach OZE -działa głównie we Francji oraz Mauritiusie
THEOLIA SA-REGR	FRANCJA	Theolia SA jest niezależnym oraz międzynarodowym deweloperem oraz operatorem farm wiatrowych. Grupa zajmuje się projektowaniem, budową oraz zarządzaniem lądowymi farmami wiatrowymi.	Działające: 1200MW (80%) Portfel deweloperski: 300MW (20%) łącznie: 1500 MW	-specjalizuje się w projektach wiatrowych, -działa głównie w Niemczech, Francji, Włoszech oraz Maroku
ALERION	WŁOCHY	Alerion Cleanpower SpA jest spółką zamującą się energetyką odnawialną. Specjalizuje się w sektorze wiatrowym.	Działające: 271,7MW (70.8%) Zatwierdzone/w toku: 112MW (29,2%) łącznie: 383,7 MW	-głównie projekty wiatrowe -porównywalna wielkość -większość projektów we Włoszech, ale także w CEE (Rumunia i Bułgaria)
FERSA	HISZPANIA	Fersa Energias Renovables SA rozwija oraz inwestuje w energię wiatrową, biomasę oraz inne odnawialne źródła energii, szczególnie korzystając z dotacji rządowych, ponadto zajmuje się utylizacją odpadów.	Działające: 252,8MW (32,5%) W budowie: 34MW (4,4%) Priorytetowe: 64,6 MW (8,3%) Portfel deweloperski: 427,5MW (54,9%) łącznie: 778,9 MW	-skoncentrowana na segmencie wiatrowym -projekty we Francji, Hiszpani oraz Indiach -posiada znaczący portfel deweloperski